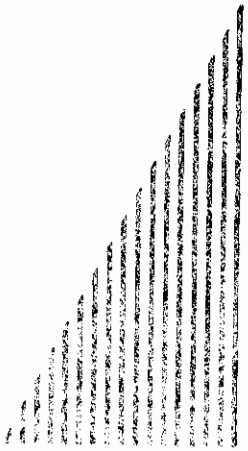
В.Ж. Аренс

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКАЯ ГЕОТЕХНОЛОГИЯ

И2
А802



Московскому
горному институту,
где автор учился
и преподавал

РОССИЙСКАЯ
АКАДЕМИЯ
ЕСТЕСТВЕННЫХ
НАУК

ВЫСШЕЕ ГОРНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

V.J. Arens

PHYSICAL AND CHEMICAL GEOTECHNOLOGY

MOSCOW
PUBLISHING HOUS
OF MOSCOW STATE MINING UNIVERSITY
2001

В.Ж. Аренс

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКАЯ ГЕОТЕХНОЛОГИЯ

Допущено Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по горному образованию в качестве учебного пособия для студентов вузов, обучающихся по направлениям «Горное дело», «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых» (бакалавры и магистры), по всем специальностям подготовки горных инженеров

МОСКВА
ИЗДАТЕЛЬСТВО
МОСКОВСКОГО
ГОСУДАРСТВЕННОГО
ГОРНОГО УНИВЕРСИТЕТА
2001

Г2001
5204

УДК 622.277
А 79

Рецензенты:

Кафедра геотехнологии руд Московской государственной геологоразведочной академии
(проф. *Н.Г. Малухин*, проф. *Д.П. Лобанов*)

Проф. *Ю.В. Шувалов*
(Санкт-Петербургский государственный горный институт (ТУ))

Автор благодарит СП «Североникель» за содействие в подготовке книги

Аренс В.Ж.

А 79 Физико-химическая геотехнология: Учеб. пособие. — М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2001. — 656 с.

ISBN 5-7418-0003-3 (в пер.)

В монографии изложены основные вопросы теории физико-химической геотехнологии, даны основные понятия и представления физико-химических методов добычи полезных ископаемых. Рассмотрены геологические, гидрогеологические и другие факторы, определяющие эффективность методов физико-химической геотехнологии. Описаны вскрытие, подготовка и системы разработки месторождений, средства добычи полезных ископаемых, специфика проектирования геотехнологических предприятий, методика расчета параметров добычи, а также экономика и вопросы охраны окружающей среды. Обобщен опыт использования физико-химических методов в горнодобывающих отраслях промышленности.

Для специалистов горняков, геологов, а также студентов и аспирантов горных и геологических вузов.

УДК 622.277

Arens V.J.

Physical and chemical geotechnology. — M.: Publishing hous of Moscow state mining university, 2001. — 656 p.

ISBN 5-7418-0003-3

The fundamental questions of the theory of in-situ technology are stated. The basic concepts and ideas about physical and chemical mining methods are given. The geological, hydrogeological, chemical and other bases of in-situ processes, factors difining their efficiency are considered. The specificity of enterprises projecting, also economy of their work, calculating methods of mining parametres, problems of environment protections are given. In the second part of the monograph the experience of the in-situ methods of geology in mining industry in generalized. The book is intended for miners, geologists and can be used as a manual by the students and postgraduate students of mine and geological high schools.

ISBN 5-7418-0003-3

© В.Ж. Аренс, 2001
© Издательство МГГУ, 2001

15965-2001

ГИНТБ СО РАН
Пуб... ...ск.
Библиотека

К ЧИТАТЕЛЯМ

Предлагаемая читателю монография интересна с двух точек зрения. Прежде всего – это попытка представить картину состояния одного из новых разделов горной науки, сложившуюся к настоящему времени. С другой стороны, это, пожалуй, наиболее полное собрание сведений, полученных в течение несколько десятков лет существования геотехнологии. В то время как некоторые скважинные способы добычи полезных ископаемых стали разрабатываться и применяться еще в прошлом веке (метод Фраша, подземное растворение галита), систематическое развитие этого направления началось после второй мировой войны, в 60-х годах. Масштабы и интенсивность освоения недр к этому времени стали столь велики, что перед горным делом возникли проблемы экономической эффективности разработки месторождений, минимизации ущерба окружающей среде, а также решение задач безопасности горного производства.

Совершенствование технологий открытой и подземной добычи не может решить все отмеченные проблемы. Не секрет, что за всю многотысячелетнюю историю развития горного дела технологические принципы, лежащие в его основе, не претерпели сколько-нибудь заметных изменений. Усовершенствовались только орудия производства: от кайла, лопаты, лошади – к экскаватору, взрывному разрушению, механизированным комплексам, автомобилям, погрузчикам и другим механизмам, не изменив при этом тяжелые и опасные условия труда горняков.

Таким образом, прогресс человеческого общества поставил перед горной наукой фундаментальную проблему: привести в соответствие технико-экономические и экологические показатели горных технологий, а также условия труда шахтеров с современными требованиями.

Путем решения этой задачи стало направление, связанное с заменой карьера и шахты скважинами, через которые производится вскрытие, подготовка и разработка месторождений полезных ископаемых. Первоначально это направление, одним из основоположников которого является профессор В.Ж. Аренс, развивалось в Московском горном институте на кафедре физико-химических методов добычи (зав. кафедры акад. Н.В. Мельников).

Главный принцип методов этого направления – осуществление добычных работ с поверхности земли, через развитие новых дистанционных способов воздействия на массив. К сожалению, имеющиеся результаты фундаментальных исследований естественных и горных наук не позволяют в настоящее время использовать геотехнологию повсеместно, а лишь в отдельных наиболее благоприятных условиях. Тем не менее, стремительное развитие науки позволяет думать, что эти трудности будут преодолены.

Предлагаемая читателям книга как раз свидетельствует об этом.

Член-корреспондент РАН Л.А. Пучков

ВМЕСТО ПРЕДИСЛОВИЯ

Общность отдельных сторон изучаемых горной наукой объектов притягивает к ним самые различные науки, происходит процесс взаимопроникновения и обогащения горных наук, более того, привычные для нас горные науки выходят за пределы сложившихся представлений о них, образуя новый конгломерат знаний. Именно поэтому в горных науках необходимо должное внимание уделить вопросам понятийно-терминологического плана.

Некоторую пестроту в терминологии горного дела устранит сама жизнь и дальнейшая работа. Но все же хочу высказаться по термину «геотехнология». Термин определяет отношение к предмету, может укорениться в "кровеносных сосудах" науки. Чем лучше сформулирован каркас основных понятий, тем легче их усвоить, оценить и удержать в памяти. Вот почему в математике и физике придается важное значение аксиоматической формулировке определений. Вне аксиоматических систем остается мало надежд на установление порядка и в горной науке.

В частности, это касается термина "геотехнология". Все знают, что в последние годы под этим понимается новый раздел горной науки (3, 4, 5, 6, 7, 8), но есть и другое мнение. Еще в 60-е годы И.П. Кириченко, Р.Н. Питкин, И.П. Фарберов (1, 2), а в конце 80-х годов акад. В.В. Ржевский (9, 10) предлагали этот термин для замены термина "горная наука". В последней работе под руководством акад. РАН К.Н. Трубецкого (11) слову "геотехнология" дается новая трактовка, которая относит его к "группе горных наук, изучающих технологические процессы, технические средства, технологии, способы и горные объекты, позволяющие извлечь георесурсы из недр или использовать их, например, в виде подземных полостей".

Вся научная общественность сейчас признает понятие "горная наука", она достойно представлена в горных вузах и в РАН, РАЕН, АГН. В этой связи, думаю, большинство горняков будут настаивать на этом общепринятом наименовании, а термину "геотехнология" можно оставить его привычное понимание, тем более что оно уже прижилось в России: имеется кафедра в МГРИ, где готовятся горные инженеры-геотехнологи. В принципе, думаю, геотехнологи не будут возражать и против названия "**физико-химическая геотехнология**", которое не противоречит общепринятому понятию "геотехнология", даже как бы дополнительно раскрывая его сущность, тем более что ранее И.П. Кириченко назвал геотехнологические методы - химическими, а Н.В. Мельников создал в середине 60-х годов в МГИ кафедру физико-химических методов разработки месторождений полезных ископаемых, на которой сформировались основные определения геотехнологии (4). В частности практически все геотехнологические процессы как бы вторят природе, но идут в обратном направлении.

Сейчас под термином "геотехнология", или "физико-химическая геотехнология" (ФХГ) понимается раздел горной науки, изучающий методы в основном

бесшахтной добычи твердых полезных ископаемых, основанные на переводе их в подвижное состояние в недрах земли.

Цель ФХГ – развитие методов активного воздействия на полезное ископаемое, геологическую обстановку горной среды и процессы добычи, расширение области эффективного применения геотехнологических методов добычи на месторождениях со сложными горногеологическими условиями. Изучая процессы и средства бесшахтной добычи полезных ископаемых и воздействуя на их параметры, геотехнология использует данные и методы физики, химии, математики, микробиологии, геологии, горного дела.

Основные области исследований, которыми занимается ФХГ: подземные процессы – растворение солей, выщелачивание металлов, газификации каустобиолитов, выплавки серы, битума, вязких нефтей, скважинной гидродобычи полезных ископаемых; извлечения глубинного тепла Земли.

В ФХГ выделяются три основных направления: ***Первое*** связано с изучением горной среды. Цель его – определение возможности перевода извлекаемого полезного ископаемого или его ингредиентов в подвижное состояние (газ, раствор, расплав, подвижные смеси) непосредственно на месте залегания и изучение влияния на этот процесс физико-геологической обстановки. Перевод полезного ископаемого в подвижное состояние осуществляется следующими способами: физическим – плавление, перегонка (воздействие температуры, давления), гидро-пневморазрушение; химическим – окисление, разложение (частичное или полное сжигание, обжиг), выщелачивание и растворение с образованием молекулярных растворов, растворение связующего вещества, физико-химическими реакциями с участием физических полей, гидрогенизация, растворение и выщелачивание с участием физических полей, диспергирование поверхностно-активными веществами, химическими реагентами и физическими полями; микробиологическое – бактериальное воздействие, бактериальное выщелачивание, бактериальное растворение цемента.

Второе направление – изучение физического и химического изменения полезного ископаемого и вмещающих пород (установление природы процесса и последовательности протекания отдельных стадий).

Третье – изыскание и разработка способов и средств осуществления геотехнологических процессов добычи, выявление их зависимости от геологической обстановки. В процессе добычи направленное изменение состояния полезного ископаемого рассматривается в едином комплексе с физико-геологической обстановкой.

Истоки геотехнологических методов на территории России восходят к добыче соли подземным растворением II в. В Испании в XVI в. для разработки цветных металлов применялось подземное выщелачивание. Большинство современных геотехнологических методов добычи полезных ископаемых разработано в конце XIX в. В 1888 г. Д.И. Менделеев предложил идею подземной газификации угля, в 1891г. Г. Фраш (США) опробовал метод подземной выплавки серы. В конце XIX – начале XX вв. В.А. Обручев выдвинул идею использования глубинного тепла Земли. Однако практическая реализация идей в области геотехнологии началась с XX в. В середине 70-х годов XX в. сформулированы основные понятия науки геотехнологии (ФХГ), дано определение ее предмета, области исследований, целей и задач (3, 4, 5, 6, 7). Исследовательские работы по ФХГ ведутся в

США, ФРГ, Бельгии, Великобритании, Чехии, Польше, Венгрии и других странах. В наибольших объемах (среди зарубежных стран) и практически по всем разделам геотехнологии их осуществляют в США, там же с 1977 г. издается специальный геотехнологический журнал "In situ".

Готовя монографию по физико-химической геотехнологии, автор стремился как можно шире раскрыть основные понятия новой науки, рассматривая свою работу как своего рода справочник по ФХГ. Основная цель издания дать широкому кругу геологов, горняков, химиков и физиков, а также студентам и преподавателям вузов сведения по наиболее часто встречающимся понятиям и терминам ФХГ. ФХГ – удивительно яркий пример прогресса, «точка роста» на стыке наук. В ФХГ своеобразно переплелись, завязались в тесный узел плодотворного сотрудничества почти все естественные и многие инженерные, технологические и общественные науки. Но надо помнить, что это не синтетическая наука, а творческий сплав наук с новыми свойствами, составом и строением.

Соответственно своему содержанию физико-химическая геотехнология охватывает широкий круг вопросов и является на сегодня самым разносторонним предметом, в развитии которого будут участвовать не только технические, геолого-минералогические, экономические науки, но и физико-математические, химические и даже биохимические. Содружество всех этих наук в физико-химической геотехнологии сделает ее фундаментальной.

Естественно, что данная монография просто не может объять всего множества вопросов, их, как всегда, бывает больше, чем ответов. Одна из основных целей книги – вовлечь читателя в творческий процесс познания, когда без привлечения фундаментальных наук невозможно решить большинство стоящих перед горными инженерами задач, ибо имеется пока множество непознанных наукой явлений. Автор стремился придать монографии творческий выход в мир знаний. Этим объясняется обилие ссылок на литературные источники. Той же цели служит словарь терминов и понятий физико-химической геотехнологии, помещенный в конце книги.

Монография дает целостную картину в рамках естественной, научной и гуманитарной парадигмы, понимания роли человека в природной, искусственной (техносфера) и социальной средах.

Книга состоит из двух частей. Первая часть посвящена рассмотрению фундаментальных проблем физико-химической геотехнологии. Вторая знакомит с практическим опытом использования новых методов.

Настоящая монография по существу является третьим изданием, переработанным и расширенным, ранее написанных автором книг: Геотехнологические методы добычи полезных ископаемых. М., Недра, 1975; Скважинная добыча полезных ископаемых (геотехнология). М., Недра, 1986. Кроме того автор счел целесообразным к выполнению ряда глав привлечь известных специалистов геотехнологов: А.С. Астахова, Н.И. Бабичева, Э.И. Богуславского, А.Д. Бошкатова, А.Е. Воробьева, О.М. Гридина, И.Л. Демьянову, Ю.Д. Дядькина, Г.Г. Минеева, В.П. Неберу, А.Г. Калинина, И.А. Клименко, Е.В. Крейнина, В.И. Смирнова, А.С. Хрулева, Г.Х. Хчеяна, А.С. Черняка.

Автор благодарит своих соавторов, согласившихся осветить часть проблемы, а также всех геотехнологов, вложивших труд в развитие этого нового научного направления в горном деле.

Литература

1. Кириченко И.П. Химические способы добычи полезных ископаемых. М., Изд-во АН СССР, 1958. С. 98.
2. Кириченко И.П., Питин Р.Н., Фарберов И.П., Федоров М.А. Некоторые проблемы безопасной добычи и переработки топлива и других полезных ископаемых. Научные труды ВНИИподземгаз, вып. 8. М., Госгортехиздат, 1962.
3. Аренс В.Ж. Геотехнологические методы добычи полезных ископаемых. М., Недра, 1975. С. 263.
4. Мельников Н.В., Аренс В.Ж. Некоторые понятия и определения геотехнологии. Журн. ФТПРПИ, № 3, 1977. С. 88-92.
5. Хчеян Г.Х., Нафтулин И.С. Геотехнологические процессы добычи полезных ископаемых. М., Недра, 1983.
6. Аренс В.Ж. Скважинная добыча полезных ископаемых (геотехнология). М., Недра, 1986. 279 с.
7. Аренс В.Ж. Состояние и задачи геотехнологии. Горн. журн., № 12., Недра, 1987. С. 32-35.
8. Агошков И.И. Состояние и перспективы развития горных наук. Известия РАН, Сер. геолог., №5 1983.
9. Ржевский В.В. Методические рекомендации. Горные науки – структура, содержание, методы исследований. М., изд. МГИ, 1982.
10. Ржевский В.В. Проблемы горной промышленности и комплекса горных наук. Ладья, 1991.
11. Трубецкой К.Н. и др. Горные науки. Освоение и сохранение недр земли. М., изд. МГА, 1997.
12. Аренс В.Ж. О понятиях и структуре горной науки. Горн. журн., № 4, 1995.
13. Аренс В.Ж. Грани горной науки изд. МГИ, 1992.

ЧАСТЬ I
ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ТЕОРИИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЙ ГЕОТЕХНОЛОГИИ

1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКАЯ ГЕОТЕХНОЛОГИЯ

1.1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКАЯ ГЕОТЕХНОЛОГИЯ КАК НАУКА

Сегодня в горном деле создалось положение, когда общественная необходимость отработки бедных и глубокозалегающих месторождений, а также старых отвалов бедных руд и хвостохранилищ, содержащих многие полезные ископаемые, растет, а современный уровень науки и техники не позволяет решить поставленные задачи при одновременном повышении экономической и экологической эффективности производства. Разрешение этой кризисной ситуации связано с научно-технической революцией в горном деле, с поиском принципиально новых решений.

Для выработки верных стратегических принципов развития горной науки – определения генерального направления исследований, а следовательно, перераспределения сил и средств – важно определить пути НТР в горнодобывающих отраслях промышленности. В этом плане одно из возможных принципиальных решений можно найти в соединении в недрах операций по добыче полезных ископаемых с их переделом, т.е. с **физико-химической геотехнологией (ФХГ). В настоящее время утвердилось определение ФХГ как науки, изучающей условия, средства и способы разработки твердых полезных ископаемых путем перевода их на месте залегания в подвижное состояние посредством осуществления в недрах тепловых, массообменных, химических и гидродинамических процессов, что позволяет производить добычу полезного ископаемого из недр или отвалов через специальные дренажные выработки-скважины (сюда же следует отнести извлечение тепла горных пород и создание в недрах земли инженерных сооружений методами ФХГ).** Эта наука наряду с горной средой, геотехнологическими процессами добычи и средствами их осуществления изучает протекающие в недрах земли химические и физические явления.

Связь ФХГ как науки с другими дисциплинами представлена в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Междисциплинарная связь ФХГ как науки

Уровень организации	Изучаемый феномен
Геологический	Минералы, полезное ископаемое, горные породы, горная среда, физико-геологическая обстановка
Физико-химический	Движение, взаимодействие, превращение
Технологический	Рабочие операции, процессы, оборудование, управление
Экономический	Затраты, прибыль (показатели работы)
Экологический	Нагрузка на среду (мера техногенного воздействия)
Социальный	Место, роль, характер труда человека в процессе добычи

Предметом ФХГ как науки является изучение различных реальных объектов (месторождений, средства добычи, процессов, явлений и т.п.) для использования новых методов в горной промышленности.

Основные исследования в ФХГ связаны с решением задач в «**познавательном пятиугольнике»: состояние, строение, состав, способность и свойства полезного ископаемого и месторождения.**

Целью ФХГ как науки является создание методов добычи и оптимизация параметров технологии, а для этого, от установления возможности фазового превращения того или иного полезного ископаемого до осуществления самого технологического процесса, необходимо решение целого комплекса научных, технических и экономических вопросов. Это и выбор вида рабочих агентов, способов их доставки к рудному телу, управление технологическим процессом, доставка полезного ископаемого на поверхность и его дальнейшая переработка.

Таблица 1.2

Составные части ФХГ и их содержание

Наименование раздела	Содержание
Учение о горной среде	Свойства горной среды, породы, полезного ископаемого и особенности их исследования. Физико-геологические условия залегания и факторы разработки
Физико-химические основы воздействия на горную среду	Основы учения о химических и физических превращениях при взаимодействии рабочих агентов с горными породами. Теория процессов движения рабочих и продуктивных флюидов в недрах. Технологические основы процессов добычи и переработки продуктивных флюидов
Учение о физико-химических методах геотехнологии	Теория проектирования геотехнологических комплексов. Вскрытие и подготовка месторождений. Системы разработки. Средства добычи и управления. Экономические, экологические и социальные аспекты геотехнологии

Для достижения указанной цели необходимо развитие **теории ФХГ – комплекса взглядов, представлений и идей, направленных на объяснение механизмов основных процессов и явлений, а также ус-**

тановление закономерностей и связей при осуществлении методов ФХГ. Теория ФХГ – это внутренне дифференцированная и вместе с тем целостная система знаний.

Теория ФХГ должна дать программу практической деятельности по расширению и перенесению ее положений на новые объекты и ситуации, открывая тем самым новые практические перспективы, предлагая обширную программу исследований.

Рассмотрение исследовательских задач в ФХГ основывается на **общем методологическом принципе «трехаспектного единства»**, который основан на постулате, что ни одно явление, процесс, технологическая схема добычи полезных ископаемых физико-химическими методами геотехнологии не могут быть адекватно описаны и объяснены вне системы трех координат, отражающих геолого-гидрогеологические, физико-химические и технолого-экономические условия их протекания. Для реализации данного принципа необходимо рассматривать эти «координаты» в качестве активно взаимодействующих факторов.

1.2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ФХГ

Физико-химические методы геотехнологии (ФХМГ) для добычи ряда полезных ископаемых (соль, золото, сера, уран, железо, медь) уже широко используются, а для других только разрабатываются (табл. 1.3). Уровень их развития определяется уровнем развития ФХГ как науки (4, 5, 6, 7, 8, 9, 10).

В области ФХГ многое сделано целой плеядой российских исследователей начиная с Д.И. Менделеева, предложившего подземную газификацию угля, академиков В.И. Вернадского и А.Е. Ферсмана, давших теоретические основы геохимических, а во многом физико-химических процессов геотехнологии. Нужно особо отметить роль в становлении геотехнологии академика Н.В. Мельникова, впервые создавшего в Московском горном институте специальную кафедру и постоянно оказывавшего внимание всем вопросам геотехнологии от определения ее как науки до практической реализации ее методов.

Профессора Д.П.Лобанов, Н.Д.Веригин, Ю.Д.Дядькин, А.С.Черняк, П.А.Кулле, Л.И.Лунев, Г.Х.Хчеян, Е.А.Котенко, Н.И.Бабичев, В.П.Небера, В.А.Гробовников, В.А.Мазуров, П.А.Бобко, А.Р.Гарушев, М.И.Фазлуллин, В.А.Резников, М.П.Бельды, Б.Э.Чекалюк, Г.Г.Минеев, Ю.В.Нестеров, А.И.Перельман, Е.В.Крейнин, И.Г.Абдульманов, Л.И.Курицына, Д.Н.Шпак, Б.В.Исмагилов, И.Л.Демьянова, В.С.Подхалюзин, М.И.Бирчик, А.М.Гайдин, А.Е.Воробьев и многие другие исследователи внесли значительный вклад в развитие ФХГ. Можно констатировать, что в 60–80-х годах она резко

продвинулась вперед. Оценивая положительно достигнутое, необходимо признать, что сегодня в целом по стране качество и масштабы новых разработок не отвечают требованиям времени. Необходимы незамедлительные меры по ускорению развития ФХГ, фокусирование усилий на самых главных ее направлениях. Жизнь требует, чтобы в ближайшие годы произошли существенные сдвиги в фундаментальных разделах ФХГ, связанных с физикой, химией технологических процессов добычи и переработки.

Таблица 1.3

Метод	Объекты промышленного освоения	Объект полупромышленных и опытных исследований. Проработки, предложения
Подземное растворение	Месторождения каменной, калийной солей	Месторождения бишофита, соды, глауберовой соли
Подземное выщелачивание	Месторождения меди, урана, золота	Месторождения марганца, сульфидные месторождения меди, свинца, цинка и никеля, фосфоритов, титана, известняка. Осадочные бурожелезняковые месторождения
Подземная газификация	Месторождения каменного и бурого угля	Осушенные месторождения серы. Месторождения битумов, горючих сланцев, руд, содержащих мышьяк и ртуть
Скважинная гидродобыча	Месторождения фосфоритов, строительные пески, железо, золото	Осадочные месторождения металлов, строительные пески и гравий. Титан, золото, алмазы, касситерит в погребенных россыпях, желваковые фосфориты, уголь, мягкие бокситы, алмазоносные породы и т.д.
Добыча полезных ископаемых из подземных вод	Месторождения иодобромистых вод, а также вод, содержащих бор, уран, стронций	Сточные воды рудников, нефтепромыслов, шахт
Извлечение и использование тепла Земли	Природные парогидротермы	Теплю "сухих" горных пород

Изучая месторождения полезных ископаемых с геотехнологической точки зрения, следует выявить, какие механизмы физических, химических или физико-химических процессов могут обеспечить изменение агрегатного состояния полезного ископаемого и в каких условиях эти устойчивые минеральные ассоциации можно привести в подвижное состояние для извлечения полезного компенента. Важно резко расширить исследования по избирательному растворению полезных компонентов, обусловливающих устойчивость технологического процесса растворения в недрах, а главное – по разработке эффективной технологии переработки добытых флюидов. Изыскание способов разупрочнения горного массива, разработка алгоритмов многомерных, нестационарных задач теплообмена, химических превращений, подвижных границ фаз, поиск методов контроля и управления состоянием массива в процессе его разработ-

ки – именно эти работы в будущем определят научно-технический прогресс в ФХГ.

Необходимо особо отметить важность работ по геотехнологической оценке месторождений полезных ископаемых, ибо благодаря ФХГ становятся доступны для горной промышленности многие забалансовые месторождения полезных ископаемых, отвалы бедных руд и старые хвостохранилища, содержащие много полезных компонентов.

В настоящее время бурно развивается микробиологическая наука, однако ее исследовательские разработки пока не готовы для промышленного использования в горнодобывающих отраслях из-за специфичности физико-геологических условий залегания руд отечественных месторождений. Одна из ключевых проблем рудничной микробиологии – получение культур, устойчивых к неблагоприятным факторам среды и работающих в экстремальных условиях.

Главные перспективы ФХГ связываются с решением ее химических аспектов. По-видимому, именно химик-геотехнолог будет заниматься поиском рабочих агентов для перевода полезного ископаемого в подвижное состояние. По существу сегодня химики в лаборатории могут извлечь из руды любой полезный компонент, но дело в его промышленном извлечении, а это значит, необходим поиск не только реагентов, катализаторов и технологий, но и решение проблемы всех сопутствующих реакций, следовательно, и сопутствующих продуктов, которые в большинстве случаев тормозят как основной процесс, так и процесс переработки. Здесь без кропотливой, фундаментальной работы геохимиков и химиков-технологов не обойтись. То же следует сказать о работе физиков в ФХГ.

Следует отметить необходимость усиления работ по разработке техники и технологии бурения геотехнологических скважин, их подготовке к эксплуатации. Ведь эти работы являются основными, а затраты на них составляют в среднем треть затрат на добычу.

Актуальна проблема эффективного сооружения наклонно направленных скважин, причем в условиях сложного залегания продуктивных пластов управление движением забоя скважин в заданном направлении с учетом гипсометрии пласта – непростое дело. Основная проблема при бурении геотехнологических скважин – это проблема качества вскрытия продуктивного горизонта, т.е. фактически подготовки месторождения для его эффективной разработки через скважины.

ФХГ должна внести значительный вклад в осуществление энергетической программы. Однако технологии подземной газификации, гидрогенизации и перегонки угля, сланца, битума, нефти в настоящее время разрабатываются у нас медленно. В свое время в связи с открытием в СССР крупных запасов нефти и газа эти исследования были практически прекращены, но сейчас, при должной постановке исследований, можно с

уверенностью сказать, что уже в ближайшем будущем может быть обеспечено рентабельное производство как химических, так и энергетических ресурсов.

Главное для громадного фронта поиска в сфере ФХГ – поддержание высокого методического уровня исследований. Необходима эскалация уровня исследований на основе лучших отечественных и зарубежных разработок и перестройка тематики, подходов и направленности работ, причем критерием должны быть решения ученых с привлечением специалистов из разных областей знаний. В этом плане кажется совершенно неверным столь малое участие академических институтов в решении проблем ФХГ, а ведь их роль – определять темпы и направленность научно-технического прогресса в данной области.

Нуждается в улучшении система подготовки и повышения квалификации горных инженеров. Во многих вузах горного и геологического профиля вообще не преподается **ФХГ.** Практически неоспоримо, что каждый молодой геолог и горный инженер должен знать основы ФХГ, тогда он по-новому взглянет на предмет своего труда – полезное ископаемое – и сможет предложить, разработать, внедрить новые геотехнологические методы. За физико-химической геотехнологией будущее горного дела, а ее изучение – насущная потребность горного образования.

Геотехнологи ищут путь сокращения операций во всем цикле от разведки и добычи до получения готовой продукции. Для этого необходимо найти способ, путь, материалы, оборудование и аппаратуру для ведения в недрах технологического процесса (добычи-переработки). Геотехнологи придают функцию концептуальной целостности подхода к исследованиям проблем ФХГ. Необходимость такого подхода определяется: тесной взаимосвязью физико-геологических условий разработки с технологией добычи, непосредственной связью средств и способов разработки, необходимостью ведения исследований на всех уровнях от молекулы до добычного агрегата и месторождения.

Основные научные направления ФХГ связаны с решением ряда проблем.

Проблема сырья. *Сводится к разработке критериев оценки и анализа месторождений с точки зрения ФХГ.*

Проблема новых технологий добычи определяется решением задач по установлению связи физико-геологической обстановки залежи, полезного ископаемого и вмещающих пород с рабочими веществами и средствами добычи на уровне молекул, ионов, атомов. Решение этих задач позволит предсказать свойства, функцию и назначение рабочих агентов в конкретных условиях. Быть может, это даже задачи не горного инженера, а инженера-химика, инженера-физика, которые в содружестве с горным инженером должны решать их для конкретных условий. В настоящее время можно надежно прогнозировать основные реакции и ре-

акционную способность различных рабочих агентов, но для конкретных условий должны быть выполнены конкретные эмпирические работы.

Проблема новых технологий связана с решением задач по управлению процессом добычи и переработки, физико-химический геотехнологический процесс добычи – это процесс перегруппирования вещества, в результате чего мы получаем подвижные "продукты реакции" и далее "конечные" вещества.

Химическая реакция или физическое воздействие для своего свершения требуют преодоления энергетического барьера. Потребности в энергии в зависимости от условий различны. Надо научиться управлять химической реакцией или физическим полем, т.е. изменять их скорость и направление, и это в изменяющихся условиях. Надо знать, прогнозировать, управлять механизмом воздействия (последовательность и взаимозависимость элементарных процессов). Знание механизма необходимо для определения лимитируемых процессов и побочных явлений.

Конечная цель – повышение производительности и селективности процесса. В этом плане необходим поиск катализаторов, стимуляторов для регулирования технологических процессов. Надо больше заниматься физическими способами стимулирования химических процессов и регулирования ими. Физическое воздействие должно быть направлено на внутренние степени свободы реагирующих частиц для преодоления энергетического барьера. Необходима селективность, "организованность" реакций, а для этого нужен поиск реагентов и материалов, работающих в агрессивных средах и при повышенных температурах и давлении.

Проблема оборудования. Горная технология будущего должна отвечать ряду таких определяющих моментов, как малооперационность, поточность, простота в обслуживании и надежность, безотходность, малая энергоемкость, высокая производительность труда и низкая себестоимость, т.е. надо стремиться создавать прямые технологии превращения руды в целевые компоненты, а для их обеспечения разрабатывать новое горное оборудование, способное работать в сложных условиях.

Особо стоит **проблема переработки, утилизации добытых продуктивных флюидов.** Значительный интерес представляют технологии на основе органических веществ – комплексонов, экстрагентов, обеспечивающих селективное извлечение ионов полезных компонентов.

Подводя итог сказанному, можно констатировать, что **ФХГ должна: воспринять современный уровень знаний по всем аспектам науки; занять особое место в системе наук о Земле; пропагандировать и популяризировать свои знания и возможности.**

План развития ФХГ – это системы целей и средств, предусматривающих направление получения знаний для конкретных обстоятельств. Для того чтобы предвидеть будущее, хочется туда заглянуть, а это пока возможно только с помощью экспертной оценки. Так, например,

специалисты фирмы "Маркгроу-Хилл" при составлении прогноза развития техники и технологии указали на близкую перспективу промышленного использования таких ФХ методов геотехнологии, как подземная газификация угля, сжижение угля в пласте, его гидродобыча, переработка нефтяных сланцев на месте залегания и др.

Следует отметить **особую роль ФХГ в социальном и экологическом плане, ибо с этой точки зрения ее методы наиболее приемлемы и именно они обеспечивают безлюдную, безмашинную и поточную технологию добычи, позволяют вывести из забоя рабочих, создать им комфортные условия труда, отвечающие требованиям времени, когда человек перестает выполнять функцию помощника машины, становится контролером и регулировщиком.**

Горнодобывающая отрасль промышленности очень инерционна – большая фондо- и материалоемкость ее, а также длительность разработки новых, экономически приемлемых технических решений требуют уже сегодня выделить определенные силы и ресурсы для создания новых технологий добычи полезных ископаемых. Основные направления НИР на ближайшие годы представлены в табл. 1.4.

Таблица 1.4

Наименование направления	Актуальность	Ожидаемые результаты
1. Создание высокоэффективной техники и технологии вскрытия месторождений полезных ископаемых для их отработки скважинными геотехнологическими методами (в т.ч. для бурения скважин сложного профиля, вскрытия продуктивного пласта пенами, создания типоразмерного ряда буровых установок)	Отсутствие специализированной высокоэффективной техники и технологии бурения технологических скважин для геотехнологических методов добычи сдерживает их внедрение и создание новых методов	Снижение себестоимости буровых работ в 3–5 раз. Увеличение производительности в 5–7 раз. Снижение вредного влияния на окружающую среду
2. Разработка эффективных методов подготовки месторождений к отработке геотехнологическими методами (в т.ч. технологий искусственного улучшения фильтрационных свойств рудного тела)	Отсутствие эффективных методов подготовки месторождений и эксплуатации геотехнологическими методами снижает эффективность их внедрения или исключает возможность их применения	Увеличение коэффициента извлечения полезного ископаемого, снижение расхода реагентов, улучшение характеристик продукционных флюидов
3. Разработка эффективных конструкций оборудования, отвечающих технологическим и экономическим требованиям	Отсутствие эффективных конструкций добычного и перерабатывающего оборудования сдерживает внедрение геотехнологических методов	Увеличение эффективности использования геотехнологических методов
4. Создание теоретических основ физико-химических процессов, протекающих при геотехнологических методах	Необходимость разработки эффективных способов перевода полезных ископаемых в подвижное состояние	Выявление технической возможности создания новых геотехнологических методов и оптимизация действующих технологий
5. Разработка методов обеспечения оптимальных режимов, нагнетания, движения и подъема на поверхность рабочих и продукционных флюидов	Отсутствие совершенных методов управления движением рабочих и продукционных флюидов при некоторых геотехнологических методах	Обеспечение полноты охвата отрабатываемой залежи рабочими флюидами, обеспечение надежности работы технологических скважин

Наименование направления	Актуальность	Ожидаемые результаты
6. Разработка техники и технологии подготовки рабочих флюидов, в т.ч. новых эффективных растворов для выщелачивания	Необходимость создания технологии производства рабочих флюидов для новых геотехнологических методов	Снижение затрат на производство реагентов
7. Разработка техники и технологии переработки продукционных флюидов, в т.ч.: – переработка сильвинитовых рассолов, полученных методом подземного растворения на поташ и соду; – технология получения удобрений на базе подземного выщелачивания фосфоритов; – бассейновая переработка рассолов на хлористый калий; – синтез и испытание селективных сорбентов повышенной емкости	Отсутствие эффективной техники и технологии переработки продукционных флюидов, отвечающих современным требованиям производства	Производство новых видов продукции, снижение эксплуатационных затрат, увеличение производительности труда
8. Разработка математических основ и программных средств для экономико-математического моделирования вычислительного эксперимента при решении научно-исследовательских и производственных задач	Необходимость оптимизации технологических процессов и управления ими на всех стадиях – от разработки до промышленного внедрения	Снижение затрат, сокращение времени на разработку, обоснование оптимальных параметров технологических процессов, увеличение эффективности проектных работ, совершенствование методов контроля и управления производственными процессами
9. Разработка экологических аспектов использования геотехнологических методов и мероприятий по охране окружающей среды	Создание новых геотехнологических методов вызывает необходимость регулирования их взаимосвязей с окружающей средой	Разработка природоохранных мероприятий

1.3. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ГЕОТЕХНОЛОГИИ (ФХМГ) И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

Физико-химические методы геотехнологии (ФХМГ) – методы добычи, основанные на переводе полезного ископаемого в подвижное состояние посредством химических, тепловых, массообменных и гидродинамических процессов, осуществляемых на месте его залегания.

Сущность методов ФХГ заключается в переводе полезного ископаемого в подвижное состояние. Эти методы имеют следующие особенности.

1. Разработка месторождений, как правило, ведется через скважины, которые служат для вскрытия, подготовки и добычи полезного ископаемого.
2. Месторождение – объект добычи полезного ископаемого и место его частичной переработки, так как технология добычи предусматривает избирательное извлечение.

3. Рудник состоит из трех основных элементов: блока приготовления рабочих агентов, добычного поля (рудное тело, где протекает процесс) и блока переработки продуктивных флюидов.
4. Инструментом добычи служат рабочие агенты (энергия или ее носители, вводимые в рабочую зону, например, химические растворы, электрический ток, вода-теплоноситель).
5. Под воздействием рабочих агентов полезное ископаемое изменяет агрегатное состояние, образуя продуктивные флюиды (раствор, расплав, газ, гидросмесь), которые обладают легкой подвижностью и начинают перемещаться.
6. Разработка месторождения зональна и перемещается во времени у добычных скважин, а сам метод определяет размеры и форму рабочей зоны в эксплуатируемой части месторождения.
7. Управление процессом добычи осуществляется с поверхности путем изменения параметров рабочих агентов (расход, температура, давление, концентрация и т.д.) и места их ввода в залежь и отбора продуктивных флюидов.

Таблица 1.5

Методы ФХГ можно классифицировать по процессам добычи, в основе которых лежат вид и способ перевода полезного ископаемого в подвижное состояние

Подвижное состояние полезного ископаемого	Способы перевода полезного ископаемого в подвижное состояние		
	физические	химические	комбинированные (физико-химические и химико-бактериальные)
Газообразное	Воздействие температуры, давления (сублимация, перегонка, отбор тепла)	Окисление, разложение (частичное или полное сжигание, обжиг)	Химические реакции с участием физических полей, бактериального воздействия
Жидкое (расплав, раствор)	Воздействие температуры, давления (плавление и перегонка, нагрев)	Выщелачивание и растворение с образованием молекулярных растворов	Растворение, выщелачивание и гидрогенизация с участием физических полей, бактериального воздействия
Гидромеханическая смесь	Гидропневморазрушение	Растворение связующего вещества	Диспергирование поверхностно-активными веществами, химическими реагентами, физическими полями, бактериями

Приведем примеры химических, физических и комбинированных методов добычи.

К первым относятся методы, основанные:

на подземном растворении водой каменной, калийных, магнезиальных и урановых солей, сульфатов и сульфаткарбонатов, соды, буры и др.;

на подземном выщелачивании растворами кислот – серной (целестин, азурит, куприт, некоторые урановые минералы и др.), соляной (сфалерит, молибденит, уранит и др.) и азотной (аргентит, висмутин, сфалерит и др.); щелочей (бокситы, антимонит); растворами солей – сернистого натрия, хлористого железа, цианистого калия (золото) и других реагентов;

на подземной термохимической переработке полезного ископаемого сжиганием (например, подземная газификация угля, сланца, нефти) и обжигом (пирит, халькопирит, антимонит и др.).

Ко вторым относятся методы, основанные:

на подземной выплавке (серы, озокерита и др.) и возгонке (реальгара, киновари и др.);

на разрушении рыхлых город струей воды (например, скважинная гидродобыча) и превращении их в плывунное состояние вибрацией или другими методами.

К комбинированным относятся методы, основанные на использовании как химических, так и физических процессов (например, выщелачивание металлов в электрических полях). К ним следует отнести методы, основанные на бактериальном выщелачивании.

Процесс добычи ФХМГ полезного ископаемого в горном массиве, который характеризуется совокупностью целого ряда параметров, отражающих геологическое строение, гидрогеологические условия, физические и химические свойства пород и насыщающих их флюидов, давление, температура и т.д. Всю эту совокупность условий и определяющих их параметров целесообразно характеризовать термином **физико-геологическая обстановка**.

1.4. НЕКОТОРЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Физико-геологическая обстановка включает в себя характеристику геологических, гидрогеологических и геотермических условий залегания месторождения, а также физических и химических свойств полезного ископаемого и вмещающих его пород, рассматриваемых во взаимосвязи с возможными методами разработки.

Часть месторождения в зоне целенаправленного изменения состояния полезного ископаемого, представленная горной породой и насыщающими ее флюидами, которым свойственны определенные термодинамические условия, правомерно характеризовать понятием **горная среда**. В отличие от горной породы, представляющей собой различные минеральные ассоциации, горная среда – это одна или несколько гетерогенных систем с различными компонентами, присутствующими в твердой, жидкой и газообразной фазах.

Исследования горной среды заключается в изучении состояния, состава, строения и свойств полезного ископаемого и горных пород, его вмещающих (см. табл. 1.6).

Таблица 1.6.

Характеристика рудного тела и вмещающих пород	Способ определения
Состояние: положение залежи, мощность, обводненность, условия питания и разгрузки	Бурение разведочных скважин, гидрогеологические и геофизические исследования
Состав: минеральный, химический, гранулометрический, состав и pH пластовых вод	Лабораторные исследования
Строение: структура и текстура руд, пористость и трещиноватость, неоднородность в разрезе и плане	Изучение керна, лабораторные исследования
Свойства: фильтрационные (проницаемость, водопроницаемость); размываемость, вязкость, пластичность, размокаемость, влагоемкость, влагоотдача, хрупкость, консолидация, крепость (предел прочности на сжатие, сдвиг, растяжение, изгиб, модуль Юнга, коэффициент Пуассона) и т.д.	Натурные и лабораторные исследования

Совокупность горной среды физических или химических процессов добычи и средств их реализации следует трактовать как геотехнологическую систему. **Т.е. геотехнологическая система – это совокупность горной среды, физических и химических процессов добычи и средств для их реализации.**

Это понятие в полной мере отвечает представлению о системах вообще как состоящих из взаимосвязанных частей и представляющих собой замкнутое целое. Выделенные элементы геотехнологической системы обладают внешними и внутренними связями и в процессе разработки месторождения обмениваются между собой веществом и энергией.

В геотехнологической системе следует выделить ряд основных элементов. Например, отдельным элементом являются узлы приготовления рабочих агентов и переработки продуктивных растворов. Основной элемент – транспортная магистраль. Как правило, это скважина, пробуренная на месте залегания полезного ископаемого и открывающая доступ рабочих агентов к залежи, а полезного ископаемого – на поверхность. Особо важен горный элемент – часть горной среды, охваченная воздействием рабочих агентов, которую можно назвать рабочей зоной. **Рабочую зону, т.е. некоторую ограниченную часть горной среды, можно описать, пользуясь представлением о фазах, из которых она образована.** Как известно, фазой называют однородную часть системы, отделенную от других частей физическими границами. Так, если призабойная часть разрабатываемого месторождения заполнена рабочим агентом – водой, разрушенным полезным ископаемым, рудой и воздухом, то рабочая зона

состоит из трех фаз: твердой, жидкой и газообразной. Составные части рабочей зоны – это различные фазы, образующие данную систему.

Компоненты системы – вещества, из которых можно образовать все фазы данной системы. **Свойства компонентов системы веществ – это их характерные качества. Физические свойства – это свойства внутренние, присущие данному веществу** (к таким свойствам относятся плотность, электро- и теплопроводность и т.д.). **Свойства веществ, характеризующие их способность участвовать в химических реакциях (процессах превращения одних веществ в другие), называют химическими.**

Свойства полезных ископаемых, определяющие их способность переходить в подвижное состояние с помощью размыва, растворения, выщелачивания, горения, плавления, возгонки и т.д., мы называем геотехнологическими свойствами полезных ископаемых.

Геотехнологические процессы перевода полезных ископаемых в подвижное состояние можно подразделить на тепловые, массообменные, химические и гидромеханические. Тепловые процессы определяются законами теплопередачи. Скорость тепловых процессов в значительной степени зависит от гидродинамических условий (скоростей, режимов течения), при которых осуществляется передача тепла теплоносителем. Массообменные (диффузионные) процессы характеризуются переносом полезного компонента. Протекание процессов массообмена тесно связано с гидродинамикой процесса и теплообменом. Химические (реакционные) процессы определяются законами химической кинетики, однако в подземных условиях этот процесс зависит от гидро- и термодинамических условий протекания реакций. Гидромеханические процессы определяются законами гидродинамики – науки о движении жидкостей и газов.

Основной принцип ФХГ можно сформулировать как исследование процесса добычи и изменений горной среды под влиянием рабочих агентов с целью перевода полезного ископаемого в подвижное состояние и извлечение его на поверхность, причем одно из возможных превращений для данной геотехнологической системы является доминирующим и определяет ее изменение.

Исходя из названного принципа, в ФХГ следует выделить три основных направления. Во-первых, изучение влияния физико-геологической обстановки и горной среды на процесс перевода полезного ископаемого в подвижное состояние. Во-вторых, изучение собственно превращений химического и физического характера (установление природы процесса и последовательность протекания отдельных стадий). В-третьих, изыскание средств осуществления процессов добычи.

Методы ФХГ. Для ФХГ характерна универсальность подхода к изучаемым явлениям. На основе изучения процессов и средств добычи полезных ископаемых и воздействия на их параметры физическими и

химическими методами в ФХГ используются методы физики, химии, геологии, горного дела это позволяет комплексно оценивать происходящие процессы, дать возможность их изучить и использовать.

В настоящее время наибольшее применение нашли следующие геотехнологические методы:

Подземное выщелачивание – метод добычи полезных ископаемых избирательным растворением их химическими реагентами на месте залегания с извлечением на поверхность продукционных растворов. Подземное выщелачивание относится к фильтрационным процессам и основано на химических реакциях «твердое тело – жидкость». В основном оно применяется для добычи цветных, редких и радиоактивных металлов. **Бактериальное выщелачивание** – метод интенсификации выщелачивания с помощью микроорганизмов.

Подземное растворение – метод добычи полезного ископаемого растворением его на месте залегания. Применяется для разработки соляных месторождений и создания подземных емкостей.

Подземная выплавка – метод добычи легкоплавких минералов посредством подачи теплоносителя по скважинам в залежь и извлечение полезного ископаемого на поверхность в виде расплава. Применяется для добычи серы (метод Фраша), вязких углеводородов.

Подземная газификация – метод добычи полезных ископаемых путем перевода их в газообразное состояние. Например, подземный термохимический процесс перевода угля в газ, пригодный для энергетических и химико-технологических целей, идея которого принадлежит Д.И. Менделееву (1888 г.).

Скважинная гидродобыча – метод добычи, основанный на приведении полезного ископаемого в подвижное состояние путем гидромеханического воздействия и выдачи в виде гидросмеси на поверхность.

Такое полезное ископаемое, как тепло Земли входит в сферу геотехнологии. Использовать тепло Земли можно, утилизируя природные парогидротермы, а также (идея академика В. А. Обручева) тепло глубинных «сухих» горных пород.

Заслуживают изучения такие перспективные методы, как гидрогенизация угля и битумов на месте их залегания, скважинная добыча Углей воздействием на них углеводородов, использование земных недр в качестве реакторов для осуществления технологических процессов, протекающих при высоких температурах и давлениях.

Современное состояние использования ФХМГ отражено в табл. 1.7.

Таблица 1.7

Использование геотехнологических методов

Метод	Объекты промышленного освоения	Объект полупромышленных и опытных исследований. Проработки, предложения
Подземное растворение	Месторождения каменной, калийной солей	Месторождения бишофита, соды, глауберовой соли
Подземное выщелачивание	Зоны окисления сульфидных месторождений меди и никеля. Уран инфильтрационных и осадочно-инфильтрационных месторождений, а также забалансовые участки эндогенных месторождений	Месторождения марганца, сульфидные месторождения меди, свинца, цинка и никеля, золота, титана, известняка. Осадочные бурожелезняковые месторождения
Подземная выплавка	Месторождения самородной серы	Сера в непроницаемых рудах, битум и тяжелая нефть, озокерит, сера вулканогенных месторождений, асфальтит, металлы
Подземная газификация	Месторождения каменного и бурого угля	Осушенные месторождения серы. Известняк, месторождения битумов, горючих сланцев; руд, содержащих мышьяк и ртуть
Скважинная гидродобыча	Месторождения фосфоритов, строительные пески	Осадочные месторождения металлов, строительные пески и гравий. Титан, касситерит в погребенных россыпях, желваковые фосфориты, уголь, мягкие бокситы, железо и т. д.
Добыча полезных ископаемых из подземных вод	Месторождения йодобромистых вод, а также вод, содержащих бор, уран, стронций	Сточные воды шахт, рудников и нефтепромыслов
Извлечение и использование тепла Земли	Природные парогидротермы	Тепло «сухих» горных пород

1.5. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ФХГ

В ФХГ можно выделить два основных направления. Первое связано с изучением физико-геологических условий месторождений. Эти условия находятся вне сферы действия инженера-технолога по добыче, однако их надо хорошо изучить и знать, чтобы предвидеть протекание процесса добычи. Второе направление связано с разработкой технологии добычи полезных ископаемых и заключается в выборе способа вскрытия месторождения, процесса перевода полезного ископаемого в подвижное состояние, доставки, подъема, транспортирования и наиболее эффективных схем переработки добытого продукта. Следовательно, ФХГ как научная дисциплина должна по большому количеству отдельных факторов, характеризующих месторождение, рекомендовать выбор оптимальной

технологической схемы процессов и средств добычи полезного ископаемого.

Рассмотрение экономических и экологических вопросов необходимо при решении задач в конкретных условиях разработки. Будучи прикладной наукой, геотехнология вместе с тем тесно связана с исследованиями теоретического характера, причем в качестве научно-технической базы для ее развития используются данные фундаментальных наук.

Для успешного развития ФХГ требуется разработка многих технологических задач, а также определение критериев качественной и количественной оценки месторождений полезных ископаемых для их разработки геотехнологическими методами. При использовании последних важно знать обстановку, в которой происходит процесс добычи, поэтому в число задач геотехнологии должны включаться исследования естественных физико-геологических условий залегания месторождений. Знания природы и механизма процесса добычи не всегда бывает достаточно для определения его оптимального режима. Поэтому нельзя, пользуясь существующими теоретическими концепциями, найти точные критерии для оценки интенсивности процесса добычи, определить количественную сторону его зависимости от природных факторов, классифицировать формы и интенсивность процесса добычи в зависимости от управляемых параметров технологии. В связи с этим специальные исследования должны быть направлены на выработку методик количественной оценки технологических процессов, в зависимости от природных и технологических факторов.

Кардинальными задачами ФХГ являются: изучение влияния горной среды на процессы перевода полезного ископаемого в подвижное состояние и изменения в связи с этим равновесия в геотехнологической системе; изучение собственно превращений химического и физического характера, при этом под изучением механизма превращений полезного компонента в геотехнологической системе понимается установление природы их и последовательности протекания отдельных стадий: кинетики процессов, сопровождающих превращение, скорости их протекания и сложного динамического равновесия; изыскание средств осуществления процессов добычи.

После установления возможности фазового превращения полезного ископаемого необходимо решить комплекс научных, технических и экономических задач, таких как доставка рабочих агентов к рудному телу залежи, выбор вида рабочих агентов, способ и параметры их транспортирования; проблемы управления технологическим процессом добычи с учетом распространения рабочих агентов в массиве, транспортирования полезного ископаемого от места залегания на поверхность и его дальнейшей переработки, выбора таких систем разработки, которые характе-

ризовались бы высокой технологической эффективностью и экономической рентабельностью.

Важную роль в технологическом и экономическом отношении играет правильный выбор рабочего агента, состав и свойства которого определяются рядом факторов: физико-геологическим состоянием залежи, энергетическим эффектом, сопровождающим перевод полезного ископаемого в подвижное состояние, необходимым температурным диапазоном, технической осуществимостью генерирования энергии в залежи и др. Особую актуальность имеют снижение потерь полезного ископаемого в залежи и вопросы охраны окружающей среды.

Состав рабочего агента и его количество в значительной степени определяют технико-экономические показатели метода. Решения проблем доставки рабочих агентов и управления их распространением в горном массиве в общем случае тесно взаимосвязаны между собой. Ввиду сложности исследования этих проблем их взаимное влияние можно учесть после независимого изучения, причем определяющими и наиболее трудноисследуемыми являются процессы, происходящие в горном массиве.

Основой анализа и прогнозирования вышеперечисленных процессов должно стать математическое моделирование геотехнологических систем. Установление алгоритмов оптимальной эксплуатации, управления процессами и их комплексами составляет основу теоретических разработок в геотехнологии, которые должны иметь две тенденции развития и совершенствования. Первая тенденция заключается в детальном изучении отдельных геотехнологических процессов добычи с выявлением конкретных параметров их воспроизводства, характерных для каждой определенной геотехнологической системы, а вторая – в типизации основных процессов ФХГ (тепловых, диффузионных, кинетических), выражающейся в установлении общности математического описания их и автоматического управления. В свете развития этих направлений формальные понятия о горном массиве как о статической системе должны уступить место представлениям о сложных динамических системах.

Проблема управления технологическим режимом добычи состоит из ряда частных вопросов, к которым относятся управление процессами тепло- и массопереноса в горном массиве, выбор параметров системы разработки и технологии процесса добычи. Все эти вопросы невозможно решить без детального изучения определяющих свойств горной среды – геологического строения и гидрогеологических условий залегания месторождения, обстоятельной физико-геологической характеристики залежи. Знание физико-геологической характеристики горной среды и особенностей протекания технологических процессов добычи обеспечивает возможность расчетного определения параметров технологии и конструкции добычных скважин.

Проблемы доставки полезного ископаемого на поверхность и его дальнейшая переработка решаются в зависимости от фазового состояния, в которое преобразуется полезный компонент в горном массиве. Транспортная магистраль для доставки полезного ископаемого на поверхность в одних случаях может быть совмещена со скважинами, которые используются для подачи рабочего агента к залежи, в других случаях – бурятся специальные скважины (дренажные каналы).

Для суждения о возможности применения того или иного геотехнологического метода можно воспользоваться данными табл. 1.8, где представлена их зависимость от геотехнологических свойств и физико-геологических условий залежи.

Таблица 1.8

Геотехнологические свойства полезных ископаемых	Характеристика месторождения			
	сплошные крупные скопления полезных ископаемых	залежи содержат рассеянные включения полезного ископаемого		
		проницаемые	слабопроницаемые	
		пористые и рыхлые	трещиноватые и кавернозные	связные и скальные
I. Способность образования газовых систем (гореть, возгоняться, разлагаться)	уголь, известняк	битум, нефть	сера, известняк	сланцы, реальгар, киноварь, сидерит
II. Способность образования жидких систем:				
а) плавлением	бишофит, карналлит, асфальтит	битум, тяжелая нефть	сера, озокерит, битум	сера, битум
б) растворением в воде	каменная, калийная соль, бишофит	сода	-	-
в) химической реакцией	уголь	уран, полиметаллы, железо, озокерит, марганец, золото	полиметаллы	уран, мышьяк, медь, никель, свинец, цинк сланцы
III. Способность отдавать тепло Земли	сухие горные породы	-	природные парогидротермиты	-
IV. Способность к образованию подвижных механических гидросмесей	уголь, песок	россыпные месторождения металлов, фосфоритов, янтаря	-	бокситы, марганец, железные и урановые руды
V. Подземные воды	рассолы	-	растворы (иода, брома и др.)	-

Главным условием применения ФХГ является реальная возможность и экономическая целесообразность перевода полезного ископаемого под воздействием тех или иных рабочих агентов в подвижное состояние. Не менее важно обеспечить возможность подачи рабочих агентов к поверхности взаимодействия и отвод полезного ископаемого через скважины на поверхность.

Инструментом воздействия на горную среду при ФХМГ служат **рабочие агенты**, под которыми понимается энергия или ее носители, вводимые в рабочую зону. Примерами рабочих агентов могут служить химические растворы, электрический ток, вода-теплоноситель и т.д. Под влиянием рабочих агентов полезное ископаемое образует **продуктивные флюиды** (раствор, расплав, газ, жидкость и др.), обладающие свойством подвижности и содержащие в своем составе полезное ископаемое.

Литература

1. Аренс В.Ж. Скважинная добыча полезных ископаемых М., Недра, 1986.
2. Аренс В.Ж. Геотехнологические методы добычи полезных ископаемых, современное состояние и пути развития Ж. ФТПРПИ, №6. Новосибирск 1984.
3. Аренс В.Ж. Научные задачи в геотехнологии «Будущее горной науки». М., Наука, 1989.
4. Аренс В.Ж. Состояние и задачи геотехнологии. Горный журнал, №12, 1987.
5. Аренс В.Ж., Демьянова И.Л., Гридин О.М. Новое в техники и технологии бесшахтных методов добычи полезных ископаемых //Итоги науки и техники, т. 32, ВИНИТИ, 1988.
6. Нетрадиционные решения в горной промышленности. В.Ж. Аренс, Ю.А. Чернегов, В.В. Курленя и др. М., Недра, 1991.
7. Аренс В.Ж. Геотехнологи и геотехнология. Ж. ГИАБ, №2, 1999. С. 12-16.
8. Лобанов Д.П., Малухина Н.Г. Геотехнологическая школа Московской геологоразведочной академии. ГИАБЖ, №2, 1999, С. 20-24.
9. Тигунов Л.П. Внедрение физико-химических геотехнологий – кардинальный путь освоения минерально-сырьевых ресурсов в условиях становления рыночной экономики. Ж. ГИАБЖ, №2, 1999. С. 17-20.
10. Аренс В.Ж. Актуальные проблемы физико-химической геотехнологии. Ж. ГИАБ, №5, 2000, С. 10-16.

2. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ФХГ

Решение вопросов разработки месторождений геотехнологическими методами невозможно без детального изучения их геологического строения и гидрогеологических условий, свойств массива, т. е. без обстоятельной физико-геологической характеристики горной среды. Это необходимо также для разработки научного представления о процессах, сопровождающих разработку месторождений, установления режима, возникающего в залежи при ее разработке, исходя из ее природных свойств. Решающая роль в этом принадлежит геологическим, гидрогеологическим и геофизическим исследованиям, которые следуют за разведкой месторождения и должны предшествовать проектированию. Знание физико-геологических констант горной среды (пластового давления, проницаемости, пористости, кавернозности, закарстованности, содержания полезного компонента, фильтрационных свойств вмещающих пород, геометрических параметров месторождения и др.) обеспечит возможность расчетного определения параметров технологии и конструкции добычных скважин.

Не всякое месторождение эффективно разрабатывать геотехнологическими методами, и именно физико-геологические основы геотехнологии определяют граничные условия применения этих методов и дают методику их нахождения. Получение достоверных исходных данных о физико-геологических условиях существования месторождения в земных недрах – главная задача геолого-гидрогеологического цикла наук, рассматриваемых в сфере геотехнологии. Решение этой задачи сводится к исследованию физико-геологических факторов, определяющих возможность использования геотехнологических методов, оценке месторождений с точки зрения возможности их разработки этими методами, обоснованию требований к изученности месторождений, разработке методики их разведки и подготовки, а также геологического обслуживания предприятий. Всему этому комплексу вопросов посвящено большое число работ (1-6).

2.1. ГОРНАЯ СРЕДА, ГОРНАЯ ПОРОДА, ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ И ИХ СВОЙСТВА

Сложность строения земной коры связана с распределением давления, температур, состава и свойств горных пород. На сегодня Кольская сверхглубокая скважина достигла 12 км глубины, нефть добывается уже с глубины 6–8 км. Наиболее глубокие рудники достигают 3–4 км, а

большинство месторождений разрабатываются на глубинах первых сотен метров.

Полезные ископаемые чаще всего находятся в недрах Земли в виде каких-то соединений, которые возникли в результате конкретных геологических процессов – магматизма, метаморфизма, разрушения и седиментации. Число устойчивых природных химических соединений – минералов – не превышает трех тысяч. **Каждый минерал характеризуется химическим составом, физическими свойствами и внутренним строением.**

Минерал, по В.И. Вернадскому, «физический или химический индивидуальный продукт земных химических реакций, состоящий из химических молекул». Жидкости и газы им также отнесены к минералам. Таким образом, минералами называются все элементы и их химические соединения, встречающиеся в земной коре, отличающиеся однородностью состава, строения и свойств.

По химическому составу минералов выделяют простые вещества (например, самородное золото, платина, сера, углерод и др.), сульфиды (соли сероводородной кислоты, например пирит, халькопирит, сфалерит, галенит и др.), галоиды (соли) и кислородные соединения, составляющие основную массу земной коры (гидроокислы, силикаты, алюмосиликаты, сульфаты, фосфаты, карбонаты и др.). Большинство минералов имеют кристаллическое строение и только некоторые – аморфное.

Физические свойства минералов чрезвычайно разнообразны и, естественно, зависят от их химического состава и строения. Распространенность минерала определяется свойствами электронной оболочки его молекул, ее устойчивостью. Наибольшей стабильностью обладают атомы, у которых электронные оболочки заполнены. Такие минералы химически пассивны. Характеристикой прочности электронной системы атома, а вместе с ним и химической активности элемента служит величина первого потенциала ионизации, т. е. величина работы отделения от атома одного наружного электрона. Элементы, легко отдающие этот электрон, обладают высокой химической активностью. Такими элементами являются щелочные металлы – натрий, калий и др. В химических соединениях, растворах и кристаллических решетках атомы щелочных металлов отдают свой электрон и превращаются в положительно заряженные ионы. Атомы же хлора, где недостает лишь одного электрона до полного заполнения оболочки, легко присоединяют к себе один дополнительный электрон и превращаются в электроотрицательные ионы. Именно этим объясняется высокая стабильность молекулы воды, в которой два электрона водорода дополняют до замкнутой оболочки восемь электронов кислорода. Аналогично объясняется высокая стабильность молекулы окиси кремния и широкое распространение на Земле как самого кварца, так и его соединений.

Минералы полезных ископаемых находятся в земной коре в виде отдельных кристаллических выделений или в виде кристаллических зернистых агрегатов и землистой массы. Генетические условия и исходные минеральные продукты образования полезных ископаемых весьма разнообразны. Однако только в сравнительно узких геохимических условиях происходит их накопление в количествах и концентрациях промышленного значения. Как известно, минералы образуются при эндогенных (кристаллизация магматических расплавов, возгонка газов с метасоматозом одних минералов другими, метаморфизм) и экзогенных процессах (механическое, химическое и биологическое разрушение и седиментация горных пород).

Горные породы – устойчивые формы ассоциаций различных минералов, образующие геологически самостоятельные тела. По происхождению горные породы бывают магматические, метаморфические и осадочные. Для геотехнологических методов чрезвычайно важно знать строение (структуру) горных пород, которая определяется размером, формой и взаимным расположением зерен, агрегатов, включений, их сложение (текстуру) – пространственное взаиморасположение минеральных масс (например, сланцеватое, массивное сложение), форму залегания (пласты, гнезда, линзы, жилы, штоки, батолиты и др.). Литологический состав горных пород весьма разнообразен. Горные породы, в которых содержится полезное ископаемое, называются **рудами**. Руды характеризуются содержанием в них полезных компонентов, составом породообразующих минералов, наличием вредных примесей [3, 8].

В физико-химической геотехнологии рассмотрение отдельно взятых горных пород и полезных ископаемых неприемлемо, необходимо исследовать **горную среду, представляющую собой одну или несколько гетерогенных систем с различными компонентами, присутствующими в твердой, жидкой или газообразной фазах.** При этом наибольшее значение имеют геотехнологические свойства полезных компонентов, поскольку именно они определяют способность полезного ископаемого к фазовым превращениям. Исследования горной среды заключаются в изучении состояния, состава и строения полезного ископаемого и горных пород, его вмещающих.

Состояние горного массива определяется степенью заполнения пор, трещин и пустот газами или жидкостью, температурой залежи и окружающей среды, а также положением залежи в горном массиве. Состояние горного массива может быть определено как обводненное (полное заполнение пор и пустот жидкостью), влажное (частичное заполнение пор и пустот водой и газами) и воздушно-сухое (вода может присутствовать в массиве в виде водяного пара и физически связанной воды). Положение залежи определяет давление окружающих пород и гидрогеологическую обстановку.

Пласт водопроницаемой породы, насыщенный водой и способный ее отдавать, залегающий между водоупорными породами (глины, нетрещиноватые изверженные породы), называется водоносным горизонтом (в.г.). Площадь питания в.г. – это место их выхода на поверхность или участок земли, не перекрытый водоупорными породами. Движение воды (фильтрация) по водоносному горизонту происходит по порам, трещинам горных пород.

Под **изучением состава горных пород** подразумевается определение их вещественного состава, исследование морфолого-минералогических ассоциаций, образующих полезное ископаемое, изучение минералогического состава, химического, т. е. определение химических элементов и соединений; определение гранулометрического и микроагрегатного состава залежи.

Наряду со структурой и текстурой полезных ископаемых особое значение имеет изучение их пористости; особенно важно знать **эффективную, или открытую, пористость**, которая определяет возможность осуществления многих геотехнологических методов, так как позволяет перемещаться в массиве рабочим агентам и полезному ископаемому под воздействием градиентов давления, и характеризуется коэффициентом открытой пористости (отношение объема открытых пор к объему образца породы), коэффициент пористости – отношение объема пор к общему объему всей породы.

Наибольшее значение для геотехнологических методов имеют **гидравлические свойства горного массива**. Фильтрационные (или коллекторские) свойства горного массива связаны с его пустотностью, проницаемостью и способностью смачиваться различными жидкостями. Оценка горного массива как коллектора делается на основании исследований его пустотности. Общая пористость определяется отношением объема пустот и пор к объему горной породы. **Динамическая пористость** характеризует объем только тех пор, по которым может фильтроваться жидкость. Площадь поверхности, образуемая стенками пустот и пор, является одной из важнейших геотехнологических характеристик горной породы. Следовательно, проницаемость зависит от степени открытости поровых каналов, формы и размера частиц, сложности путей течения.

Физическое свойство горных пород пропускать через себя жидкости и газы характеризуется **коэффициентом проницаемости** $K_п$ (*дарси*) и **коэффициентом фильтрации** $K_ф$ (м/сут, см/с).

$$K_ф = K_п \rho_ж / \mu ,$$

где $\rho_ж$ – плотность жидкости (кг/см^3); μ – вязкость жидкости.

Коэффициент фильтрации – показатель, характеризующий проницаемость пород , численно равен скорости фильтрации при напорном градиенте равном единице.

При расчете в нефтяных и газовых месторождениях, где вязкость и плотность играет значительную роль, пользуются коэффициентом проницаемости в *дарси*.

В гидрогеологии имеется много способов определения коэффициента фильтрации (9).

Произведение коэффициента фильтрации водоносного горизонта на его мощность (м^2/сут) называется **коэффициентом водопроводимости** (синоним – водопроводимость)

Для целей геотехнологии проницаемость горных пород следует определять в натурных условиях путем опытных нагнетаний и откачек воды в скважинах. Установлено, что проницаемость горных пород для газа значительно выше, чем для сильноминерализованной воды, так как на поверхности каналов движения образуются адсорбционные полимолекулярные слои и разбухают глинистые частицы, что уменьшает поперечное сечение канала. На проницаемость оказывают влияние и такие свойства пород, как сжимаемость, упругость, пластичность, зависящие от давления. Различают **абсолютную, эффективную и относительную проницаемость пород**. Первая характеризует пропускную способность образца для воздуха или жидкости при атмосферном давлении и полном заполнении породы воздухом или жидкостью и вычисляется по линейному закону фильтрации. Проницаемость различна для газов и жидкостей при их совестном движении и называется фазовой (или эффективной). **Отношение эффективной проницаемости к абсолютной называется относительной проницаемостью пород**. Для определения проницаемости пород в натурных условиях надо исходить из конкретных особенностей залегания и учитывать внутреннее давление, температуру и физико-химические свойства жидкостей (химический состав, минерализацию, вязкость, плотность и др.).

Напорный градиент – значение потери напора на единицу пути фильтрации жидкости. Служит причиной движения жидкости в поровых каналах (безразмерная величина).

Напорный градиент, при котором начинается **суффозия** перемещения рыхлых песчаных пород под действием потока жидкости, движущейся по пласту, называется **критическим напорным градиентом.**

Кроме фильтрационных, к **гидравлическим свойствам** горных пород относится их способность вмещать и удерживать воду – **влагоемкость**, отдавать воду путем свободного вытекания – **водоотдача**, сохранять связанность, консистенцию и прочность при взаимодействии с водой – **водоустойчивость**, поднимать влагу по порам под воздействием капиллярных сил – **капиллярность**, увеличивать объем – **набухание**,

уменьшать объем при высыхании – **усадка**, уменьшать объем при замачивании – **просадочность**, входить в молекулярное взаимодействие с жидкостями – **смачиваемость**, концентрировать на своей поверхности различные вещества из газов, паров и жидкости – **адсорбция**, поглощать газы, пары и жидкости – **абсорбция**, прилипать к различным предметам – **липкость**.

Водо-, нефтенасыщенность характеризуется коэффициентом водо-, нефтенасыщения (отношение объема жидкости к объему пор), по нему делается оценка запасов нефти. Водонасыщенные пласты обладают упругими свойствами. При откачке давление по пласту передается не мгновенно, скорость распространения изменения давления по пласту характеризуется коэффициентом пьезопроводимости, который равен отношению коэффициента проницаемости к коэффициенту вязкости жидкости и упругости пласта. Скорость передачи волны давления в горных породах характеризуется величиной водопроводимостти $a = (м^2 \cdot сутки)$

Тепловые свойства полезных ископаемых лежат в основе геотехнологических методов, использующих свойство части горной породы при определенной температуре переходить из твердой в жидкую или газообразную фазу. Способность к фазовым превращениям, имеющим физический характер, подразделяется на плавление, испарение, сублимацию, кристаллизацию и конденсацию.

Плавление – способность полезного ископаемого переходить в жидкое состояние. Характеризуется температурой плавления (вернее температурным интервалом плавления, определяющим температуру начала плавления горной массы и полного перехода ее в жидкое состояние); удельной теплотой плавления, т. е. количеством тепла, необходимого для плавления единицы горной массы.

Испарение (парообразование) – способность полезного ископаемого переходить из твердой или жидкой фазы в газообразную. В количественном отношении это свойство оценивается теплотой испарения (количество тепла, потребного на преодоление сил связи между молекулами и их «отрыв» с поверхности).

Сублимация – способность полезного ископаемого переходить из твердого состояния в газообразное. В количественном отношении это свойство характеризуется теплотой сублимации (мерой энергии связи между атомами и молекулами).

Кристаллизация – способность полезного ископаемого к образованию и росту кристаллов из расплава, раствора или газа. Кристаллизация возникает в результате нарушения равновесия (пересыщение или переохлаждение) исходной фазы. В количественном отношении она характеризуется степенью кристаллизации (т. е. количеством вещества, выделившегося в твердую фазу из раствора или расплава) и температурой кристаллизации (температура, соответствующая началу образования твердой фазы).

Конденсация – способность полезного ископаемого переходить из газообразного в твердое или жидкое состояние.

Кроме этого, для расчета технологических параметров, основанных на использовании тепловых свойств горных пород, необходимо исследовать такие свойств горных пород, как **теплопроводность** (способность передавать тепловую энергию при возникновении разности температур, характеризуемая коэффициентом теплопроводности и коэффициентом конвекции), **теплоемкость** (способность, повышать свое теплосодержание при повышении температуры), характеризуемая удельной, средней и истинной теплоемкостью и коэффициентом температуропроводности, **тепловое расширение или сжатие** (способность изменять свои размеры при изменении температуры, характеризуемая коэффициентами объемного и линейного расширения).

При наложении электрических, магнитных и радиационных полей на горную породу достигается интенсификация химических и физических процессов. Многие геофизические методы исследования скважин основаны на использовании этих свойств горных пород при воздействии на них различных полей.

К электрическим свойствам относятся **электропроводность** (характеризуется удельной электропроводностью или удельным электрическим сопротивлением и коэффициентом электроанизотропии), **электрическая прочность** – способность сопротивляться разрушающему действию электрического напряжения (измеряется пробивным напряжением), **поляризация** – способность горной породы взаимодействовать с окружающим электрическим полем (оценивается относительной диэлектрической проницаемостью и углом диэлектрических потерь).

К магнитным свойствам горных пород относятся **магнитная восприимчивость** (свойство горных пород намагничиваться под действием внешнего магнитного поля) и **остаточная намагниченность** (свойство горных пород сохранять намагниченность).

К радиационным свойствам горных пород относятся **естественная радиоактивность** (способность горных пород создавать радиоактивное излучение) и способность горных пород поглощать α, β и γ-излучение, а также нейтронное излучение.

При геотехнологических методах можно использовать некоторые **механические свойства** горных пород, кроме того, их необходимо изучить для оценки условий выемки полезных ископаемых. К механическим свойствам горных пород относятся:

тиксотропность (способность горных пород, содержащих коллоидные фракции, под воздействием динамических нагрузок к обратимым переходам из твердого состояния в жидкое), зависящая от вида воз-

действия, его интенсивности и длительности; показателями способности горной породы к разупрочнению являются чувствительность и предел структурной прочности;

прочность (способность сопротивляться разрушению под воздействием внешних сил), характеризуемая пределом прочности при одноосном сжатии или растяжении, сопротивлением срезу, пределом прочности при изгибе, коэффициентом крепости;

твердость (способность оказывать сопротивление локальному воздействию), количественно характеризуемая показателем статической и динамической твердости;

вязкость разрушения (способность горной породы сопротивляться развитию в ней трещин);

упругость (способность горной породы восстанавливать после снятия нагрузки свою первоначальную форму и размеры), характеризуемая модулем Юнга, коэффициентом Пуассона, модулем сдвига, коэффициентом всестороннего сжатия;

пластичность (способность горной породы изменять форму без разрыва сплошности при силовом воздействии и сохранять эту форму при снятии действующей нагрузки), характеризуемая степенью пластичности, коэффициентами пластичности и уплотнения;

компрессионная способность (способность горной породы сжиматься при вертикальной нагрузке и невозможности бокового расширения), характеризуемая коэффициентами уплотнения и консолидации, модулями осадки и полной деформации;

хрупкость (способность к внезапному разрушению при нагрузке без заметных пластических деформаций), характеризуемая коэффициентом хрупкости.

При прохождении через горную породу звуковых волн горные породы характеризуются **акустическими проводимостью и поглощением**.

Кроме перечисленных свойств, горные породы характеризуются **удельным весом и плотностью**. Под удельным весом понимается отношение веса твердого к объему породы (без объема порового пространства). Под плотностью понимается масса единицы объема горной породы.

2.2. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОТРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ФХМГ

Под **физико-геологическими факторами понимаются движущие силы какого-либо процесса или же условия, в которых этот процесс протекает**.

Успех разработки месторождении методами ФХГ зависит прежде всего от физико-геологических факторов. **Внутренние факторы** определяют способность химических элементов и их соединений давать подвижные состояния. Выше мы их назвали геотехнологическими свойствами. К **внешним факторам** мы относим параметры физико-геологической среды (например. T, P, pH, Eh). Для каждого месторождения выявляется свой перечень факторов, в различной степени влияющих на экономику процесса добычи. В первую очередь к ним относятся геотехнологические свойства полезного ископаемого, которые обеспечивают возможность перевода его в подвижное состояние, поэтому изучение любого месторождения должно начинаться с исследования этого фактора, а также тех факторов, которые обеспечивают распространение в недрах рабочих агентов и движение полезного ископаемого к добычным скважинам. В ряде случаев для обеспечения успеха применения геотехнологических методов необходимо осуществить технические мероприятия, которые позволят управлять теми или другими свойствами полезных ископаемых и вмещающих пород. Изучение физико-геологических факторов, влияющих на эффективность применения методов ФХГ, представляет собой сложную, комплексную проблему, так как происходящие в недрах Земли процессы зависят от многих факторов. Некоторые из них имеют то же значение, что и при обычных методах разработки. Это прежде всего запасы полезного ископаемого, географо-экономические условия и глубина залегания, но масштаб месторождения и глубина залегания полезного ископаемого имеют меньшее значение, чем при обычных методах разработки. Более того, ряд методов можно осуществить только на значительных глубинах.

На параметры процесса добычи существенное влияние оказывают следующие физико-геологические факторы.

Химико-минералогический состав залежей и вмещающих пород определяет характер их взаимодействия с рабочими агентами (растворителем, теплоносителем, окислителем и др.). Наиболее благоприятным является тот состав залежей, который обеспечивает выборочное взаимодействие рабочего агента с минералами, содержащими полезное ископаемое. Породообразующие минералы, взаимодействующие с рабочим агентом с образованием продуктов реакции, вызывают большой его расход. Наличие минералов, взаимодействующих с рабочим агентом, может привести к серьезным осложнениям (например, кольматация порового пространства).

Содержание полезного компонента в залежи при прочих равных условиях определяет эффективность метода добычи.

Механические свойства залежи и вмещающих пород в ряде случаев определяют возможность перевода полезного ископаемого в подвижное состояние (гидравлический размыв) и осуществление гидро-

разрыва. Кроме этого, они определяют ход процесса сдвижения налегающей толщи пород, т.е. управление горным давлением при ведении процесса добычи.

Химический состав, плотность и вязкость подземных вод определяют скорость и характер распространения по залежи рабочих агентов, а также возможность использования пластовых вод для приготовления рабочих агентов и условия промышленного сброса вод.

Условия питания и разгрузки подземных вод, их связь с выше- и нижележащими горизонтами определяют размер утечек рабочих и продуктивных агентов. Большинство месторождений обводнено. С гидравлической точки зрения они могут характеризоваться закрытой структурой, частично закрытой (зона питания и разгрузки водоносного горизонта находится в удалении от месторождения) и гидрогеологически раскрытой (месторождение имеет непосредственную гидравлическую связь с поверхностью). Близость участков питания и разгрузки подземных вод, как правило, затрудняет ведение процесса добычи.

Пористость, текстура и структура залежи определяют степень доступности полезного ископаемого для рабочего агента.

Проницаемость залежей для многих геотехнологических методов является необходимым условием осуществления процесса добычи. Неоднородность проницаемости рудной залежи, как правило, затрудняет ведение процесса добычи, поскольку проницаемые участки служат каналами движения рабочих агентов, а непроницаемые остаются вне сферы их действия.

Из вышеизложенного следует, что круг основных факторов, влияющих на условия добычи полезных ископаемых методами ФХГ, охватывает многие свойства залежей. В этой связи одной из важнейших задач становится выявление степени влияния каждого фактора на конкретный метод и нахождение их качественной и количественной оценки. А это, в свою очередь, обеспечит возможность установления связей между факторами и экономическими показателями отработки месторождения. Так как комплекс природных факторов, которые бы только благоприятствовали ведению добычи, практически не встречается, **для осуществления метода необходимо провести предварительные технические мероприятия, устраняющие влияние неблагоприятных природных факторов,** т.е. осуществить подготовку месторождения к отработке путем улучшения геотехнологических свойств полезного ископаемого, повышения или снижения проницаемости залежи, изоляции залежи и т.д.

2.3. ТРЕБОВАНИЯ МЕТОДОВ ФХГ К ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКЕ

В основе каждого метода ФХГ лежит тот или иной физический или химический процесс. Для осуществления метода в промышленном масштабе необходимо знать влияние горной среды на параметры и показатели технологии. Естественно, что сформулировать общие для всех методов требования практически невозможно, поскольку иногда они для различных методов противоположны. Тем не менее ряд требований можно сформулировать. **Используемый метод должен обеспечивать заданное извлечение полезного ископаемого из недр и быть экономичным; химический и минералогический состав полезного ископаемого должен обеспечивать возможность перевода его в подвижное состояние, вмещающие породы должны обеспечивать возможность проведения технологического процесса по извлечению полезного ископаемого (поддержание необходимой температуры, давления, устойчивости); морфология залежи, текстура и структура руд должны обеспечивать доступ рабочих агентов к полезному ископаемому.** Перечисленные требования конкретизируются применительно к каждому методу.

К **требованиям, предъявляемым к качеству полезного ископаемого,** относятся: минимальное промышленное содержание полезного компонента в блоке, необходимое для экономичной разработки месторождения; бортовое содержание полезного компонента в пробе для включения в промышленный контур запасов; минимальная величина промышленного извлечения полезного компонента, обеспечивающая экономичную разработку месторождения; технологичность полезного ископаемого.

К **требованиям, предъявляемым к горно-геологическим условиям залегания полезного ископаемого, относятся:** максимальная, а в ряде случаев минимальная глубина залегания; физические свойства полезного ископаемого и вмещающих пород; минимальная промышленная мощность залежи; максимальная мощность прослоев проницаемых и непроницаемых пород, а также некондиционных прослоев, включаемых в контур подсчета запасов; минимальная мощность непроницаемых или слабопроницаемых, подстилающих и покрывающих пород; максимальная мощность проницаемых пород и некондиционных прослоев, залегающих под верхним водоупором в кровле залежи и не включаемых в контур подсчета запасов; гидрогеологические параметры залежи – фильтрационные свойства полезного ископаемого и вмещающих пород (проницаемость, водопроводимость), степень раскрытости, расстояние до контуров питания и разгрузки и др. Важным требованием является также мини-

мальная производительность пласта, отражающая связь содержания полезного компонента с мощностью залежи.

Здесь перечислены лишь самые основные требования, определяющие условия разработки месторождений, общие для большинства методов. Кроме этого, на условия добычи влияют угол падения пластовых залежей, размеры в плане, наличие тектонических нарушений, степень неоднородности и изменчивость всех перечисленных показателей и др. Требования устанавливаются экономическими расчетами (методом вариантов), при которых отдельные показатели последовательно меняются и выбираются оптимальные для данного месторождения. Остальные требования устанавливаются на основании технологических исследований в полевых условиях для конкретного месторождения.

На основе выявленных требований методов ФХГ определяются кондиции. Как известно, **кондиции на полезные ископаемые определяются совокупностью требований к их качеству и горно-геологическим условиям добычи, предъявляемых с учетом конкретных методов и технических средств добычи, экономической конъюнктуры, а также тенденции их развития в будущем.** Кондиции служат для выделения, оконтуривания и подсчета балансовых и забалансовых запасов.

При определении кондиции для некоторых ФХМГ удобно пользоваться понятием **продуктивность пласта – извлечение полезного компонента с 1 м^2 площади.**

2.4. ИССЛЕДОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ЕГО К ОТРАБОТКЕ ФХМГ

Целью проведения исследования при геологоразведочных работах является комплексная оценка месторождения как сырьевой базы народного хозяйства. При оценке месторождения дается его общая геологическая характеристика и определяются данные для решения вопросов технологии подготовки и эксплуатации месторождения.

При разведке должны быть выявлены:

форма, размеры и геологическое строение залежи, глубина залегания, тектонические особенности и вторичные преобразования (наличие складок, разрывов, интенсивной трещиноватости, кавернозности, крупных карстовых пустот, окисления руд и др.), содержание полезного ископаемого и его запасы, мощность, литологический, минералогический и химический состав, структурно-текстурные особенности залежи, соотношение полезных компонентов по технологическим свойствам, изменчивость их качественных и количественных характеристик;

мощность, литологический состав, степень тектонической нарушенности и элементы залегания покрывающих и подстилающих пород, физико-механические свойства полезного ископаемого и вмещающих пород;

гидрогеологические параметры водоносных горизонтов (водоносная мощность, пьезометрический напор, коэффициент фильтрации, химический состав, температура вод и др.), гидрогеологическая блокировка запасов, источники водоснабжения предприятия, прогноз возможных изменений гидродинамических условий месторождения во время его эксплуатации и влияние последней на существующий водозабор и поверхностные водотоки;

газоносность залежи, интенсивность газопроявлений, химический состав газов, их взрывоопасность;

экономика и природные условия района месторождения (обжитость, энергетические ресурсы, транспортные возможности, сведения о месторождениях других полезных ископаемых, климате, рельефе и др.).

Специфическим отличием методики разведочных работ на месторождениях, предназначаемых к разработке геотехнологическими методами, является детальность физико-геологических исследований, объем которых увеличивается за счет большего изучения соответствующих особенностей залежей.

Исследовательские работы проводятся на всех стадиях разведки и включают в себя как общегеологические, так и геотехнологические исследования. Под последними понимаются выявление важных для геотехнологии физико-геологических факторов и их конкретная оценка по данным исследований. При разведке требуется более полное изучение технологических свойств полезных ископаемых и вмещающих пород, что позволит провести подсчет извлекаемых запасов.

Учитывая специфические особенности месторождения и поставленные перед геологическим описанием задачи, основные геологические сведения следует дополнять количественной оценкой сортов и структурно-текстурных разновидностей полезного ископаемого, которые выделяются как геолого-промышленные и технологические типы, а также данными о пористости, кавернозности, трещиноватости, которые определяют водопроницаемость, фильтрационные и другие физико-геологические свойства, влияющие на условия разработки залежи. В этом состоит главная особенность геологической документации скважин при разведке месторождения.

В зависимости от целей исследований проводится химическое, минералого-литологическое, физическое и технологическое опробование полезного ископаемого.

Химическое опробование является основным и выполняется с целью определения химического состава, содержания полезных

компонентов и вредных примесей. Опробуется керн всех скважин, пробуренных на месторождении (поисковых, разведочных и гидрогеологических). Пробы отбираются секционно по литологическим и текстурным типам полезного ископаемого. Длина секции 1 м, а в лежачем и в висячем боках залежи не более 0,5 м. Особое внимание при опробовании следует уделять точному выделению трудноизвлекаемых полезных ископаемых.

Минералого-литологическое опробование проводится для изучения состава минералов, структурно-текстурных и других особенностей, влияющих на показатели технологического извлечения с целью выяснения количественных соотношений разновидностей полезных ископаемых, форм и размеров их выделений, пространственного размещения в массиве и взаимоотношения с другими минералами, слагающими залежь, различных свойств полезного ископаемого, определяющих его технологические характеристики. Отбирают штуфы различных размеров, наиболее типичные и представительные для того или иного литологического или структурно-текстурного типа полезного ископаемого. Минералого-литологическое опробование в большинстве случаев не дает полного представления о количественном составе полезного ископаемого и чаще сводится к выяснению его качественной характеристики и некоторых физических свойств. Этот вид опробования является вспомогательным при химическом, физическом и технологическом опробовании.

Физическое опробование (если оно необходимо) **с целью установления физико-механических и теплофизических свойств полезного ископаемого и вмещающих пород.** Пробы отбирают по основным литологическим разновидностям и геолого-промышленным типам полезного ископаемого, а также по тем покрывающим и подстилающим породам, которые определяют условия гидро- и теплоизоляции залежи при ее разработке.

Технологическое опробование полезного ископаемого производится с целью изучения его извлекаемости (прогнозирование коэффициентов его извлечения) для разработки эффективного геотехнологического режима.

В период предварительной разведки возможно проведение только лабораторных исследований. **Перед строительством крупного предприятия на месторождении осуществляются опытно-промышленные испытания технологии и ее режима на опытной установке в естественных условиях.**

Геологические, гидрогеологические и геофизические исследования залежи составляют единый неразрывный комплекс ее изучения в период подготовки месторождения к промышленному освоению. Главной задачей этих исследований является изучение месторождения как гидро-

структуры, гидродинамические свойства которой обусловливают ее пригодность для разработки геотехнологическими методами, т. е. определение условий фильтрации рабочих и продуктивных агентов в процессе добычи.

Специфика геотехнологических методов требует проведения специальных исследований для установления: условий и области питания, направления, скорости движения и области разгрузки подземных вод; числа водоносных горизонтов, их состава, мощности, глубины залегания, статических уровней, пьезометрических напоров, дебита, наличия или отсутствия гидравлической связи водоносных горизонтов друг с другом, с водами залежи и поверхностными водотоками, химического и газового состава, а также температуры подземных вод, степени корродирующего влияния подземных вод на металлическое оборудование скважин; фильтрационных свойств руд и вмещающих пород, их водоотдачи, коэффициента фильтрации, гидро- и пьезопроводности, профиля водоприемистости, радиуса влияния скважин; области распространения и характеристики покрывающих и подстилающих пород как водоупоров, гидрогеологических проявлений, геолого-структурных особенностей залежи и вторичных преобразований полезного ископаемого; степени и характера изменчивости основных гидрогеологических параметров полезного ископаемого и вмещающих пород по площади и в разрезе в разных частях залежи; эффективности применения различных методов искусственного улучшения фильтрационных свойств полезного ископаемого; возможных изменений гидродинамических условий залежи при ее эксплуатации геотехнологическими методами и влияния подземной технологии на действующие горные предприятия и систему их осушения, поверхностные водотоки, близко расположенные питьевые и лечебные водозаборы, а также на изменение химического и газового состава подземных вод и на их санитарное состояние; вероятных источников технического и хозяйственного водоснабжения предприятия и перспективных коллекторов для размещения промышленного стока.

Неоднородность полезного ископаемого и вмещающих пород как по площади, так и в вертикальном разрезе не позволяет достоверно оценить лабораторными методами проницаемость, водоотдачу, фильтрационные и другие свойства, влияющие на подземную технологию. Поэтому в изучении этих свойств ведущее место принадлежит **натурным исследованиям.**

Главными видами работ при гидрогеологическом изучении залежей, подготавливаемых к промышленному освоению геотехнологическими методами, являются гидрогеологическое точечное и площадное опробование разведочных и специальных гидрогеологических скважин, сопровождаемое геофизическими наблюдениями, режимные

наблюдения за подземными и поверхностными водами, искусственное воздействие на водопроницаемость полезного ископаемого.

Общие положения методики проведения этих работ и определения гидрогеологических параметров изложены в соответствующих инструкциях и руководствах по гидрогеологическому изучению месторождений полезных ископаемых. Из всего **цикла гидрогеологических исследований опытные нагнетания или откачки являются первостепенными**. С помощью нагнетаний определяется стабильная величина водопоглощения при разных ступенях давления. Кроме того, опытные нагнетания позволяют непосредственно установить водоупорность пород кровли на гидроразрыв, что особенно важно при неглубоком залегании полезного ископаемого. Момент окончания нагнетания определяется временем установившегося режима поглощения при заданном давлении. При проведении нагнетания в опытной скважине все соседние изливающие скважины тщательно герметизируются и оборудуются манометрами. Для определения радиуса влияния опытных скважин при нагнетаниях наблюдения ведутся по всем реагирующим скважинам.

В исследованиях фильтрационных свойств, приемистости, зон активного водопритока и других гидрогеологических характеристик полезного ископаемого и вмещающих пород, количественная оценка которых необходима для эксплуатации месторождения геотехнологическими методами, значительное место принадлежит геофизическим методам. Эти методы служат для расчленения вмещающих пород и залежи в разрезе скважин на группы, различающиеся своими физическими и гидродинамическими параметрами и водопроницаемостью: плотные, слабопористые, водонепроницаемые и рыхлые, трещиноватые, высокопористые (водные коллекторы). Задача выделения интервалов высокой проницаемости и водопритоков в разрезах скважин геофизическими методами сводится к выделению рыхлых, трещиноватых и высокопористых пород по аномалиям КС, ПС, ГК, НГК, кавернометрии и термометрии.

При гидрогеологических исследованиях скважин необходимо изучение профиля приемистости, выделения зон активного водопритока и скорости фильтрации подземных вод. Для этого используются методы резистивиметрии, объемной расходометрии и поинтервальных нагнетаний (в комплексе или по отдельности) .

Целью экспериментальных исследований эффективности различных методов искусственного воздействия на водопроницаемость полезного ископаемого, которые должны проводиться при гидрогеологическом изучении месторождения для геотехнологических методов, является выяснение возможности и отыскание наилучших способов управления фильтрационными свойствами залежи (кислотная обработка, торпедирование, гидроразрыв и др.). Кроме этого, в процессе разведки целесообразно изучение применимости различных методов искусственного

уменьшения водопоглощения по отдельным водоносным горизонтам вмещающих пород или определенным направлениям (особенно на контактах рудной залежи с покрывающими и подстилающими породами) в окисленных и закарстованных зонах. Для этого может быть рекомендован выборочный тампонаж глиной или цементом и другими материалами.

До экспериментов и после них по искусственному воздействию на водопроницаемость пород и в скважинах обязательно следует проводить комплексное гидрогеологогеофизическое опробование их разреза.

При исследованиях для геотехнологических методов наиболее важно оценить неоднородность параметров в плане с детальностью, позволяющей учесть эту неоднородность при проектировании системы разработки. В связи с этим целесообразно проводить кратковременные опыты на большом числе скважин, равномерно распределенных по площади залежи, причем конструкция всех гидрогеологически исследуемых скважин должна быть совершенной по степени вскрытия. Для определения числа и мест расположения опытных скважин необходимо по данным геологической разведки разделить залежи на блоки с различными гидрогеологическими условиями. Границами блоков могут служить контуры залежи, тектонические нарушения, пережимы залежи, границы с безнапорной зоной. Каждый такой блок следует опробовать. Кроме того, необходимо заложить скважины в зонах разломов для получения их характеристики.

Подсчет запасов полезного ископаемого, пригодных для геотехнологических методов, включает в себя определение контуров и площади распространения промышленных залежей, их средней мощности, плотности и среднего содержания полезного компонента, выделение подсчетных блоков. Однако последние должны выделяться с учетом гидрогеологических особенностей и преимущественного распространения геолого-промышленных типов полезного ископаемого в той или иной части месторождения.

Оконтуривание запасов полезного ископаемого проводится на основании временных или постоянных кондиций. При этом основные гидрогеологические параметры, приемистость и фильтрационные свойства залежи, геолого-промышленные типы и сорта полезных ископаемых, водопроницаемость покрывающих и подстилающих пород и другие характеристики месторождений должны быть изучены с детальностью, обеспечивающей надежность их при проектировании разработки.

2.5. ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РАБОТЫ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ, РАБОТАЮЩИХ ФХМГ

Основная цель геологического и гидрогеологического обслуживания состоит в повседневной помощи технологическому персоналу в эксплуатации месторождения и продлении срока существования предприятия. Удлинение срока существования или увеличение производственной мощности требуют от сотрудников геологической службы углубленного комплексного изучения особенностей месторождения и участков, расположенных в непосредственной близости от него. Для этого на основе обобщения и анализа всех материалов, получаемых в процессе разведки и эксплуатации месторождения, решаются задачи:

увеличения запасов, пригодных для геотехнологических методов, за счет доразведки слабо изученных участков;

изучения геологических, гидрогеологических и технологических причин оставления полезного ископаемого в недрах и разработки мероприятий по их предотвращению;

выяснения пригодности для геотехнологических методов относительно бедных участков залежей малой мощности или со специфическими гидрогеологическими условиями;

геологического обоснования планирования работы предприятия для обеспечения добычи в заданных объемах;

изучения по данным бурения добычных скважин и эксплуатационной разведки условий залегания, гидрогеологических особенностей и параметров, структуры, морфологии и мощности залежи, качества и пространственного распределения геолого-промышленных типов полезных ископаемых и их физических свойств (трещиноватости, пористости и кавернозности), контроля за качественным составом полезного ископаемого;

систематического геологического документирования, опробования, проведения необходимых гидрогеологических и геофизических исследований в добычных скважинах, контроля за технологией их проходки;

изучения гидрогеологических условий ведения добычи и контроля за составом вод, сбрасываемых после их очистки в природные водотоки, а также охраны источников технического и хозяйственного водоснабжения от истощения и загрязнения;

своевременного прогнозного и срочного предупреждения технологического персонала об изменениях геологических, гидрогеологических и горнотехнических условий для предотвращения возможных осложнений в процессе эксплуатации;

обобщения геологических, гидрогеологических, геофизических материалов детальной разведки и сопоставления с фактическими данными разработки;

составления сводной геологической и гидрогеологической документации (планов, разрезов, геолого-технологических карточек добычных скважин и др.), баланса, а также оперативного учета движения запасов полезного ископаемого и оформления актов на погашение отработанных участков и материалов на списание неподтвердившихся или утративших промышленное значение запасов, оценки перспектив развития предприятия и изучения состояния минерально-сырьевой базы района;

составления геолого-технических отчетов о результатах геологического обслуживания, обзора по отдельным специальным вопросам и заключений по геологической и гидрогеологической части проекта эксплуатации месторождения или его участков, разработки служебных инструкций по геологическому и гидрогеологическому обслуживанию предприятия;

консультирования технологического персонала по геологическим и гидрогеологическим вопросам, а также представления необходимых материалов для проектирования развития работ и различных справок геологического характера.

Многообразие вопросов, периодически возникающих на действующем предприятии и решаемых геологической службой, не позволяет все их предусмотреть и регламентировать. Поэтому, кроме перечисленных основных задач, могут быть и другие, требующие для своего разрешения участия геологов, гидрогеологов и геофизиков.

Главными техническими приемами геологического обслуживания являются геологическое документирование и опробование добычных, водоотливных и других скважин, гидрогеологические и геофизические исследования в них. Для выяснения отдельных практических и теоретических вопросов геологии залежей, эксплуатируемых геотехнологическими методами, большое значение имеют специальные научно-исследовательские работы, организуемые геологической службой предприятия. Главной целью таких работ является всестороннее изучение геологических и гидрогеологических особенностей месторождения, его гидродинамического режима и структуры, вещественного состава и физических свойств полезного ископаемого, а также усовершенствование методики геологического обслуживания предприятия. Эти работы обычно выполняются специализированными научно-исследовательскими организациями. При этом активное участие сотрудников геологической службы в научно-исследовательских работах способствует повышению уровня геологического обслуживания предприятия.

Геологическое изучение месторождения, переданного в эксплуатацию геотехнологическими методами, осуществляется в два этапа:

доразведка с переводом запасов в высшие категории и эксплуатационная разведка. Отличие доразведки запасов для геотехнологических методов состоит в том, что доразведочные скважины должны располагаться на расстоянии, кратном сети добычных скважин, при условии их последующего использования для эксплуатации. Их диаметр должен быть равен диаметру добычных скважин. Скважины следует обсаживать, цементировать и консервировать до начала эксплуатации.

Эксплуатационная разведка при геотехнологических методах вносит существенные коррективы в геологические и гидрогеологические характеристики залежи, полученные при детальной разведке.

В большинстве случаев все задачи эксплуатационной разведки могут решаться при проходке разведочно-добычных скважин в соответствии с проектом разработки. Принятое расстояние между добычными скважинами, которые одновременно являются и разведочными, достаточно для надежного определения запасов и качества полезного ископаемого на любом участке, а также детального изучения гидрогеологических условий залегания и физических свойств полезного ископаемого и вмещающих пород. В этом заключается специфика эксплуатационной разведки при геотехнологических методах.

На стадии эксплуатационной разведки, совмещаемой при геотехнологических методах с бурением добычных скважин, значительно возрастает роль исследований фактических контуров полезного ископаемого. Весьма сложные контуры полезного ископаемого резко отличаются от тех прямолинейных контуров, которые проводятся для подсчета запасов в период детальной разведки. Полнотой оконтуривания полезного ископаемого определяется технически возможная и экономически целесообразная полнота его отработки.

Главными сводными геологическими документами являются паспорт и геолого-технологическая карточка каждой добычной скважины, качественный (технологический) план участка и разрезы к нему, геологический и геолого-маркшейдерский планы и разрезы разрабатываемого участка, специальные гидрогеологические планы и разрезы.

Паспорт добычной скважины содержит: сведения о конструкции скважины, технологии бурения и выходе керна, начале и окончании проходки; полное геологическое описание с поинтервальным выделением в разрезе скважины промышленных типов полезного ископаемого; результаты опробования и анализа проб, данные о физических свойствах полезного ископаемого и пород (пористость, кавернозность, трещиноватость), полученные в результате визуально-статистической оценки; результаты гидрогеологических и геофизических исследований в скважине; акты на заложение, закрытие, обсадку, цементацию и контрольные замеры скважины.

Геолого-технологическая карточка скважины, прилагаемая к ее паспорту, наглядно (в табличной форме) отражает основные геологические и технологические показатели скважины.

На качественный (технологический) план участка наносятся: все пробуренные скважины с указанием мощности залежи и среднего содержания полезного компонента, процентного содержания промышленных типов полезного ископаемого; изолинии процентного содержания полезного компонента и граница преимущественного распространения промышленных типов полезного ископаемого; контуры распространения других литологических типов, если они присутствуют в количествах, отрицательно влияющих на геотехнологические методы; выявленные участки пустых пород и крупные карстовые пустоты (провалы) в залежи; характеристика фильтрационного поля.

На качественные (технологические) разрезы наносятся скважины с данными опробования, покрывающие и подстилающие залежь породы, абсолютные гипсометрические отметки контактов полезного ископаемого и изолинии содержания полезного компонента в разрезе залежи; участки интенсивной трещиноватости, дробления, окисления, кавернозности и карстования залежи покрывающих и подстилающих пород, данные, количественно характеризующие проницаемость и фильтрационные свойства полезного ископаемого и пород в разрезе каждой скважины.

На геологический план наносятся площадь разрабатываемого участка и непосредственно прилегающая к ней площадь, контакты стратиграфических единиц, зоны интенсивной трещиноватости, дробления, карстования и другие детали геологического строения и тектонической структуры месторождения.

Геолого-маркшейдерский план составляется геологической и маркшейдерской службами совместно. На нем оконтуривается полезное ископаемое, а также ведется учет добычи и оставленных в недрах запасов полезного ископаемого. На план выносятся контуры эксплуатационных блоков, погашенных при добыче в течение месяца, квартала и года, с указанием внутри их площади количества добытого полезного ископаемого, содержания в нем полезного компонента и запасов, оставленных в недрах. Кроме этих основных рабочих документов, при геологическом обслуживании следует иметь планы изомощности залежи, гипсометрические планы ее кровли и почвы, изомощности покрывающих пород.

Из гидрогеологических документов целесообразно составлять на геолого-структурной основе гидрогеологический план участка, планы фильтрационных свойств, гидроизопьез, герметичности залежи, химического состава подземных вод, режима подземных вод с соответствующей разгрузкой,

Эти планы в зависимости от размеров участка составляются в масштабе 1:500–1:2000, а геологический и гидрогеологические планы – в масштабе 1:2000–1:5000. Для наглядного изображения всех деталей внутреннего строения залежи, влияющих на технологические показатели, вертикальный масштаб разрезов увеличивается относительно горизонтального. На всех планах и разрезах должны быть нанесены контуры промышленных запасов, утвержденных Государственным комитетом запасов, контуры запасов, пригодных для разработки геотехнологическими методами и уточненных эксплуатационной разведкой, а также проектные границы эксплуатации залежи.

Одной из главных задач геологического обслуживания является правильный учет запасов полезного ископаемого, их движения (путем систематических пересчетов). При оперативном учете движения запасов важно не только определение общего объема, но и их структуры по характеру подготовленности к эксплуатации.

Литература

1. Аренс В.Ж. Скважинная добыча полезных ископаемых. М., Недра, 1986.
2. Аренс В.Ж., Гайдин А.М. Геолого-гидрогеологические основы геотехнологических методов добычи. М., Недра, 1980.
3. Веригин Н.Н., Васильев С.В., Саркисян В.С. Гидродинамические и физико-химические свойства горных пород. М., Недра, 1977.
4. Голубев В.С. Динамика геохимических процессов. М., Недра, 1987.
5. Грабовников В.А. Геотехнологические исследования при разведке металлов. М., Недра, 1983.
6. Мироненко В.А., Шестаков В.М. Основы гидромеханики. М., Недра, 1974.
7. Грабовников В.А. О критериях аналогии геотехнологических свойств руд при оценке объектов для подземного выщелачивания. ГИАБ №5, 1999.
8. М. Холмс Основы физической геологии. М., 1949.
9. Справочное руководство гидрогеолога. Т. 1, 2. Л., Недра, 1967.
10. Гидродинамические и физико-химические свойства горных пород. Под ред. Н.Н. Веригина. М., Недра, 1977.
11. Питьева К.Е. Гидрохимия. Изд-до МГУ, 1978.
12. Лапинская Т.А. Протодьяконов Б.К. Основы петрографии. М., Недра, 1981.
13. Саваренский Ф.П. Гидрогеология. М., 1953.
14. Гидродинамические и физико-химические свойства горных пород. Под ред. Н.Н. Веригина М., Недра, 1977.
15. П.П. Климентов, В.М. Кононов. Динамика подземных вод. М., Высшая школа, 1973.

3. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

В основе методов ФХГ лежат физические и химические процессы. Первые сопровождаются изменением формы, внешнего вида, физических свойств полезного ископаемого, например плавление серы, гидравлическое разрушение руды и т. д., вторые – изменением химического состава и свойств полезного ископаемого, например горение угля, выщелачивание урана, меди и т. д.

Основной процесс добычи полезного ископаемого сопровождают процессы движения жидкостей и газов по залежам полезного ископаемого, добычным скважинам, трубопроводам и аппаратам;

процессы нагрева, плавления, конденсации, сублимации, возгонки; диффузионные процессы, обеспечивающие перенос вещества из одной фазы в другую; процессы разрушения, дробления, транспортирования твердых материалов и химические процессы, связанные с изменением химического состава и свойств веществ.

Естественно, что каждая технология включает в себя не один, а несколько различных процессов, одни из них являются **основными**, другие **вспомогательными**, а третьи – **обеспечивающими**.

К **основным** относятся процессы, связанные с добычей полезных ископаемых, например процессы перевода полезного ископаемого в подвижное состояние, доставки рабочих агентов в разрабатываемую залежь, выдачи продуктивных флюидов на поверхность. **Обеспечивающие** – это процессы, дающие возможность выполнять добычные работы, например процессы вскрытия и подготовки месторождения, приготовления рабочих агентов, переработки продуктивных флюидов, контроля и управления параметрами добычи и качества и др. К **вспомогательным** процессам относятся энергоснабжение, ремонт добычного оборудования, геолого-маркшейдерское обслуживание добычных работ и т. д.

Реализация геотехнологических процессов добычи требует их всестороннего изучения, а также учета процессов сдвижения горных пород под влиянием сил горного давления.

3.1. ХИМИЯ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Как правило, в недрах при ведении технологического процесса добычи взаимосвязь химических процессов очень сложная и описывается системой уравнений, совместное решение которых практически невоз-

можно. Поэтому обычно рассматривают отдельные стороны процесса, определяемые основной химической реакцией и ее особенностями [1, 2].

Химические реакции, в которых одни вещества превращаются в другие, бывают простые и сложные, обратимые и необратимые. С точки зрения кинетики реакции подразделяются по молекулярности (моно-, би-, тримолекулярные). Порядок реакции определяется числом взаимодействующих молекул. **Реакции геотехнологических процессов – гетерогенные, так как реагирующие вещества находятся в разных фазах.**

Для выявления возможности протекания реакции определяется энергия Гиббса (изменение изобарно-изотермического потенциала) для реакций расчетным или эмпирическим методом. Практический интерес представляет установление различных факторов, влияющих на равновесие системы и способов, позволяющих сдвинуть равновесие в сторону целевых продуктов с помощью температуры, давления и концентрации рабочего агента, т.е. **использовать принцип Ле-Шателье,** по которому **воздействие извне на систему,** находящуюся в равновесии, путем изменения какого-либо условия, определяющего положение равновесия, **вызывает усиление такого процесса,** течение которого ослабляет влияние произведенного воздействия. Так, например, повышение температуры подавляет протекание экзотермической реакции и способствует эндотермическим процессам.

Термодинамические данные часто находятся в противоречии с кинетикой процесса, поэтому для оптимизации процесса необходимо учитывать как термодинамические, так и кинетические факторы.

Обычно химические процессы рассматривают на уровне взаимодействия отдельных молекул – микроуровень, но это возможно только в идеализированных условиях. В промышленных условиях, как правило, процесс рассматривается на макроуровне – взаимодействие агрегатов молекул, которое сопровождаются различными физическими процессами: диффузией и конвекцией рабочих и продуктивных флюидов в зоне реакции, выделением и распределением тепла.

Диффузия – перенос вещества, обусловленный выравниванием его концентрации в первоначально неоднородной системе. Происходит вследствие теплового движения атомов, молекул или более крупных частиц вещества, например частиц дисперсной фазы в коллоидных системах. Механизм диффузии в газах, жидкостях, твердых телах различается. Закономерности диффузии описываются законами Фика: внешняя – снаружи твердого тела (зерна или куска рудного материала, массива горной породы), внутренняя – внутри твердого тела; конвективная – турбулентная, способствующая возрастанию константы скорости процесса (по сравнению с медленной молекулярной диффузией); коэффициент диффузии – величина, зависящая от массы и размера диффундирующих частиц, состава системы, температуры и давления и в линейном приближении не зависящая от концентрации. Коэффициент пропорциональности в законах Фика определяет скорость накопления вещества в данной точке(размерность в системе СИ – $м^2/с$).

Химический процесс необходимо вести в условиях максимального извлечения и максимальной селективности. **Практически все геотехнологические процессы относятся к гетерогенным.** Примером такого процесса может служить подземная газификация угля, где сам процесс можно подразделить на пять стадий: внешняя диффузия кислорода через пограничный газовый слой, внутренняя диффузия кислорода через слой выгоревшего угля, химическая реакция, внутренняя и внешняя диффузия продуктов реакции через слой золы и пограничный слой газа.

Таким образом, **в любом геотехнологическом процессе можно выделить три одновременно происходящих процесса: диффузия рабочих агентов к границе раздела фаз, сама химическая реакция и диффузия продуктивных флюидов из зоны реакции, причем скорость процесса может тормозиться как скоростью диффузии, так и скоростью реакции, а влияние этих факторов в различных процессах различно.**

Скорость реакции зависит от температуры и концентрации реагирующих компонентов. Температура оказывает не только положительное, но и отрицательное влияние, так, например, увеличиваются потери продуктов вследствие образования побочных продуктов, увеличивается агрессивность рабочих агентов и продуктивных флюидов, снижается селективность сложных реакций. Поэтому все подземные химические процессы надо оценивать по фактору температуры как с положительной, так и отрицательной стороны, находя оптимум на базе экономических расчетов.

Концентрация реагирующих веществ оказывает влияние на скорость реакций всех типов (кроме реакции нулевого порядка). Для определения изменения скорости реакции строят кривые зависимости концентрации реагентов от времени. **Скорость реакции пропорциональна давлению в степени равной порядку реакции.**

С помощью различных растворителей возможно эффективно переводить в подвижное состояние многие полезные ископаемые. Такой перевод происходит в результате процессов растворения и выщелачивания, которые различаются по механизму взаимодействия растворителя и растворяемого вещества.

Раствор – гомогенная смесь переменного состава (газовая, жидкая, твердая). В геотехнологии термин «раствор» обычно относят к жидкой молекулярно-дисперсной системе. Содержание компонента в растворе характеризуется его концентрацией. При этом растворителем называ-

ют компонент, концентрация которого существенно выше концентрации остальных компонентов; различают растворы электролитов (при наличии электролитической диссоциации), неэлекторлитов (при ее отсутствии) и полимеров (при очень большом различии в размерах молекул компонентов): концентрированный раствор, содержащий растворимое вещество в близком к насыщению количестве, насыщенный – содержащий максимально возможное количество вещества при данных условиях, насыщенный – с концентрацией растворенного вещества меньшей, чем в насыщенном растворе (в нем при данных условиях можно растворить еще некоторое количество вещества), перенасыщенный – содержащий при данных условиях больше растворенного вещества, чем в насыщенном растворе, избыток вещества легко выпадет в осадок, продукционный – продукт геотехнологического процесса.

Растворение полезных ископаемых – сложный процесс, состоящий из нескольких стадий подвода частиц растворителя к поверхности минерала (руды), собственно взаимодействия растворителя и минерала (руды) и отвода продуктов взаимодействия от поверхности раздела фаз. По характеру взаимодействия твердого вещества и растворителя процессы растворения классифицируются на так называемое «простое», или «физическое», растворение и «химическое» растворение, обусловленное химическими взаимодействиями между растворяемым веществом и растворителем (реакции обмена, нейтрализации, окисления-восстановления, комплексообразования и др.)

Растворение, протекающее без нарушения химического состава полезного ископаемого (в результате диффузии и межмолекулярного взаимодействия), – это процесс простого (или физического) растворения. Процесс растворения лежит в основе технологии скважинной добычи растворимых в воде солей – галита, сильвинита, бишофита и др.

Растворение, сопровождающееся изменением данного вещества как химического соединения и переводом его в раствор, называется «выщелачиванием». Методом подземного выщелачивания ведется извлечение из руд металлов, их солей и окислов. В качестве выщелачивающих агентов используются кислородные (серная, азотная, фосфорная, сернистая) и бескислородные (соляная, сероводородная) кислоты, водные растворы солей (соды, сернистого натрия, сернистокислых солей щелочных металлов). При выщелачивании процесс массопередачи протекает (по крайней мере) в двух кинетических областях, характеризующихся коэффициентами внешней и внутренней диффузии.

Природа растворяемого вещества и растворителя определяет энергию и характер их взаимодействия, а также **растворимость, т.е. способность веществ равномерно распределяться в том или ином растворителе.**

Понятие растворимости как концентрации насыщенного раствора применимо лишь в случае физического растворения. Химическое же растворение (выщелачивание), как правило, осуществляется в условиях практической необратимости процесса. Понятие растворимости в строгом смысле этого слова здесь оказывается неприменимым. **Под растворимостью минералов в химических растворителях понимается интенсивность их взаимодействия, которая характеризует кинетическую сторону процесса растворения - реакционную способность или устойчивость минерала по отношению к растворителю, но не условие его равновесия с растворителем.**

Выщелачивание (или экстрагирование) – растворение отдельных компонентов твердого вещества с помощью водного, неводного (например, органического) или смешанного растворителя; избирательное растворение отдельных минералов из руд. Выщелачивание – избирательный процесс, приводящий к разрушению растворителем и переводу в раствор только отдельных минералов (отдельных твердых веществ) или их составляющих с оставлением в твердой фазе остальных веществ в исходном состоянии, либо несколько измененном состоянии: **кучное** – путем просачивания растворителя через орошаемый им рудный (техногенный) штабель (кучу); **микробиологическое** (бактериальное, биотехнологическое, биохимическое) – осуществляемое с помощью микроорганизмов или продуктов их жизнедеятельности (метаболитов); **подземное** – непосредственно из рудных тел, без добычи их на дневную поверхность, методами скважинной добычи или другими методами; **фильтрационное** – на основе просачивания растворов через кучу или горные породы; фильтрационным является кучное, подземное, перколяционное выщелачивание.

Растворимость: 1) величина, характеризующая концентрацию растворенного вещества в его насыщенном растворе; 2) интенсивность взаимодействия растворяемого вещества и растворителя, которая характеризует кинетическую сторону процесса растворения – реакционную способность или устойчивость растворяемого твердого вещества, например минерала, по отношению к растворителю, а не условие его равновесия с растворителем. Понятие «растворимость», в этом смысле, широко используется в технологии и при химическом растворении веществ.

Переработка растворов кучного и подземного выщелачивания для извлечения ценных элементов и примесей проводится сорбционно-экстракционными методами, цементацией, химическим осаждением. Перспективны электрохимические и мембранные процессы, а также использование неорганических ионитов, электронно- и ионоэлектронообменных смол, волокон, тканей и безреагентных способов осаждения с применением ускорителей электронов.

В ФХГ используются знания **гидрометаллургии – раздел металлургии, использующий в практике и изучающий методы извлечения металлов из руд, продуктов их переработки и техногенного сырья водными растворами химических реагентов с последующим выделением извлекаемого металла из раствора в форме химического соединения или простого вещества.**

Сорбция – поглощение твердым телом или жидкостью вещества из окружающей среды. Поглощающее тело – сорбент, поглощаемое – сорбат (сорбтив). Поглощение всей массой сорбента – **абсорбция**, его поверхностным слоем – **адсорбция. Хемосорбция** – результат химического взаимодействия между твердым сорбентом и сорбатом. Основа многих сорбционных процессов – **ионный обмен,** представляющий собой обратимый стехиометрический обмен ионами между двумя контактирующими фазами – раствором электролита и ионитом (ионообменником).

Экстракция жидкостная – извлечение и разделение компонентов раствора путем их перевода из одной фазы в другую, содержащую экстрагент. Количественная характеристика процесса – коэффициент распределения экстрагируемого компонента между обеими фазами. Экстрагент – растворитель, избирательно извлекающий отдельные компоненты в одну из жидких фаз.

Особую перспективу для ФХГ представляет геохимический подход к изучению процессов добычи, ибо он дает основу для разработки их теории. Для оценки путей перевода минералов в подвижное состояние возможно внести коэффициент **минералоразрушения**, который равен отношению минералов данного класса к числу подвижных химических соединений, в которые он может быть переведен.

В ФХГ добывать – это значит заставить минералы, элементы, ионы мигрировать с места естественного залегания. Подвижное состояние – это форма пребывания элемента, минерала горной породы, находясь в которой он легко может переходить в раствор и мигрировать.

Закон действия масс «при наступлении химического равновесия в условиях (P и t° const) **отношение произведений активных концентраций веществ, образующихся в результате реакции, к произведению концентрации веществ, вступавших в реакцию, есть величина постоянная»** (константа равновесия).

Количество вещества, участвующее в данной реакции, получило наименование активной концентрации. При подземном выщелачивании металлов в недрах образуется **геохимический барьер** – участок зоны гипергенеза, в котором быстро (на коротком расстоянии) происходит резкое уменьшение интенсивной миграции, что приводит к концентрации химических элементов в этой зоне.

3.2. ПРОЦЕСС РАСТВОРЕНИЯ

С точки зрения химической кинетики процесс растворения соли в жидкости можно рассматривать как гетерогенную реакцию, происходящую на границе раздела двух фаз (твердое тело – жидкость). Гетерогенная реакция растворения включает процессы: поступления растворителя к поверхности растворяемого вещества, взаимодействия растворителя и растворяемого вещества (межфазные процессы); удаления растворенного вещества от поверхности растворяемого вещества (диффузионный процесс) [6].

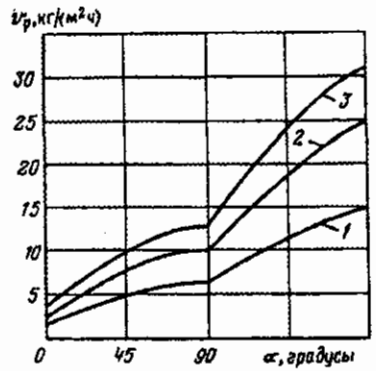


Рис. 3.1. Зависимость скорости растворения от угла Макла на ее поверхности: 1, 2 и 3 – соответственно при температуре 0,5, 15 и 20 °С

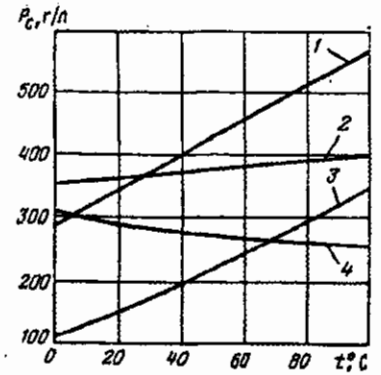


Рис. 3.2. Зависимость растворимости KCl (1), NaCl (2) при совместном их растворении в воде (3, 4) от температуры

При растворении всегда имеется перемещение жидкой фазы относительно твердой поверхности растворяемого вещества. Даже в случае отсутствия внешних причин, вызывающих движение жидкой фазы, происходит естественная конвекция жидкости, обусловленная тем, что плотность жидкой фазы неодинакова в разных точках внутри раствора. Независимо от характера движения жидкости у границы раздела фаз всегда существует пограничный слой, который оказывает сопротивление диффузии частиц растворимого вещества в массу раствора. Скорость диффузионного процесса растворения определяется разностью концентрации растворяемого вещества на контакте между пограничным слоем насыщенного рассола, образующимся на поверхности растворения, и общей массой растворителя. По мере повышения концентрации растворяемого вещества в жидкой фазе скорость растворения уменьшается по логариф-

мическому закону, т. е. она пропорциональна насыщенности раствора (разности между растворимостью и текущей концентрацией растворенного вещества). **Под скоростью растворения понимается количество соли, растворяемой в единицу времени с единицы поверхности (массовая скорость растворения), или расстояние, на которое распространяется растворение (линейная скорость растворения).** Как показали многочисленные исследования, скорость растворения не является постоянной даже при постоянстве температуры, начальной концентрации и т. д. Следовательно, одного уравнения скорости недостаточно, чтобы описать явления, происходящие при растворении.

Справедливо возникает вопрос, какие же еще явления должны быть присоединены к явлениям диффузии, если считать, что условия химического взаимодействия на скорость растворения влияния не оказывают. В результате изучения растворимости каменной соли П. А. Кулле пришел к выводу, что для точного описания процесса должны учитываться гидродинамические параметры движения жидкости, зависящие от таких важных факторов, как ее вязкость и влияние силы тяжести. Было отмечено, что **скорость растворения в значительной степени зависит от угла наклона поверхности соли и температуры** (рис. 3.1). В зависимости от изменения температуры воды растворимость галита и сильвина изменяется различно (рис. 3.2). При совместном их растворении в растворе наблюдается определенное суммарное их количество и определенное количество каждого из них в отдельности.

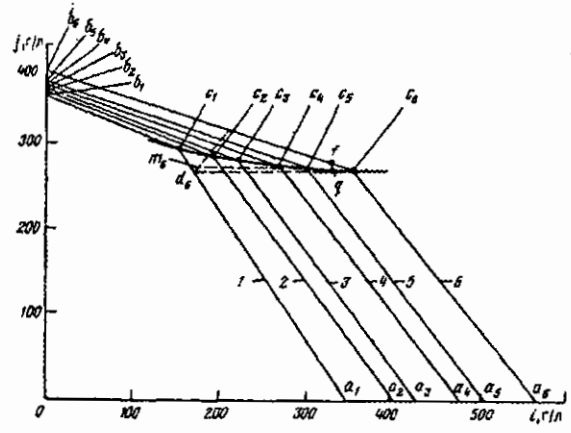


Рис. 3.3. Диаграмма растворимости KCl и NaCl в воде (*i*, *j* — содержание в 1 л воды KCl и NaCl соответственно):
1, 2, 3, 4, 5 и 6 — соответственно при температуре 20, 40, 60, 70, 80 и 100 °С

Давление оказывает влияние на растворимость солей при очень высоких его значениях. Так, например, увеличение давления до 25 МПа повышает растворимость хлористого натрия на 2 г/л. Это важно учитывать при подземном растворении во избежание извлечения на поверхность пересыщенных растворов и кристаллизации солей в трубопроводах.

На рис. 3.3 приведена диаграмма растворимости в системе KCl-NaCl-H_2O. Точки a_1-a_6 на оси абсцисс и b_1-b_6 на оси ординат диаграммы соответствуют содержанию хлористого калия и натрия в граммах в 1 л воды при различной температуре раствора. При постепенном добавлении к указанным растворам хлористого натрия или хлористого калия точки a_1-a_6 или b_1-b_6 переместятся по линиям диаграммы соответственно в точки c_1-c_6. Линии, проведенные из точек a_1, a_2, ..., a_6 и из точек b_1, b_2, b_3, ..., b_6, пересекутся в точках c_1, c_2, ..., c_6, которые и будут соответствовать растворам, насыщенным одновременно хлористым калием и натрием при соответствующей температуре. Растворы, насыщенные обеими солями, не будут растворять этих солей. На линиях (изотермах) a_1c_1, a_2c_2, ..., a_6c_6 располагаются точки, соответствующие растворам, которые насыщены хлористым калием и не насыщены хлористым натрием, а на изотермах b_1c_1, b_2c_2, ..., b_6c_6 – точки, соответствующие растворам, насыщенным натрием и не насыщенным хлористым калием. На линии c_1 c_6 (политерма) располагаются точки, соответствующие рассолам, насыщенным обеими солями при температуре от 20 до 100°С. Если раствор, соответствующий точке d_6 (раствор насыщения обеими солями при температуре 100°С), охладить до 20°С, то состав его будет изменяться по кривой кристаллизации c_6d_6, параллельной оси абсцисс, так как соотношение воды и хлористого натрия остается в этом случае неизменным. Раствор, соответствующий точке d_6, насыщен хлористым калием, но не насыщен хлористым натрием при температуре 20°С. Поэтому при охлаждении раствора от 100 до 20°С часть хлористого калия выпадает в осадок. Если раствор, соответствующий точке d_6 снова нагреть до 100°С, то он растворит недостающую часть хлористого калия. Содержание хлористого натрия в растворе останется неизменным.

Приведенная на рис. 3.3 диаграмма растворимости хорошо иллюстрирует процесс получения хлористого калия. Однако в производственных условиях этот процесс несколько осложняется, в сильвините хлористого натрия значительно больше, чем хлористого калия, поэтому в связи с большим растворением хлористого натрия (содержание раствора придет не к равновесной точке c_6 (при температуре 100°С), а пойдет по кривой d_6c_6 и будет происходить растворение хлористого калия, а состав раствора будет перемещаться по линии d_6c_6. В случае, когда раствор недонасыщен хлористым калием и его состав соответствует точке *f*, кривая при охлаждении пойдет по линии ^^, параллельной оси орди-

нат, до пересечения с политермой c_1c_6. При этом произойдет выпадение из раствора хлористого натрия. При последующем охлаждении будет выпадать (по кривой qm_6) только хлористый калий. В этой диаграмме – суть процесса обогащения сильвинита горячим маточным раствором.

Кристаллизация соли – процесс, обратный растворению, наступает, когда раствор при данной температуре перенасыщен солью. Кристаллизация может происходить вследствие испарения части растворителя или понижения температуры насыщенного раствора. Скорость процесса кристаллизации зависит от присутствия в растворе зародышей кристаллов, быстроты охлаждения раствора, перемешивания, высокой начальной температуры, чистоты рассола.

Природа процесса растворения солей очень сложна. Прежде всего поверхность, на которой происходит процесс растворения, непрерывно изменяется, поверхность же растворимых частиц вообще трудно определять, а включение нерастворимых компонентов осложняет процесс растворения. Все это затрудняет расчет параметров растворения в сложных гидродинамических условиях.

3.3. ПРОЦЕСС ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ

При движении рабочих флюидов по рудному телу происходят реакции, при которых соединения полезных ископаемых переходят в растворимые формы, массообмен между рудным телом и рабочим агентом (растворение, физическая десорбция, ионная сорбция) и конвективная диффузия в порах и трещинах.

Механизм процесса выщелачивания определяется структурой и составом растворяемого минерала, характером химической связи в его кристаллической решетке, комплексом физико-химических свойств растворителя.

В основе выщелачивания могут лежать:

обменные реакции (обмен ионами), при которых происходит образование легкорастворимых соединений (взаимодействие окислов и солей металлов с кислотами);

окислительно-восстановительные реакции, при которых происходит образование легко растворимых соединений за счет передачи электронов от атомов выщелачивающего агента к атомам минерала или наоборот. Вещества, отдающие электроны, называются восстановителями, а принимающие – окислителями.

Окислительно-восстановительные реакции могут приводить к образованию легко диссоциирующихся и растворяющих соединений, а также к непрерывному образованию новых количеств растворителя, например образование трехвалентного сернокислого железа и серной кислоты;

реакции с образованием комплексных соединений, например цианирование руд (эти процессы отличаются высокой селективностью, обусловленной специфичностью реакции комплексообразования).

Механизм выщелачивания полезных ископаемых сопровождается нередко наблюдающимися вторичными процессами, которые возникают из-за содержания в руде комплекса взаимодействующих с растворителем минералов, зачастую вторичные процессы приводят к осаждению из раствора уже извлеченного минерала или тормозят процесс растворения в связи с образованием плотных пленочных покрытий на поверхности растворения. Так как эти явления приводят к технологическим затруднениям, изучение их не менее важно, чем основного химического воздействия.

Диффузионный процесс характеризуется зависимостью коэффициента скорости растворения от скорости и направления движения растворителя, зависимостью коэффициента скорости растворения от коэффициента диффузии и вязкости, сравнительно невысокими значениями температурного коэффициента. **Для кинетического процесса характерны независимость скорости растворения от скорости движения растворителя, малые абсолютные значения коэффициента скорости растворения,** быстрое увеличение коэффициента скорости растворения с повышением температуры растворителя. Диффузионно-кинетический процесс характеризуется сравнительными коэффициентами скорости межфазового и диффузионного растворения.

Растворение большинства солей идет по диффузионной кинетике, т. е. определяется скоростью диффузионных процессов. При наличии разных концентраций в жидкости возникает молекулярная диффузия – диффузионный поток, пропорциональный градиенту концентраций. Частицы вещества, растворенного в жидкости, увлекаются последней и переносятся вместе с ней.

Совокупность этих двух процессов представляет собой конвективную диффузию вещества в жидкости. Полный поток вещества при конвективной диффузии через 1см^2 поверхности будет

$$J = \upsilon C - D\,grad\,C,$$

где D – коэффициент диффузии; C – концентрация смеси; υ – скорость движения смеси.

Для решения общего уравнения конвективной диффузии в качестве граничных условий обычно принимается концентрация раствора или ее производная на границе общей диффузии. Это уравнение применимо как для условий движения свободной жидкости, так и для условий

движения жидкости в пористой среде. Разница лишь в том, что во втором случае необходимо использовать эффективный коэффициент диффузии внутри массы пористого материала, который определяется средним диаметром пор, их числом на единицу площади и коэффициентом извилистости.

Следовательно, установление кинетических закономерностей процесса извлечения вещества в пористой среде связано с решением дифференциальных уравнений молекулярной и конвективной диффузии с учетом влияния формы, размеров и полидисперсности частиц, длины слоя, концентрации растворителя, гидродинамики движения жидкости.

В приложении к большинству диффузионных процессов извлечения из пористых сред эта задача чрезвычайно сложна. До настоящего времени нет общепризнанной законченной теории извлечения компонентов из слоя пористых тел и во многих случаях невозможно научно обосновать выбор селективного растворителя и условий растворения. Теоретические представления в этой области получают все большее развитие. В этом большая заслуга Н.Н. Веригина, Г.А. Аксельруда, М.А. Альтшулера, Е.М. Семенишина и других исследователей.

Кинетика процессов растворения описывается уравнением

$$\frac{dC}{dt} = k_v S(C_н - C)$$

где $\frac{dC}{dt}$ – скорость изменения концентрации в объеме раствора; S – площадь растворяемой поверхности; k_v – константа скорости растворения, которая определяется коэффициентами скорости межфазового и диффузионного растворения; $C_н$ – предельное насыщение.

Скорость межфазовых процессов зависит от природы твердого тела, а в конечном итоге – от энергии активации, рассчитываемой по уравнению Аррениуса.

Способность минералов растворяться зависит от температуры, химической устойчивости, обусловленной прочностью кристаллической решетки, величиной и структурой поверхности реагирования минерала с растворителем.

Кроме диффузионных и термодинамических параметров, существенным фактором, определяющим кинетику процесса химического растворения, является гравитационная конвекция.

Методы химического извлечения минералов, основанные не выщелачивании, предусматривают, как правило, селективное извлечение полезного компонента, которое базируется на различной химической устойчивости отдельных минералов. Теоретической предпосылкой оценки химической селекции минералов может служить соотношение свободной энергии или теплоты их образования.

Химическая устойчивость минералов может быть сопоставлена на основании непосредственного расчета энергии кристаллической решетки. Для этого пользуются формулой Капустинского.

Термодинамические величины не всегда позволяют правильно оценить химическую устойчивость минералов вследствие близости в энергетическом отношении некоторых различных структур. В таких случаях относительная химическая устойчивость минералов оценивается на основании сопоставления кинетики взаимодействия минералов с растворителями.

3.4. СВОДКА НЕОРГАНИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ, РАЗЛАГАЮЩИХ МИНЕРАЛЫ [11]*

Таблица 3.1

Растворители минералов

Элемент	Название минерала	Химическая формула	Растворители и условия растворения
Al	Алунит	$KAl_3(SO_4)_2(OH)_6$	В воде и HCl не растворим. В концентрированной H_2SO_4 растворяется с трудом. При обработке прокаленного алунита водой в раствор переходят квасцы. Легко растворяется в гидроксидах натрия и калия
	Биотит	$K(MgFe)_3(AlSi_3O_{10})(OHF)_2$	Разлагается в H_2SO_4, HNO_3, смеси $HF + H_2SO_4$ (при нагревании разложение усиливается)
	Бемит	$AlO(OH)$	Растворяется в щелочах при 190°С и давлении 1,5-1,6 10^6 Па
	Галлуазит	$Al_4(Si_4O_{10})(OH)_2 4H_2O$	Кислоты и щелочи частично разлагают при нагревании
	Гиббсит	$Al(OH)_3$.	Легко растворяется в гидроксидах щелочных металлов (в 11% KOH), растворим в 10% серной кислоте, 3% соляной кислоте
	Диаспор	$HAlO_2$	В кислотах не растворяется. Растворяется в щелочах при температуре 200-225°С и давлении 1.8 10^6 Па
	Дистен	Al_2SiO_5	В кислотах не растворяется. Разлагается при автоклавной щелочной обработке или при спекании с известняком.
	Каолинит	$Al_4(Si_4O_{10})(OH)_8$	Растворим в конц.серной кислоте при нагревании до паров SO_3
	Калиевые квасцы	$KAl(SO_4)_2 12H_2O$	Растворяются в воде, растворимость при 20°С составляет 151 г/л
	Корунд	Al_2O_3	В кислотах не растворяется
	Криолит	Na_3AlF_6	В крепкой H_2SO_4 растворяется совершенно
	Лейцит	$K(AlSi_2O_6)$	В HCl растворяется с выделением порошковатого кремнезема

* Материал подготовлен чл.-корр. РАЕН проф. Г.Г. Минеевым

Элемент	Название минерала	Химическая формула	Растворители и условия растворения
	Нефелин	$Na(AlSiO_4)$	Кислотами разлагается легко. Разлагается при автоклавной варке в крепком растворе NaOH
	Пирофиллит	$Al_2(Si_4O_{10})(OH)_2$	В кислотах и щелочах не разлагается
	Силлиманит	$Al(AlSiO_5)$	В кислотах и щелочах не растворяется
	Шпинель	$MgAl_2O_4$	В кислотах и щелочах не растворяется
Ba	Барит	$BaSO_4$	Практически нерастворим в воде и органических соединениях. Хорошо растворим в водных растворах щелочных карбонатов. Не растворяется в горячей HCl, порошок минерала медленно растворяется в конц. H_2SO_4
	Витерит	$BaCO_3$	Легко растворяется в слабых минеральных кислотах и относительно хорошо - в воде. Легко растворим даже в слабых органических кислотах (лимонной, винной, щавелевой), в уксусной кислоте при нагревании
Be	Берилл	$Al_3Be_3(Si_2O_7)$	В HCl и HNO_3 не растворяется, в HF растворяется при нагревании. Разлагается при сплавлении с содой. Для быстрого разложения и удаления кремния сплавляют с фторидами щелочных металлов
	Бертрандит	$Be_4(Si_2O_7)(OH)_2$	См. берилл.
	Гельвин	$(Mn,Fe,Zn)_8(BeSiO_4)_6S_2$	Растворяется в HCl с выделением H_2S; при выпаривании образует студенистый осадок кремнезема
	Фенакит	$Be_2(SiO_4)$	См. берилл
	Хризоберилл	$BeAl_2O_4$	В кислотах не растворяется. Разлагается лишь при сплавлении порошка с KOH или $KHSO_4$
B	Ашарит	$MgHBO_3$	В воде не растворим. В щелочах растворяется с трудом, хорошо растворяется в минеральных кислотах
	Боронатрокальцит	$NaCaB_5O_9\ 8H_2O$	Плохо растворим в воде. Хорошо растворяется в минеральных кислотах.
	Бура	$Na_2B_4O_7 10H_2O$	Хорошо растворяется в воде, особенно в горячей
	Гидроборацит	$MgCaB_6O_{11} 6H_2O$	Растворяется в кислотах, в кипящей воде, в щелочах - при нагревании
	Датолит	$CaBSiO_4(OH)$	Растворяется в кислотах при нагревании; в щелочах нерастворим
	Кернит	$Na_2B_4O_7\ 4H_2O$	Растворяется в воде, кислотах, щелочах
	Колеманит	$Ca_2B_6O_{11}\ 5H_2O$	Не растворяется в холодной воде, плохо растворяется в горячей и хорошо в минеральных кислотах; при нагревании растворяется в углекислых и едких щелочах

Элемент	Название минерала	Химическая формула	Растворители и условия растворения
	Котоит	$Mg_3(BO_3)_2$	В воде не растворяется, плохо растворяется в щелочах, хорошо в горячих минеральных кислотах
	Пандермит	$Ca_4B_{10}O_{11}\ 7H_2O$	Растворяется в кислотах, а при нагревании и в щелочах, в воде растворяется плохо
	Сассолин	$B(OH)_3$	Хорошо растворяется в воде, особенно в горячей
V	Ванадинит	$Pb_5(VO_4)_3Cl$	Растворяется в HNO_3; разлагается в HCl, оставляя нерастворимый осадок
	Деклуазит	$(Zn,Cu)Pb(VO_4)(OH)$	Растворяется в HNO_3
	Карнотит	$K_2(UO_2)_2(VO_4)_7\ 3H_2O$	Растворяется в холодной разбавленной соляной кислоте
	Патронит	VS_2 или V_2S_5	Разлагается в HNO_3
	Роскоэлит	$KV_2(AlSi_3O_{10})(OH)_2$	После обжига (850°C) с NaCl ванадий растворяется в воде или разбавленных кислотах
Bi	Висмутит	$Bi(CO_3)(OH)_4$	Хорошо растворим в кислотах
	Висмут (самородный)	Bi	В HNO_3 легко растворяется. Из раствора при разбавлении выпадает белый осадок. Нерастворим в щелочах
	Висмутин	Bi_2S_3	В HNO_3 легко растворяется с выделением серы. С KOH вступает в реакцию
	Висмутовая охра (бисмит)	Bi_2O_3	Растворим в кислотах
	Тетрадимит	Bi_2Te_2S	Легко растворим в HNO_3, растворяется в конц. H_2SO_4
W	Вольфрамит	$(Mn,Fe)WO_4$	Растворим в конц. H_2SO_4 при нагревании до паров SO_3, в других кислотах не растворяется.
	Гюбнерит	$MnWO_4$	Разлагается соляной кислотой с выделением вольфрамовой кислоты. См. вольфрамит
	Ферберит	$FeWO_4$	См. вольфрамит, гюбнерит
	Ферритунгстит	$Fe_2(WO_4)(OH)_4\ 4H_2O$	Разлагается в кислотах с выделением H_2WO_4 желтого цвета
	Шеелит	$Ca\ WO_4$	Разлагается в кислотах с выделением вольфрамовой кислоты; растворяется в конц. H_2SO_4 при нагревании до паров SO_3
Ge	Аргиродит	$Ag_8(Ge, Sn)S_6$	С трудом разлагается в HNO_3
Fe	Альмандин	$Fe_3Al_2(SiO_4)_3$	Медленно разлагается конц. HCl и H_2SO_4 с выделением аморфного кремнезема; быстро разлагается в смеси HF и H_2SO_4
	Андрадит	$Ca_3Fe_2(SiO_4)_3$	Медленно разлагается конц. HCl и H_2SO_4 с выделением геля ременезкислоты; хорошо растворим в смеси HF и H_2SO_4
	Геденбергит	$CaFe(Si_2O_6)$	В HCl разлагается с выделением SiO_4
	Гематит	Fe_2O_3	Растворим в конц. HCl
	Гетит, лимонит	$HFeO_2$	В HCl и HF растворяется при нагревании.

Элемент	Название минерала	Химическая формула	Растворители и условия растворения
	Магнетит	Fe_3O_4	Полностью растворяется в HCl, конц. HNO_3 и H_3PO_4; медленно, но полностью растворяется в HF; уксусная, лимонная и винная кислоты при кратковременном воздействии на магнетит не действуют
	Магномагнетит	$(Fe,Mg)Fe_2O_4$	См. магнетит
	Пирит	FeS_2	Полностью растворяется в конц. HNO_3, в смеси кислот HCl и HNO_3 с выделением S; разлагается в 30% H_2O_2, а также в растворах $Na_2S_2O_3$
	Пирротин	$Fe_{1-x}S$	Растворим в разбавленной (1:2) HCl с выделением S и H_2S; в разбавленной (1:1) HNO_3 растворяется при нагревании; растворяется в лимонной кислоте с выделением H_2S
	Сидерит	$FeCO_3$	Холодная HCl действует слабо, но при нагревании очень энергично
	Тюрингит	$Fe_{3,5}(Al,Fe)_{1,5}(Si_{2,5}Al_{1,5}O_{10})(OH)_8 nH_2O$	В HCl разлагается с выделением студенистого кремнезема
	Шамозит	$Fe_4Al(AlSi_3O_{10})(OH)_6 nH_2O$	В HCl легко разлагается с выделением студенистого кремнезема
Au	Золото самородное	Au	Растворяется в смесях кислот соляной и азотной (в пропорции 3:1, "царской водке"), серной с марганцевой, серной с азотной. Растворяется в водных растворах цианидов, хлоридов, бромидов, иодидов, тиокарбамида, тиосульфата, малононитрила
	Калаверит	$AuTe_2$	Разлагается в $HN0_3$ с выделением золота. См. золото самородное
	Креннерит	$(Au,Ag)Te_2$	См. калаверит
	Петцит	$(Ag,Au)_2Te$	См. калаверит
	Сильванит	$AuAgTe_4$	См. калаверит
	Электрум	Сплав Au с Ag	См. золото самородное
Y	Браннерит	$(U, Y, Ca, Fe, Th)_3Ti_5O_{16}$	Разлагается в серной кислоте
	Гадолинит	$Be_2FeY_2Si_2O_{10}$	С минеральными кислотами не реагирует
	Ксенотим	YPO_4	Порошок минерала разлагается в H_2SO_4
	Фергосонит	$(Y,Er)(Nb,Ta)O_4$	Разлагается серной кислотой
Cd	Гринокит	CdS	Растворяется в HCl с выделением сероводорода
	Сфалерит	ZnS	Растворяется в конц. H_2SO_4 и HCl с выделением сероводорода
K	Калиевая селитра	KNO_3	Легко растворяется в воде
	Сильвин	KCl	Легко растворяется в иоде

Элемент	Название минерала	Химическая формула	Растворители и условия растворения
	Ортоклаз	$KAl_3Si_3O_8$	Сплав минерала с Na_2CO_3 растворяется в кислотах
	Мусковит	$KAl_3Si_3O_{10}(OH)_2$	Растворяется в HCl и H_2SO_4 при нагревании, в HF на холоде растворяется неполно.
Ca	Амфибол	Сложный силикат Mg,Fe, $RSiO_3$, где R- Ca, Mg или Fe	Не растворяется в минеральных кислотах. Разлагается обычно лишь после сплавления.
	Ангидрит	$CaSO_4$	Растворяется в HCl с трудом. Порошок легко растворяется в конц. H_2SO_4. В воде, в противоположность гипсу, нерастворим. Разлагается щелочами.
	Анкерит	$Ca(Mg,Fe)(CO_3)_2$	Растворяется в 10% CH_3COOH (двукратная получасовая обработка при 100°C); 3-5% HCl (при нагревании)
	Апатит	$Ca_5(PO_4)_3(F, Cl)$	Растворяется в HCl, HNO_3, H_2SO_4; при нагревании разлагается CH_3COOH
	Везувиан	$Ca_3Al_2(SiO_4)_2(OH)_4$	В HCl разлагается частично, а после предварительного прокаливания полностью
	Волластонит	$CaSiO_3$	Разлагается в HCl
	Гипс	$CaSO_4 2H_2O$	Растворяется в HCl слабо. В воде, подкисленной H_2SO_4, растворяется гораздо лучше, чем в чистой. Однако при концентрации H_2SO_4 свыше 75 г/л растворимость резко падает. Одна часть гипса растворяется в 200 ч H_2O
	Доломит	$Ca,Mg(CO_3)_2$	Растворяется в 3-5% HCl, 10% CH_3COOH при нагревании за 0,5 часа при Ж:Т = 100:1; в HF разлагается
	Кальцит	$CaCO_3$	Растворяется в 3-5% HCl без нагревания, 10% CH_3OOH в результате двукратной получасовой обработки при 100°C и Ж:Т = 100:1; в HF разлагается на холоде
	Флюорит	CaF_2	Полностью разлагается в конц. H_2SO_4 и растворах $H_2C_2O_4$ при нагревании, несколько растворяется в HCl и HNO_3
	Эпидот	$Ca_2(Al,Fe)_3Si_3O_{12}OH$	Растворяется в HCl с выделеннем студенистого кремнезема только после предварительного сплавления или сильного прокаливания
Co	Карролит	$CuCo_2S_4$	Растворяется в HNO_3, придавая жидкости розовый цвет
	Биберит	$CoSO_4 7H_2O$	Растворяется в иоде
	Глаукодот	(Co,Fe)AsS	В HNO_3 разлагается с выделением S и As_2O_3
	Кобальтин	CoAsS	Разлагается горячей HNO_3, при этом выделяется S и As_2O_3. Раствор окрашивается в розовый цвет
	Кобальтоирит	$(Fe,Co)S_9$	Растворяется в HNO_3
	Линнеит	Co_3S_4	Растворяется в конц. HNO_3 с выделением серы

Элемент	Название минерала	Химическая формула	Растворители и условия растворения
	Саффлорит	$(CoNi)As_3$	Растворяется в HNO_3.
	Скуттерудит	$CoAs_3$	Растворяется в конц. HNO_3 с выделением As_2O_3.
	Смальтин	$CoAs_{3-2}$	Растворяется в HNO_3 с выделением As_2O_3.
	Сферокобальтит	$CoCO_3$	При воздействии холодной HCl разлагается медленно, быстро с выделением CO_2 разлагается в горячих кислотах
	Шмальтин	$CoAs_2$	Растворяется в HNO_3
	Эритрин	$Co_3(AsO_4)_2\ 8H_2O$	Растворяется в HCl
La	Монацит	$(La,Ce)PO_4$	Медленно растворяется в HCl, растворяется в HNO_3.
Li	Амблигонит	$LiAl(PO_4)F$	Растворим в H_2SO_4
	Лепидолит	$KLi_{1,5}Al_{1,5}(Si_4O_{10})(F,OH)_2$	Кислотой и разлагается только после сплавления
	Литиофиллит	$Li(Mn,Fe)PO_4$	В кислотах растворяется
	Сподумен	$LiAl(Si_2O_6)$	В HCl не растворяется, разлагается в конц. H_2SO_4 при нагревании. Сплав с K_2SO_4 растворяется в воде.
	Трифилит	$Li(Fe,Mn)PO_4$	Растворяется в HCl
	Петалит	$(Li,Na)AlSi_4O_{11}$	В кислотах не разлагается
	Циннвальдит	$KLiFeAl(Si_3AlO_{10})(Fe,OH)_2$	В кислотах разлагается
Mg	Актинолит	$Ca_2(Mg,Fe)_5(OH)_2(Si_4O_{11})$	Не растворяется в воде, HCl и HNO_3. Разлагается в HF.
	Антофиллит	$(Mg,Fe)_7(Si_4O_{11})(OH)_2$	С кислотами не реагирует
	Ашарит	$MgHBO_3$	Растворяется и HCl, но труднее, чем другие Mg -содержащие бораты
	Бишофит	$MgCl_2\ 6H_2O$	Легко растворяется в воде
	Брусит	$Mg(OH)_2$	Растворяется в кислотах
	Гексагидрит	$MgSO_4\ 6H_2O$	Медленно растворяется в воде
	Диопсид	$Ca,Mg(SiO_3)_2$	Не растворяется в воде, HCl и HNO_3. Разлагается HF на холоде.
	Доломит	$CaMg(CO_3)_2$	С холодной HCl реагирует очень слабо, в горячей -растворяется вполне
	Карналит	$KCl\ MgCl_2\ 6\ H_2O$	Легко растворяется в воде
	Кизерит	$MgSO_4\ H_2O$	В воде растворяется очень медленно, при этом переходит в более растворимый $MgSO_4\ 7H_2O$
	Клинохлор	$(Mg,Fe)_{4,75}Al_{1,25}(Si_{2,75}Al_{1,25}O_{10})(OH)_8$	Полностью разлагается только в конц. H_2SO_4
	Магнезит	$MgCO_3$	Вполне растворяется в горячих кислотах
	Оливин	$(Mg,Fe)_2SiO_4$	Порошок минерала бурно разлагается в конц. H_2SO_4 с образованием кремнекислоты. В HCl разлагается с выделением скелета кремнезема

Элемент	Название минерала	Химическая формула	Растворители и условия растворения
	Палыгорскит	$2MgO\ 3SiO_2\ 4H_2O\ NAl_2O_3\ 4SiO_2\ 5H_2O$	В горячей H_2SO_4 разлагается
	Пироп	$Mg_3Al_2(SiO_4)_3$	Несколько растворяется HF
	Периклаз	MgO	Растворяется в HCl
	Серпентин	$Mg_6(Si_4O_{10})(OH)_8$	Разлагается в кислотах.
	Тальк	$Mg_3(Si_4O_{10})(OH)_2$	В HF разлагается
	Тремолит	$Ca_2Mg_5(OH)_2(Si_4O_{10})$	Не растворяется в воде, HCl и HNO_3. Разлагается в HF
	Флогопит	$KMg_3(Si_3AlO_{10})(F,OH)_2$	С трудом разлагается кислотами и особенно в HCl.
	Фостерит	Mg_4SiO_4	Не растворяется в иоде и HCl. Разлагается в конц. H_2SO_4
	Шпинель	$MgAl_2O_4$	Кислоты не действуют
	Энстатит	$Mg_2(Si_2O_6)$	В кислотах не растворяется
	Эпсомит	$MgSO_4\ 7H_2O$	В иоде легко раствором
Mn	Алабандин	MnS	Растворяется в HCl с выделением H_2S
	Браунит	Mn_2O_3	Разлагается в HCl с выделением хлора
	Гаусманит	Mn_3O_4	В HCl растворяется с выделением хлора
	Гауэрит	MnS_2	Растворяется в конц. HCl при нагревании с выделением H_2S и осаждением S
	Грейнерит	$(Mg,Mn,Ca)CO_3$	Растворяется в кислотах
	Илезит	$(MN,Zn,Fe)\ SiO_4\ 4\ H_2O$	Растворяется в воде
	Маллярдит	$Mn\ SiO_4\ 7\ H_2O$	Легко растворяется в воде
	Манганит	$MnO_2\ Mn(OH)_2$	Растворяется в конц. HCl
	Пиролюзит	MnO_2	В HCl растворяется с выделением хлора
	Псиломелан	$mMnO\ MnO_2\ 4H_2O$	Растворяется в HCl, HNO_3, H_2SO_4 и в органических кислотах
	Родонит	$Mn_2Si_2O_6$	Частично растворяется в HCl
	Родохрозит	$MnCO_3$	В HCl на холоде растворяется медленно, но при нагревании весьма энергично, бурно выделяя CO_2
	Спессартин	$Mn_3Al_2(SiO_4)_3$	Разлагается в HCl после сплавления
	Тефроит	Mn_2SiO_4	Разлагается в HCl с выделением кремниевой кислоты
Cu	Азурит	$Cu_3(CO_3)_2(OH)_2$	В кислотах растворяется с шипением, растворяется также в аммиаке, образуя раствор темно-синего цвета
	Айкинит	$CuPbBiS_3$	Растворяется в HNO_3, выделяя $PbSiO_4$ и S
	Альгодонит	Cu_3As	Растворяется в HNO_3
	Атакамит	$CuCl_2 3Cu(OH)_2$	Растворяется в HCl с выделением хлора
	Аширит (диоптаз)	$Cu\ SiO_3\ nH_2O$	В HCl и HNO_3 разлагается с выделением студенистого кремнезема

Элемент	Название минерала	Химическая формула	Растворители и условия растворения
	Бирюза	$CuAl_6(PO_4)_4(OH)_8\ 5H_2O$	Растворяется в HCl
	Борнит	Cu_5FeS_4	Растворяется в HNO_3 и в "царской водке", а также в кипящем растворе NaOH
	Брошантит	$CuSiO_4\ 3Cu(OH)_2$	В воде нерастворим, но растворим в кислотах и аммиаке
	Бурнонит	$CuPbSbS_3$	Растворяется в HNO_3 причем раствор окрашивается в синий цвет и выделяется осадок $PbSiO_4$ и Sb_2O_3
	Дигидрит	$Cu_5(PO_4)_2(OH)_4$	Растворяется в HCl
	Кеевенавит	$(Cu,Ni,Co)_2As$	Растворяется в HNO_3
	Ковеллин	CuS	В горячей HNO_3 растворяется с выделением серы. Слабо растворим в конц. HCl даже при нагревании. Растворим в NaOH
	Куприт	Cu_2O	В HNO_3 легко растворяется,.раствор зеленеет, а от прибавления избытка аммиака становится синим. Несколько хуже растворяется в HCl, H_2SO_4
	Лузонит	Cu_3AsS_4	Растворяется в HNO_3, с выделением серы
	Малахит	$Cu_2(CO_3)(OH)_2$	Хорошо растворяется в кислотах. В аммиаке частично растворяется, образуя раствор ярко-синего цвета. Растворим в растворах аммонийных солей и KOH
	Медь самородная	Cu	В разбавленной HNO_3 легко растворяется, в HCl - с трудом
	Мохавкит	$(Cu,Ni,Co)_2As$	Полностью растворяется в HNO_3 при нагревании
	Натрохальцит	$Cu_2Na_2(SiO_4)_2(OH)_2\ 2H_2O$	С трудом растворяется в воде, но легко растворяется в кислотах
	Оливенит	$Cu_2(AsO_4)_2\ Cu(OH)_2$	Растворяется в HCl
	Розазит	$(Cu,Zn)_2\ CO_3\ (OH)_2$	Растворяется в кислотах
	Станнин	Cu_2FeSnS_4	Разлагается в растворах HNO_3 с образованием осадка – SnO_2
	Ташлит	$Cu_2(PO_4)(OH)\ H_2O$	Растворяется в HCl
	Тенорит	CuO	Растворяется в HCl
	Тепиантит	Cu_2AsS_3 или $3Cu_2S\ As_2S_3$	В HCl не растворяется, разлагается в растворах HNO_3
	Тетраэдрит	$Cu_3Sb_4S_3$ или $3Cu_2S\ Sb_2S_3$	В HNO_3 разлагается с выделением S и Sb_2O_3, в HCl не растворяется
	Филиппит	$CuSO_4\ Fe_2(SO_4)_3\ 4H_2O$	Растворяется в воде
	Фосфорхальцит	$Cu_3PO_4\ (OH)_3$	Растворяется в HCl
	Халькантит	$CuSO_4\ 5H_2O$	Растворяется и воде
	Халькозин	Cu_2S	В кислотах растнорятся, лучше всего в HNO_3 с образованием серы. Растворяется и инакидах

Элемент	Название минерала	Химическая формула	Растворители и условия растворения
	Халькопирит	$CuFeS_2$	В HNO_3 постепенно разлагается с выделением серы. Растворяется к царской водке и 30% растворе H_2O_2. Раствор меди и HNO_3 зеленый, в царской воде -желтовато-зеленый
	Халькофиллит	$Cu_{18}Al_{12}(AsO_4)_3(SO_4)_3\ (OH)_{27}\ 36H_2O$	Не растворяется в HCl, но растворяется в HNO_3
	Хризоколла	$CuSiO_3\ nH_2O$	В кислотах разлагается
Mo	Вульфенит	$PbMoO_4$	В HCl растворяется медленно, покрывается белой пленкой $PbCl_2$. Растворяется в гидроксидах щелочных металлов при нагревании.
	Молибденит	MoS_2	Азотная кислота разлагает минерал с большим трудом, при этом выделяется SO_2 и образуется осадок MoO_3. Конц. H_2SO_4 разлагает его лишь при температуре кипения; при действии H_2S образуется коллоидный $MoS_3\ 4H_2O$
	Повеллит	$CaMoO_4$	Разлагается в минеральных кислотах, выделяя желтую вольфрамовую кислоту, растворимую в аммиаке. Растворим в карбонатах щелочей при длительном кипячении
	Феррримолибдит	$Fe_2(MoO_4)_3\ 7H_2O$	Растворяется в кислотах и разлагается в аммиаке
As	Арсенопирит	FeAsS	Разлагается в HNO_3 с выделением S и As_2O_3; растворим в царской водке и хлорной воде
	Аурипигмент	As_2S_3	В HNO_3 и царской водке растворяется с выделением серы. Легко растворим без осадка в KOH
	Диморфит	As_4S_3	Растворяется в HNO_3 и царской водке. В гидроксидах щелочных металлов растворяется частично
	Леллингит	$FeAs_2$	Разлагается кипящей HNO_3 с выделением As_2O_3
	Мышьяк (самородный)	As	Растворяется в конц. HNO_3
	Реальгар	AsS	Растворяется в HNO_3 и крепком растворе KOH
	Симплезит	$Fe_3(AsO_4)_2\ 8\ H_2O$	Растворяется в HCl
	Скородит	$FeAsO_4\ 2\ H_2O$	Растворяется легко в HCl, частично в HNO_3
	Энаргит	Cu_3AsS_4	Минерал растворим в HNO_3
Na	Альбит	$NaAlSi_3O_8$	Не растворяется в воде и кислотах
	Анальцим	$Na(Ai,\ Si_2O_6)\ H_2O$	В HCl вполне разлагается с образованием осадка иловатого кремнезема
	Арфведсонит	$Na_3(Mg,Fe)_4(Fe,Al)\ (Si_4O_{11})_2\ (OH,F)_2$	В кислотах нерастворим
	Галит	NaCl	Легко растворяется в воде
	Гаюин	$Na_6Ca(Al\ SiO_4)_6(SO_4)$	Растворяется в HCl с выделением студенистого осадка и PbS

Элемент	Название минерала	Химическая формула	Растворители и условия растворения
	Глауберит	$Na_2Ca(SO_4)_2$	Растворяется в HCl, частично растворяется в воде
	Глаукофан	$Na_2(Mg,Fe)_3Al_2(Si_4O_{11})_2(OH,F)_2$	В кислотах не растворяется
	Десмин	$(Ca,Na_2,K_2)Al_2Si_6O_{16}\ 6H_2O$	Разлагается соляной кислотой
	Жадеит	$NaAl(Si_2O_6)$	Кислоты действуют только после сплавления
	Канкринит	$Na_6Ca(AlSiO_4)_6(CO_4.SO_4)$	Растворяется в HCl
	Мирабилит	$Na_2SO_4{\cdot}10H_2O$	Хорошо растворяется в воде
	Натриевая селитра	$NaNO_3$	Легко растворяется в воде
	Натролит	$Na_2(Al_2Si_3O_{10})2\ H_2O$	Растворяется в HCl
	Натрон	$Na_2CO_3\ 10\ H_2O$	Растворяется в воде легко. При действии HCl бурно выделяет углекислый газ
	Содалит	$Na_8(AlSiO_4)_6Cl$	Растворяется в HCl
	Тенардит	Na_2SO_4	Легко растворяется в воде
	Эгирин	$NaFe(SiO_3)_2$	Не растворяется в воде и кислотах
Ni	Аннабергит	$Ni_3(AsO_4)_2\ 8\ H_2O$	В кислотах легко растворяется
	Гарниерит	$Ni_4(Si_4O_{10})(OH)_4\ 4\ H_2O$	Разлагается при нагревании в конц. HCl
	Герсдорфит	NiAsS	Разлагается в HNO_3 с выделением S и As_2O_3
	Маухерит	Ni_3As_2	Полностью растворяется в HNO_3 с выделением NO_2
	Миллерит	NiS	В HNO_3 и царской водке растворяется, выделяя серу
	Мелонит	$NiTe_2$	Растворяется в азотной кислоте
	Моренозит	$NiSO_4\ 7\ H_2O$	Легко растворяется в воде
	Никелин	NiAs	Растворяется в горячей азотной кислоте
	Пентландит	$(Fe,Ni)_9S_8$	С азотной кислотой дает зеленый раствор, разлагается HCl с выделением H_2S
	Раммельсбергит	$NiAs_2$	Разлагается в HNO_3, причем осаждается As_2O_3
	Ревдинскит	$(Ni,Mg)_6(Si_4O_{10})(OH)_8$	В горячей HCl разлагается с выделением слизистого кремнезема
	Шухардит	$(Ni,Fe,Al)_6[(Si,Al)_4O_{10}](OH)_8$	Хорошо растворяется в HCl
Nb	Колумбит	$(Fe,Mn)Nb_2O_6$	Несколько разлагается в HF
Ta	Лопарит	$(Na,Ce,Ca)(Nb,Ta)O_3$	Разлагается в HF, в других кислотах не растворяется
	Пирохлор	$(Na,Ca...)_2(Nb,Ta...)_2O_6(F.OH)$	Частично разлагается в крепкой H_2SO_4 и HF
	Танталит	$(Fe.Mn)Ta_2O_6$	Несколько разлагается в HF
Sn	Касситерит	SnO_2	В кислотах не растворяется. Разлагается при сплавлении с бурой и содой

Элемент	Название минерала	Химическая формула	Растворители и условия растворения
	Станнин	Cu_2FeSnS_4	В HNO_3 разлагается, выделяя серу и двуокись олова
Pt	Брэггит	$(Pt,Pd,Ni)S$	Разлагается в "царской водке"
Pd	Куперит	PtS	Не растворяется в кислотах и "царской водке"
Ir	Неньянскит	(Ir_2O_3)	Чрезвычайно кислотоупорен
Os	Палладистая платина	(Pt,Pd)	Растворяется в "царской водке"
	Поликсен	(PtFe)	Растворяется в "царской водке"
	Порпесит	(Au,Pd)	Растворяется в "царской водке"
	Сперрилит	$PtAs_2$	В кислотах не растворяется, даже в "царской водке"
	Сысертскит	(Os, Ir)	Чрезвычайно кислотоупорен
Hg	Каломель	HgCl	Растворяется только в "царской водке"
	Киноварь	HgS	Растворяется в азотной кислоте. Разлагается в растворах K_2S и Na_2S
	Колорадоит	HgTe	Разлагается в азотной кислоте
	Ливингстонит	$HgSb_4S_7$	Растворяется в азотной кислоте с образованием осадка
Pb	Алтаит	PbTe	Растворяется в азотной кислоте
	Англезит	$PbSiO_4$	Растворяется в HNO_3 с образованием осадка. Растворяется в смеси 25% NaCl и HCl (5 мл/л), смеси 25% NaCl с $FeCl_3$ (60 г/л), в 20% NaOH и 20% HCl при нагревании
	Буланжерит	$Pb_5Sb_4S_{11}$	Полностью растворяется в горячей HCl, растворяется в HNO_3 и растворах $FeCl_3$, содержащих NaCl
	Бурнонит	$CuPbSbS_3$	Растворяется в HNO_3 с образованием осадка
	Галенит	PbS	Растворяется в конц. горячей HCl, конц. HNO_3 при длительном нагревании, порошок минерала растворяется в H_2SO_4, $FeCl_3$, смеси 25% NaCl с $FeCl_3$ (60 г/л)
	Джемсонит	$Pb_4FeSb_6S_{14}$	Растворяется в HCl с выделением H_2S; при охлаждении раствора выпадает осадок $PbCl_2$
	Клаусталит	PbSe	Растворяется в HNO_3, при прибавлении H_2SO_4 выпадает осадок сульфата свинца
	Козалит	$CuPb_7Bi_3S_5$	Разлагается в HCl с выделением осадка
	Крокоит	$PbCrO_4$	Разлагается в H_2SO_4 с образованием осадка $PbSO_4$
	Миметезит	$Pb_5(AsO_4)_3Cl$	Растворим в HNO_3, HCl и растворах KOH
	Пироморфит	$Pb_5(PO_4)_3Cl$	Растворяется в соляной кислоте
	Штольцит	$PbWO_4$	Растворяется в соляной кислоте с выделением H_2WO_4
	Церуссит	$PbCO_3$	Растворяется в разбавленной HNO_3, а также в KOH, HCl и в 10% CH_3COOH

Элемент	Название минерала	Химическая формула	Растворители и условия растворения
Se	Клаусталит	PbSe	Растворяется в азотной кислоте
	Науманнит	Ag_2Se	Растворяется в азотной кислоте
Ag	Аргентит	Ag_2S	Растворяется в азотной кислоте с выделением серы
	Гессит	Ag_2Te	Растворяется в азотной кислоте
	Дискразит	Ag_3Sb	Разлагается азотной кислотой с выделением белого осадка Sb_2O_3
	Кераргирит	AgCl	Хорошо растворяется в аммиаке
	Лаутит	(Cu,Ag)AsS	Растворяется в HNO_3
	Метиллит	$AgBiS_2$	Растворяется в HNO_3
	Науманнит	Ag_2Se	Растворяется в азотной кислоте
	Пираргирит	Ag_3SbS_3	Растворяется в азотной кислоте
	Пленаргирит	$Ag_2S\ Bi_2S_3$	В конц. HNO_3 после долгого кипячения растворяется полностью
	Полибазит	Ag_9SbS_6	Разлагается в азотной кислоте.
	Прустит	Ag_3AsS_3	Растворяется в азотной кислоте.
	Серебро (самородное)	Ag	Растворяется в HNO_3. См. золото
	Стефанит	$AgSbS_4$	См. пираргирит
	Эвкайрит	$Ag_2Se\ Cu_2Se$	Разлагается в азотной кислоте
Sr	Стронцианит	$SrCO_3$	В кислотах легко растворяется
	Целестин	$SrSO_4$	В воде нерастворим. Растворим в конц. H_2SO_4
Sb	Антимонит	Sb_2S_3	Растворяется медленно в горячей соляной кислоте с выделением H_2S. Разлагается в HNO_3 с образованием нерастворимого Sb_2O_3 белого цвета
	Сенармонтит	Sb_2O_3	Растворяется в конц. растворе KOH. Растворяется в соляной кислоте
	Сурьмяная обманка	$2Sb_2S_3\ Sb_2S_2O$	В HCl растворяется почти нацело с выделением H_2S
Ti	Анатаз	TiO_2	Тонкий измельченный порошок минерала, смешанный с тремя частями Na_2CO_3, сплавляется, после чего сплав растворяется в HNO_3
	Брукит	TiO_2	См. анатаз
	Ильменит	$FeTiO_3$	Не растворяется в воде и кислотах
	Перовскит	$CaTiO_3$	Разлагается только кипящей H_2SO_4 или после сплавления с $KHSO_4$
	Рутил	TiO_2	В кислотах не растворяется; растворяется только после сплавления с KOH или $KHSO_4$
	Сфен	$CaTiSiO_5$	В горячей HCl разлагается частично, в H_2SO_4 - полностью с образованием $CaSO_4$

Элемент	Название минерала	Химическая формула	Растворители и условия растворения
Th	Бреннерит	$(U,Y,Ca,Fe,Th)_3Ti_5O_{16}$	Растворяется в серной кислоте
	Монацит	$(Ce,La,Th)(PO_4,SiO_4)$	В HCl с трудом растворяется, выделяя белый осадок. Разлагается H_2SO_4 и $HClO_4$, при сплавлении с содой
	Торит	$ThSiO_4$	Растворяется в HCl с выделением студенистого кремнезема. Из раствора при прибавлении щавелевой кислоты выпадает осадок, растворимый в щавелево-кислом аммонии
	Торианит	ThO_2	Растворяется в азотной кислоте
	Ферритоорит	$(Th,Fe)SiO_4$	Растворяется в HCl
U	Аутунит	$CaO\ 2UO_3\ P_2O_5\ 8H_2O$	Растворяется в соляной кислоте
	Джоханит	$CuU_2S_3O_{16}\ 4H_2O$	Частично растворяется в воде, но полностью растворяется в соляной кислоте
	Карнотит	$K_2U_2(VO_4)_2O_4\ 3H_2O$	Растворяется в холодной разбавленной HCl.
	Метаторбернит	$Cu(UO_2)_4(PO_4)_2\ 8H_2O$	Растворяется в азотной кислоте
Ca	Отунит	$Ca(UO_2)_4(PO_4)_2\ 8H_2O$	Растворяется в азотной кислоте
	Торберит	$Ca(UO_2)_4(PO_4)_2\ 12H_2O$	Растворяется в соляной кислоте
	Трегерит	$3UO_3\ As_2O_5\ 8H_2O$	Растворяется в соляной кислоте
	Тюямунит	$Ca(UO_2)_2(VO_4)_2\ 8H_2O$	Растворяется в соляной кислоте
	Уранинит	UO_2	Растворяется в азотной кислоте, H_2SO_4
	Уранослинит	$CaO\ 2UO_3\ As_2O_5\ 8H_2O$	Растворяется в соляной кислоте
	Уранолилит	$(UO_2)_6(SO_4)(OH)_{10}\ 12H_2O$	Частично растворяется а воде, хорошо - в кислотах
	Уранталлит	$Ca_2(UO_2)_2(CO_3)_3\ 10H_2O$	Растворяется в соляной кислоте
	Уранотирсит	$Ba(UO_2)_2(PO_4)_2\ 8H_2O$	Растворяется в соляной кислоте
	Цейнерит	$Cu(UO_2)_2(AsO_4)_2\ 12\ H_2O$	Растворяется в соляной кислоте
Cr	Кеммерерит	$(Mg,Fe)_5(Al,Cr)(AlSi_3O_{10})(OH)_8$	Разлагается в серной кислоте
	Крокоит	$PbCrO_4$	Растворяется в горячей HCl, выделяя хлор и осаждая $PbCl_2$, а также в KOH
	Уваровит	$Ca_3(CrAlFe)_2(SiO_4)_3$	Растворяется в кислотах только после сплавления (например, с содой)
	Хромит	$FeCrO_4$	См. уваровит
Cs	Воробьевит	$Cs(Be_2Li)Al_2(Si_6O_{18})$	В кислотах не растворяется
	Поллуцит	$Cs(AlSi_2O_6)$	В кислотах не растворяется
Zn	Ганит	$ZnAl_2O_4$	Кислоты и щелочи не действуют
	Монгеймит	$(Zn,Fe)CO_3$	В кислотах растворяется легко
	Смитсонит	$ZnCO_3$	В кислотах растворяется легко

Элемент	Название минерала	Химическая формула	Растворители и условия растворения
	Сфалерит	ZnS	Растворяется в конц. H_2SO_4 и HCl с выделением S
	Франклинит	$(Zn,Mn)Fe_2O_4$	Растворим в соляной кислоте
	Цинкит	ZnO	Растворяется в кислотах
Zr	Циркон	$ZrSiO_4$	В кислотах не растворяется

Растворители породообразующих минералов

Название минерала	Химическая формула	Растворители и условия растворения
Авгит	$Ca(Mg,Fe,Al)[(Si,Al)_2O_6]$	В кислотах не растворяется. Титанавгит (разность обогащения TiO_2) разлагается в горячей HCl полностью
Аксинит	$Ca_2(Mn,Fe)Al_2BSi_4O_{15}(OH)$	В HCl не разлагается, но после предварительного прокаливания растворяется с выделением студенистого кремнезема
Андрадит	$Ca_3Fe_2(SiO_4)_3$	В HCl растворяется с большим трудом, выделяя студенистый кремнезем
Анортит	$Ca(Al_2Si_2O_8)$	В кислотах не растворяется
Астрофиллит	$(K,Na)_7(Fe,Mn)_4TiSi_4O_{11}(OH.F)_2$	Разлагается в кислотах
Брейнерит	$(Mg,Fe)CO_3$	Растворяется в кислотах
Бронзит	$Mg_2(Si_2O_6)$	В кислотах не растворяется
Вавеллит	$Al_3(OH)_3(PO_4)_2\ 9\ H_2O$	С трудом растворяется в HCl
Вермикулит	$(Mg,Fe)_3[(Si.Al)_4O_{10}](OH)_2\ 4\ H_2O$	В кислотах не растворяется
Гармотом	$(K_2Ba)(Al_2Si_5O_{14})\ 5\ H_2O$	Разлагается в соляной кислоте
Гейландит	$(Ca,Na_2)(AlSi_3O_8)\ 5\ H_2O$	Легко разлагается в соляной кислоте
Геленит	$(Ca,Mg,Fe)_3(Al,Fe)_2Si_2O_8$	С HCl желанитизируст
Гиалофаны	$(100\text{-}n)K(AlSi_3O_8)\ nBa(Al_2Si_2O_8)$	В кислотах не растворяются
Гиперстен	$(Mg.Fe)_2Si_2O_6$.	Не растворяется в воде и кислотах
Глауконит	$Kl(Fe,Al,Mg)_{2\text{-}3}[Si_3(Si,Al)O_{10}]\ (OH)_2\ nH_2O$	Практически нерастворим в соляной кислоте; растворяется в кислотах только после сплавления с содой
Гранаты	$A_3B_2(SiO_4)_3$, где A = Mg,Fe,Mn,Ca, B = Al,Fe,Cr	В HCl лишь андрадит растворяется с большим трудом, выделяя студенистый кремнезем. Остальные разлагаются только после сплавления
Графит	C	В кислотах не растворяется. Порошок в смеси с KNO_3 при нагревании дает вспышку
Гумит	$Mg_7(SiO_4)_4(OH,F)_2$	Растворяется в H_2SO_4 с выделением HF
Дравит	$(Na,Ca)(Mg,Al)_6[B_3Al_3Si_6(O,OH)_{30}]$	В кислотах не разлагается
Ильваит	$Ca,Fe_2,Fe(Si_2O_7)O(OH)$	Легко растворяется в соляной кислоте
Кварц	SiO_2	С кислотами не реагирует, за исключением HF, с которой легко образует летучее соединение - SiF_4. Поддается влиянию щелочей
Клинохлор	$(Mg,Fe)_{4,7}Al_{1,25}(Si_{2,75}Al_{1,25}O_{10})\ (OH)_8$	Полностью разлагается только в конц. H_2SO_4

Название минерала	Химическая формула	Растворители и условия растворения
Кордиерит	$Al_3(Mg,Fe)_2(Si_5AlO_{18})$	В кислотах не разлагается
Лазулит	$Al_2(Mg,Fe)(OH)_2\ (PO_4)_2$	С трудом растворяется в соляной кислоте. Лучше растворяется после прокаливания
Лампрофиллит	$Na_2SrFeTi_2(SiO_4)_2F$	В кислотах разлагается
Ловгоррит	Титано-силикат Ce, Ca, Sr, Na, Th	Легко растворяется в кислотах
Ломонтит	$(Na_2Ca)AlSi_2O_6\ 4\ H_2O$	Разлагается соляной кислотой
Мелилит	$(Ca,Na)_2(Mg,Al)(Si,Al)_2O_7l$	С HCl желатанизирует
Микроклин	$K(Al,Si_3O_8)$	В кислотах не разлагается
Нонтронит	$(Fe,Al)_2(Si_4O_{10})(OH)_2\ nH_2O$	Разлагается в соляной кислоте
Ортит	$(Ca,Ce)_2(Al,Fe)_3(Si_2O_7)(SiO_4)O(O,OH)$	Обычно разлагается HCl, но после прокаливания в кислотах нерастворим
Парагонит	$NaAl_2(AlSi_3O_{10})(OH)_2$	Не растворяется в воде и кислотах
Пеннин	$5(Mg,Fe)O\ A1_2O_3\ 3SiO_2\ 4H_2O$	Соляная кислота только отчасти разлагает, серная большей частью разлагает совершенно
Плагиоклазы	$(100\text{-}n)Na(AlSi_3O_8)nCa(Al_2Si_2O_8)$	В кислотах не растворяются
Пренит	$Ca_2Al_2Si_3O_{10}(OH)_2$	Медленно разлагается в HCl, не давая студня; после прокаливания быстро растворяется, образуя студень
Прохлорит	$23MgO\ 7Al_2O_3\ 13SiO_2\ 20H_2O$	Соляная кислота только отчасти разлагает, серная кислота большей частью совершенно разлагает
Рибекит	$Na_2Fe_3(OH)_2(Si_4O_{11})_2$	Не растворяется в воде и кислотах
Сепиолит	$Mg_3(Si_4O_{11})\ H_2O\text{-}nH_2O$	В соляной кислоте разлагается с выделением осадка
Скаполит	$(75\text{-}n)Na_4(AlSi_3O_8)3Cl\ nCa_4(Al_2Si_2O_8)_3(SO_4,CO_3)$	В HCl отчасти разлагается тем легче, чем больше содержит мейонитовой молекулы. При этом кремнезем выделяется не в виде студня, а илового осадка
Сколецит	$CaAl_2Si_3O_{10}\ 3H_2O$	Разлагается в соляной кислоте с выделением студенистого осадка
Ставролит	$FeAl_4(SiO_4)_2O_2\ (OH)_2$,	Не растворяется в воде и кислотах. Частично разлагается серной кислотой
Томсонит	$Ca_2Na(Al_5Si_5O_{20})\ 6\ H_2O$	Растворяется в соляной кислоте с выделением студенистого осадка
Топаз	$Al_2(F,OH)_2SiO_4$	Тонко измельченный порошок минерала, смешанный с тремя частями Na_2CO_3, сплавляется и сплав растворяется в HNO_3. Минерал частично разлагается серной кислотой
Турмалин	$(Na,Ca)(Mg,Al)_6[B_3Al_3Si_6(O,OH)_{30}]$	В кислотах не разлагается
Фаялит	Fe_2SiO_4	Разлагается соляной кислотой с выделением студенистого осадка
Филлипсит	$(K_2Ca)(Al_2Si_4O_{12})4{,}5H_2O$	Разлагается в соляной кислоте с выделением слизистого или хлопьевидного SiO_2

Название минерала	Химическая формула	Растворители и условия растворения
Фтор - и хлорапатит	$Ca_5(PO_4)_3F$ и $Ca_5(PO_4)_3Cl$	В HNO_3, HCl и H_2SO_4 растворяется
Хлоритоид	$Fe_2Al_2(Al_2Si_2O_{10})(OH)_4$	Соляная кислота не действует, конц. H_2SO_4 вполне разлагает
Хризотил-асбест	$3MgO\ 2SiO_2\ 2H_2O$	В соляной кислоте в отличие от амфибольных асбестов, растворяется, оставляя волокнистый скелет кремнезема. Разлагающее действие оказывает также морская вода
Цоизит	$Ca_2Al_3Si_3O_{12}(OH)$	Кислотами не разлагается. После прокаливания и сплавления разлагается в HCl
Чермигит	$NH_4Al(SO_4)_2\ 12H_2O$	Растворяется в воде
Эвдиалит	$(Na,Ca)_6ZrSi_6O_{17}(OH,Cl)$	В кислотах легко разлагается

3.5. ТЕРМОХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ

Термохимические процессы при геотехнологических методах разработки месторождений основаны на энергетических изменениях системы при химических превращениях полезных ископаемых, возникающих под действием внутрипластового теплового очага. Именно наличие теплового очага отличает данные методы от прочих, при которых энергетические изменения связаны с выделением или поглощением теплоты в процессе химической реакции (большинство химических процессов). Термохимические процессы лежат в основе подземного сжигания серы, газификации угля и сланцев, теплового воздействия на нефтяные пласты. Обоснование эффективности термохимических процессов в каждом конкретном случае требует проведения специальных исследований, в ходе которых необходимо выяснить: распределение физико-химических зон процесса, характеризующихся различными химическими реакциями и фазовыми превращениями; закономерности неизотермической и нестационарной фильтрации жидкостей и газов в поровом пространстве; влияние и характер изменения фильтрационных свойств залежи; характер формирования и распространения тепловых полей в массиве при наличии движущегося очага горения; процессы массообмена и их влияние на тепловое поле; возможность регулирования теплового режима с целью наиболее полного извлечения полезного ископаемого; кинетику химических реакций в зависимости от температуры, параметров окислителя (состава, скорости, давления) и характеристик залежи, влияние сопутствующих реакций на ход основной реакции и на коэффициент извлечения полезного ископаемого; оптимальную технологическую схему ведения процесса (схема расположения скважин, конструкция скважин,

характер нагнетания и состав окислителя); эффективную схему наземной переработки полезного ископаемого (если такая переработка требуется).

Для детальной разработки и оценки эффективности любой схемы добычи полезного ископаемого термохимическими методами необходимо иметь возможность прогнозировать протекание процессов, происходящих при высокотемпературном воздействии на горный массив. К ним следует отнести тепловые процессы, кинетику и массоперенос продуктов реакции в массиве. Дать обобщающую методику разрешения этих вопросов чрезвычайно трудно из-за специфичности термохимических методов и недостаточности их разработки применительно к добыче полезных ископаемых. Поэтому здесь ограничимся лишь рассмотрением процесса подземной газификации угля (ПГУ).

Процесс ПГУ подразделяется на три составляющих: реагирование твердой фазы (угля) с газообразной (кислород, водяные пары), взаимодействие различных компонентов газа в газовой среде, термическая переработка горючей массы с выделением летучих веществ.

Схема реакций газообразования следующая: в начале канала газификации кислород воздуха практически полностью исчезает, а концентрация окиси углерода достигает максимального значения. Однако окись углерода в присутствии кислорода частично сгорает до двуокиси углерода. В то же время часть двуокиси углерода, соприкасаясь с раскаленным угольным массивом, восстанавливается до окиси углерода. Летучие продукты (метан и др.) из угля окисляются, а водяные пары вступают в реакцию с образованием двуокиси углерода и водорода.

За зоной горения расположена также сравнительно небольшая зона восстановления, характеризующаяся некоторым снижением концентрации окиси углерода и повышением концентрации водорода, двуокиси углерода и частично метана. Здесь наибольшее значение приобретает реакция восстановления паров воды и частично реакция восстановления двуокиси углерода. Продолжающийся рост концентрации двуокиси углерода и водорода свидетельствует и о протекании реакции конверсии – взаимодействия паров воды с окисью углерода.

Именно этим и объясняется снижение концентрации окиси углерода. Эта реакция протекает при сравнительно низкой температуре и, в общем, нежелательна, так как сопровождается повышением концентрации негорючей двуокиси углерода. Скорость течения реакции можно уменьшить повышением температуры по длине канала, что достигается интенсификацией процесса газификации (повышением концентрации кислорода в дутье или увеличением количества подводимого дутья). За пределами зоны восстановления существенных изменений в составе газа не происходит (если не считать незначительного возрастания двуокиси углерода и метана).

Описанная схема реакций газообразования справедлива не только для каменных, но и для бурых углей.

3.6. ТЕПЛОВЫЕ ПРОЦЕССЫ

Термическое воздействие на горные породы изменяет агрегатное состояние вещества в форму, удобную для доставки полезного ископаемого к скважине и на поверхность (жидкость, газ), а также физические свойства (например, уменьшение вязкости), улучшая условия фильтрации полезного ископаемого к добычным скважинам. Указанные фазовые превращения обычно являются эндотермическими процессами и требуют подвода тепловой энергии. Нагрев горного массива может быть осуществлен передачей тепла с помощью различных видов теплоносителя (дымовые газы, пар, горячая вода и др.), воздействием на залежь электромагнитным полем, экзотермическими реакциями (путем окисления химически активных компонентов полезных ископаемых), а также за счет тепла, выделяющегося при ядерной реакции.

Выбор необходимого диапазона температурного воздействия на горный массив определяется в зависимости от свойств полезного ископаемого и вмещающих его горных пород, а также формы агрегатного состояния, необходимого для доставки его из скважины на поверхность. Например, температура плавления озокерита лежит в пределах 50–80°С, серы 112,8–119°С, бишофита 117 °С, сильвина 770°С, реальгара 320°С, что может быть использовано для добычи подземной выплавкой. Температурный диапазон воздействия на самородную серу ограничен температурой плавления 112,8°С и температурой ~160°С, при которой происходит увеличение вязкости жидкой серы в 800 раз. Сера горит в присутствии сернистого газа при температуре 300–465°С с выделением большого количества тепла, что позволит осуществить ее подземное сжигание. Температура плавления киновари 1450°С. Однако, возможность ее добычи может быть основана на свойстве киновари почти полностью возгоняться в диапазоне температур 360–380°С. В интервале температур 700–800 и 900–1100°С происходит тепловое разложение и коксование угля с максимальным выделением газообразного продукта. При нагревании сланцев от 350 до 1100°С происходят термохимические реакции с образованием газа, смолы и твердого остатка. Это может быть использовано для подземной газификации и сухой перегонки сланцев.

При воздействии тепла на горные породы в зависимости от их состава (минералогического и химического), строения (структуры, пористости) и естественного состояния происходят различные физические и химические процессы: переход вещества из одного фазового состояния в другое, полиморфные превращения, тепловое расширение, явления

гидратации и дегидратации, реакции соединения, разложения, восстановления, окисления и др. Сведения об изменениях теплофизических и механических свойств горных пород с ростом температуры, а также использование происходящих при этом эффектов для терморазрушения, дробления и бурения горных пород достаточно широко изложены в курсах теплофизики и физики горных пород.

Рассмотрим физические процессы, происходящие при изменении агрегатного состояния горных пород под воздействием температурного поля. Процессы плавления, парообразования, сублимации, испарения, кипения являются частным случаем фазовых превращений первого рода, которые характеризуются скачкообразным изменением плотности и термодинамических функций (энергии, энтропии, энтальпии и др.) в точке перехода, а также поглощением или выделением тепла, называемого **теплотой (скрытой теплотой) фазового перехода**. Термодинамика рассматривает равновесные существования фаз (правило фаз Гиббса $n \le k+2$, где k – число компонент; n – число фаз).

Равновесные состояния физических систем можно изображать графически (фазовая диаграмма) при различных значениях параметров, определяющих эти состояния, – температуры T, давления P, концентрации C, а в ряде случаев и в зависимости от других параметров – объема V, напряженности электрического E и магнитного полей и др. (рис. 3.4).

Рис. 3.4. Фазовая диаграмма однокомпонентной системы:
A – тройная точка; K – критическая точка; 1, 2, 3 – соответственно твердая, жидкая и газовая фазы

Для простоты изложения основные понятия о физических явлениях, происходящих при фазовых превращениях, рассмотрим на примере однокомпонентных систем, для которых кривая фазового перехода описывается уравнением Клайперона–Клаузиса

$$\frac{dP}{dT} = \frac{\lambda}{T\Delta V},$$

где λ – теплота фазового превращения; ΔV – разность объемов фаз.

Плавление твердого тела начинается при определенной температуре $T_{пл}$, постоянной для данного давления.

Подведенная теплота увеличивает энергию колебания атомов, что проявляется в повышении температуры. С возрастанием температуры увеличивается концентрация вакансий в кристаллической решетке. При плавлении концентрация вакансий достигает критического значения и решетка распадается на легкоподвижные субмикроскопические области, беспорядочно ориентированные относительно друг друга. В этот момент теплота, подводимая извне, не увеличивает энергию колебаний атомов и температура остается постоянной. Дальнейший подвод теплоты к полностью расплавившемуся телу вновь приводит к повышению энергии колебаний атомов (или молекул) и к повышению температуры жидкости. Для большинства веществ при увеличении давления температура плавления повышается (см. рис. 3.4, кривая *AD)*. Для некоторых веществ (вода, галлий, висмут и др.) плотность жидкой фазы больше, чем твердой. Температура плавления этих веществ понижается начиная с тройной точки (см. рис. 3.4, кривая *AD')*.

Аморфные твердые вещества (стекло, битумы, смола и др.) не имеют определенной температуры плавления и при нагреве постепенно размягчаются в широком диапазоне температур.

Процесс парообразования по молекулярно-кинетическим представлениям – непрерывный процесс вылета молекул за пределы конденсированной фазы в результате теплового движения. Он сопровождается поглощением теплоты. Сублимация возможна во всем диапазоне температур и давлений, при котором совместно существуют твердая и газообразная фазы. Подводимая теплота затрачивается на преодоление сил связи между частицами твердого тела и на отрыв частиц с поверхности кристалла. Кривая равновесия твердое тело – пар называется кривой сублимации (см. рис. 3.4, кривая *AC)*. Скорость сублимации (т. е. масса вещества, сублимирующая в единицу времени) связана с температурой поверхности и давлением насыщенного пара.

В зависимости от условий в газовой фазе можно выделить три области – равновесную ($P_к \approx P_s$), кинетическую ($P_к=0$) и переходную. В равновесной области результирующая скорость сублимации близка к скорости диффузионного (или конвективного) переноса и практически не зависит от коэффициента сублимации. В кинетической области она определяется кинетикой сублимации и не зависит от окружающей среды. В переходной области на результирующую скорость сублимации оказывает влияние газообразная фаза.

Интенсивность испарения увеличивается с повышением температуры. Температура жидкости при испарении понижается. Для ее поддержания к жидкости необходимо подвести теплоту (общая теплота испарения), равную сумме внутренней и внешней теплоты испарения. Ско-

рость испарения, т. е. количество жидкости, переходящей в пар за 1с, зависит от внешнего давления и движения газообразной фазы над свободной поверхностью жидкости.

Зависимость температуры кипения от давления определяется из уравнения Клайперона–Клаузиса. Кривая *AK* на фазовой диаграмме (см. рис. 3.4) называется **кривой кипения**. Процесс кипения заканчивается в критической точке *K*, где различие между жидкой и газовой фазами исчезает. В этой точке скрытая теплота кипения равна нулю. Точка *A* пересечения кривых фазового равновесия на фазовой диаграмме вещества называется **тройной точкой** и соответствует устойчивому равновесию трех фаз. У химически однородных веществ, не имеющих модификаций, существует одна тройная точка. У веществ с аллотропными модификациями их число соответственно увеличивается (например, сера).

Тройная точка воды–пара–льда принята как основная реперная точка абсолютной термодинамической шкалы температур, для нее принята температура 273,16°К.

Воздействие теплоты на горные породы при геотехнологических методах помимо перечисленных выше фазовых превращений сопровождается различными явлениями тепло- и массопереноса, особый характер которых обусловлен тем, что горные породы представляют собой сложные конгломераты различных минералов, их пустоты, каверны, трещины заполнены жидкостью или газом, текстурные и структурные свойства обладают значительной анизотропностью, имеют место интенсивный теплообмен между твердой и газожидкостной фазами из-за большой площади контакта, конвективный перенос тепла при использовании в качестве теплоносителя различных флюидов, поверхностно-капиллярные и термохимические явления и др. Поэтому при изучении процессов тепло- и массопереноса в горных породах отвлекаются от микроскопического строения веществ и характера движения отдельных частиц, а рассматривают макроскопические характеристики объектов, основываясь на экспериментально установленных закономерностях. Такой феноменологический подход обладает большой общностью и широко используется при анализе явлений тепло- и массопереноса.

Безусловно реальной представляется перспектива непосредственной добычи полезных ископаемых из магмы. Генетическая связь эндогенного оруденения с магматизмом очевидна: видимо, в результате магматической дифференциации происходит концентрация рудного вещества. К сожалению, сегодня мы чрезвычайно мало знаем о внутренней структуре и свойствах магматических расплавов и возможных путях и способах их добычи. Наибольший объем исследований, как чисто теоретических так и экспериментальных, проводят геологи, в частности занимающиеся проблемой ликвации (несмесимости) в магме. Кроме того, процессы, подобные ликвации, служат технологической основой сте-

кольного производства, каменного литья, шлаковой металлургии, промышленного синтеза минералов.

3.7. ПРОЦЕСС ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ

В процессе гидравлического разрушения происходит нарушение связей в горной породе и образование взвеси – дисперсной системы, в которой дисперсная фаза представлена рудой грубого гранулометрического состава, а дисперсная среда – рабочим агентом (жидкостью).

Ниже рассмотрены некоторые способы разрушения горных пород и приведения их в подвижное состояние.

Как известно, с точки зрения прочности горные породы можно подразделить на два класса: породы с жесткими связями и породы без них. Для диспергирования наиболее перспективны вторые, которые делятся на две группы: связные (глинистые, лессовидные) и рыхлые. Необходимым условием перехода породы в плывунное состояние является или полное отсутствие у нее структурных связей, или настолько резкое их ослабление (например, под динамическим воздействием), что они не могут противостоять тем напряжениям, которыми обусловлено движение плывуна. Кроме того, способность к проявлению плывунности зависит от условий естественного залегания, влажности породы, гранулометрического и минералогического состава, наличия глинистых фракций, засоленности и др. Плывунные породы делятся на истинные плывуны и псевдоплывуны. К первым относятся породы, содержащие коллоидные фракции. Разжижение плывунов такого рода обусловлено обратимыми переходами насыщающей их связанной воды в подвижное состояние (свойство тиксотропности).

Жесткие конденсационные связи в породах, образованные коллоидными частицами, резко ослабляются в воде и переходят в коагуляционные связи, прочность которых зависит от влажности. Например, при малой влажности прочность глинистых пород весьма значительна, а при большей она уменьшается почти до полной утраты сопротивления сдвигу, которое является основной прочностной характеристикой раздельнозернистых пород. Псевдоплывуны переходят в подвижное состояние только при динамическом воздействии. Прочность пород, лишенных структурных связей, определяется внутренним трением, а плывунность их проявляется под действием гидродинамического давления фильтрационного потока воды. Вода взвешивает частицы породы, уменьшает или вовсе устраняет внутреннее трение, и вся масса приобретает поступательное движение в направлении фильтрационного потока. К таким породам относятся пески и гравелистые породы.

В зависимости от гранулометрического состава и специфики связи между частицами выделяют следующие типы плывунов: песчано-коллоидные, пылевато-коллоидные и плывунные глины.

Фильтрационным потоком можно разрушить структуру рыхлых водонасыщенных пород. К ним относятся: **фильтрационный выпор, суффозия внешняя и внутренняя (защемленная).** Фильтрационный выпор происходит под действием потока, когда мелкие частицы перемещаются в порах крупнозернистой породы. Суффозия бывает **механическая**, когда мелкие частицы вымываются из пор более крупных частиц, и **суффозия массы**, когда происходит вынос всей массы породы. Суффозионные явления приурочены обычно к рыхлым пескам и супесям и наблюдаются лишь при определенной структуре и составе породы и значительном градиенте фильтрационного потока. Критическая скорость потока, при превышении которой наблюдается суффозионный вынос частиц, определяется коэффициентом фильтрации.

При взрывном встряхивании, вибрировании и других механических воздействиях водонасыщенные пески, супеси, суглинки способны расплываться и течь вместе с содержащейся в них водой. Это происходит за счет разрушения естественной структуры водонасыщенной породы, уменьшения сопротивления пород сдвигу.

П.А.Ребиндером доказано, что ослабление структурных связей, облегчение деформации и понижение прочности породы достигается введением в породу поверхностно-активных веществ (ПАВ). Адсорбционные и сольватные слои молекул или ионов жидкостей с высокой энергией смачивания, проникая в микрощели породы, препятствуют смыканию поверхностей. В микрощелях создается раздвигающее тангенциальное давление, направленное в глубь микрощелей. В ряде случаев эффективного разрушения структуры песчаных горных пород можно достичь кислотной обработкой, разрушающей цементирующее карбонатное вещество. В.В.Радиной установлено, что цементирующее вещество слабосвязных зернистых пород может быть разложено микроорганизмами, выделяющими продукты жизнедеятельности, которые придают горной массе повышенную подвижность. Важным условием является подбор соответствующих микроорганизмов, способных разлагать цементирующее вещество. Продукты жизнедеятельности микроорганизмов в виде слизи, газа и коллоидных соединений играют роль смазки, уменьшая вязкость дисперсной среды, которая приобретает свойства текучести.

Гидромониторной струей практически можно разрушить породы любой крепости. Однако разрушение струей в основном применяется при разработке песков, супесей, глинистых песчаников, алевролитов и реже при разработке углей, аргиллитов, мергелей, сланцев, известняковистых песчаников и др. Механизм разрушения зависит от физико-механических свойств горных пород, условий течения струи и обу-

словлен одновременным проявлением различных сил (удар, динамическое давление, фильтрационные силы и др.). Механизм разрушения крепких связных пород аналогичен механизму разрушения резанием и ударом. В результате удара и гидродинамического давления струи на забой в нем образуется лунка формы параболоида, размеры которой зависят от параметров струи и времени воздействия. После удаления разрушенных частиц из лунки образуются мелкие трещины. Если удар нанесен под углом к поверхности, то наблюдается отделение крупных частиц под воздействием касательной составляющей силы удара струи. При разрушении слабосвязных и рыхлых пород в результате воздействия струи нарушается связь между отдельными частицами. Фильтрация части воды в поры рыхлых пород обусловливает их увлажнение и смачивание, что, в свою очередь, приводит к ослаблению сил сцепления. Кроме того, вода распирает забой и, как следствие, в массиве возникают напряжения, способствующие появлению трещин и отрыву отдельных частиц породы.

Таким образом, **разрушение естественной структуры связных горных пород возможно следующими способами: механическим (породоразрушающий механизм, струя воды, вибрация, взрыв), микробиологическим (разложение цементирующего вещества, разупрочнение связности с помощью ПАВ). Разрушение же естественной структуры рыхлых горных пород** (песчаные, крупнообломочные) **возможно механическим** (струя, фильтрационный поток, вибрация) и **микробиологическим** (уменьшение внутреннего трения) способами. Способы воздействия на породы с целью разрушения структуры пород и приведения их в подвижное состояние зависят от их прочности, текстурно-структурных характеристик, а также гранулометрического состава.

Взвешивание частиц пород и перенос их возможно осуществить созданием гидравлического градиента. Наличие направленной вертикально вверх составляющей фильтрационной силы вызывает дополнительное взвешивание частиц, приводящее к уменьшению сопротивления сдвигу. Фильтрационные силы достаточной интенсивности могут вызвать разрушение структуры песчаных пород и возникновение разжижения, а фильтрационные потоки – разрушение массива пласта и течение разрушенной массы по направлению градиента давления.

При вибрационном воздействии создается градиент давления, возникают фильтрационные потоки и происходит процесс послойного разжижения и взвешивания пород. Зона разжижения постепенно перемещается, распространяясь в глубь массива. Состояние разжижения может быть присуще всем достаточно рыхлым несвязным породам любой крупности. Только вследствие большой водопроницаемости время пребывания в разжиженном состоянии крупнозернистых пород значительно меньше, чем мелкозернистых. Полидисперсные гидросмеси горных пород в неподвижном состоянии не могут существовать. Однако

взвесить их и транспортировать можно как самотечными, так и напорными потоками практически любой крупности. Физическим условием взвешивания частиц породы самотечным и напорным потоками воды является равенство ее скорости гидравлической крупности частиц.

Таким образом, на основании вышесказанного можно заключить, что плывунное состояние полезных ископаемых создает наилучшие предпосылки для его добычи. **Плывунность не является свойством какого-нибудь типа пород.** При определенных условиях в плывунное состояние могут переходить горные породы любого гранулометрического состава. Разрушение сравнительно крепких связных пород может эффективно производиться гидромониторной струей. Взвешивание и приведение горных пород в подвижное состояние можно осуществлять фильтрационными потоками и динамическим воздействием, а полидисперсных систем – напорными и самотечными потоками воды.

3.8. ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ

Воздействие электромагнитных полей промышленной высокой и сверхвысокой частот на горную среду преследует цели получения теплового и термомеханического эффекта, интенсификации химических реакций и процессов диффузии и фильтрации [12]. Сущность электрического нагрева горной среды заключается в превращении части электрической энергии в тепловую непосредственно на месте залегания полезного ископаемого за счет диэлектрических потерь. Прогрев горной массы определяется уровнем плотности вводимой в массив энергии, которая зависит от величины напряженности электрического поля. Электромагнитное поле в массиве создается с помощью электродов, опускаемых в скважины, расположенные по контуру подлежащего разогреву массива. Проведены опытно-промышленные исследования по разогреву серных руд Предкарпатья и битумов в Башкирии. Для разогрева призабойной зоны скважины возможно использование различных электронагревателей и генераторов сверхвысокой частоты, которые могут быть опущены непосредственно на забой скважины.

Обладая большой проникающей способностью, **электромагнитные поля способствуют ускорению химических процессов, протекающих внутри значительного объема среды более эффективно, чем химические катализаторы, действие которых возможно лишь при поверхностном контакте с горной средой. Разрушение массива может быть достигнуто за счет термоупругих напряжений, возникающих в локально разогретых областях.** Кроме того, за счет возникновения высоких температур вокруг проводящих включений происходит интенси-

фикация химических реакций. Все это приводит к значительному увеличению фильтрационной способности горной породы.

3.9. ПРОЦЕССЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ДВИЖЕНИЕ РАБОЧИХ АГЕНТОВ И ПРОДУКТИВНЫХ ФЛЮИДОВ*

Движение рабочих агентов и продуктивных флюидов осуществляется под действием гидродинамического градиента давления, гидростатического напора, конвективных, гравитационных и диффузионных сил. Режим движения флюидов в залежи определяется преобладающим действием одной из указанных сил. Основные режимы движения флюидов – напорное в свободном пространстве (при подземном растворении солей напорный градиент обеспечивает поступление растворителя к поверхности растворяемого вещества). **Перемещение продуктивного флюида происходит в основном за счет сил конвекции, обусловленной различной плотностью продуктивного раствора. Массопередача в пограничном слое осуществляется силами молекулярной диффузии и гравитацией в поровом.**

Рабочие растворы стекают под действием силы тяжести в виде тонких пленок. Капиллярные силы способствуют впитыванию рабочего раствора в узкие каналы и мелкие поры, а диффузионные обеспечивают перемещение выщелачивающего раствора и продуктов реакции: водонапорное движение в поровом пространстве (при выщелачивании в обводненных месторождениях) и водонапорно-гравитационное движение в поровом пространстве (характерным примером которого является процесс подземной выплавки серы). На частицу серы, находящуюся в зоне плавления, воздействуют сила гравитации и сила гидродинамического давления, направленная по линии максимального градиента); движение газов в поровом пространстве (при газификации и возгонке).

При всех режимах течения связь между градиентом давления P скоростью V, массовыми силами q и вязкостью ν для движущейся жидкости определяется уравнением Навье–Стокса [5]:

$$V = (grad\ \nu) = -\frac{1}{\rho}(grad\ \mathrm{P}) + q + \nu\Delta^2 V\ .$$

Первый член правой части обозначает напорный градиент, второй член – массовую силу, третий – вязкостное сопротивление. В каждом конкретном случае проявление той или иной силы различно.

В зависимости от характера пористой среды выщелачивание носит различный характер. Если полезный компонент непосредственно

* Написана совместно с проф. Я.Б. Служителем

омывается потоком выщелачивающего реагента, толщина диффузионной пленки очень мала и переход в раствор лимитируется лишь присутствием ионов выщелачивающего раствора. Если же полезный компонент вкраплен в породу и находится в мелких порах и узких капиллярах, то течение рабочего агента и удаление продуктивного раствора осуществляется за счет сил молекулярной диффузии.

Гидродинамическое давление фильтрационного потока играет решающую роль в процессе скважинной гидродобычи полезных ископаемых. В результате удара и гидродинамического давления струи на забой разрушается естественная структура связных и рыхлых горных пород, происходит разжижение и течение разрушенной горной массы.

Поверхностные явления в подземном коллекторе

Все геотехнологические процессы происходят на поверхности контакта полезного ископаемого, вмещающей породы и рабочего агента, поэтому особое значение приобретает установление влияния поверхностных явлений на интенсивность протекающих процессов. Всякая поверхность, отделяющая одну фазу от другой, сильно отличается по своим физико-химическим свойствам от внутренних объемов граничащих фаз. Граничные поверхности обладают запасом свободной поверхностной энергии, обусловленной особым (некомпенсированным) положением молекул в пограничном слое.

В подземном коллекторе содержится огромное скопление пор, каверн, трещин и каналов, поверхность которых достигает нескольких гектаров в $1м^3$ породы. Поэтому поверхностные явления оказывают большое влияние на движение флюидов в подземном коллекторе из-за особых свойств пограничных слоев.

Поверхностным слоем считается такой, толщина которого равна радиусу действия сил межмолекулярного взаимодействия. Молекулы, расположенные в поверхностном слое, стремятся втянуться внутрь жидкости, и поверхность ее также стремится уменьшиться. Перемещение молекул из внутреннего объема в поверхностный слой для образования новой поверхности требует затраты определенной работы. **Работа, затраченная на образование 1 $м^2$ поверхности, называется поверхностным натяжением.** Таким образом, поверхностное натяжение представляет собой свободную энергию единицы поверхности и зависит от природы соприкасающихся фаз, меры напряженности, межмолекулярных сил, т. е. **полярности**. Чем больше отличаются друг от друга по полярности соприкасающиеся фазы, тем больше будет поверхностное натяжение на границе их раздела.

Вода относится к наиболее полярным жидкостям, ее поверхностное натяжение составляет 720 мкН/см. Жидкая сера – также полярное вещество с поверхностным натяжением на границе с воздухом 600 мкН/см. Воздух менее полярен, чем вода, и поэтому поверхностное натяжение на границе между серой и водой (420 мкН/см) меньше поверхностного натяжения на границе сера–воздух. С ростом температуры межмолекулярные силы ослабевают, что приводит к уменьшению поверхностного натяжения, влияние давления на которое зависит от агрегатного состояния соприкасающихся фаз. С увеличением давления поверхностное натяжение жидкости на границе с газом понижается. Это связано с уменьшением свободной поверхности энергии вследствие сжатия газа и его растворения в жидкости.

Иначе обстоит дело с поверхностным натяжением на границе двух жидкостей. При изменении давления межмолекулярные силы у каждой из жидкостей изменяются примерно одинаково, так что поверхностное натяжение остается постоянным.

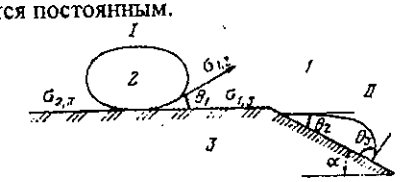


Рис. 3.5. Равновесие на трехфазной границе (*I*) и изменение краевых углов при движении капли по наклонной поверхности (*II*): 1, 2, 3 – фазы состояния

Рассматривая поверхностные явления, следует иметь в виду, что **сцепление разнородных молекул друг с другом (адгезия) всегда больше сцепления однородных молекул (когезия) для наименее полярной фазы и меньше взаимного сцепления однородных молекул более полярной фазы.**

Взаимодействие фаз на поверхности их раздела за счет действия сил поверхностного натяжения называется процессом **смачивания.** Смачиваемость является мерой физико-химической активности жидкой фазы по отношению к твердой поверхности. Академик П.А.Ребиндер показал, что жидкости, обладающие наибольшей полярностью, а следовательно, и наименьшим поверхностным натяжением, лучше смачивают твердую поверхность, чем жидкости с высокой полярностью. Улучшение смачивания твердого тела жидкостью основной признак выравнивания их полярности и понижения поверхностного натяжения на границе раздела. В геотехнологических процессах обычно участвуют две или более жидкие фазы, и при их совместном контактировании с коллектором будет смачивать та жидкость, которая обладает наилучшей избирательной смачиваемостью. Поверхность породы должна лучше смачиваться той жидкостью, которая обладает меньшей разностью полярностей между твердым телом

и жидкостью, т. е. меньшей величиной поверхностного натяжения на границе раздела фаз. Характеристикой избирательного смачивания принято считать величину краевого угла, образованного границей раздела жидкостей и твердой поверхностью. Условие равновесного состояния на трехфазной границе характеризуется следующим уравнением (рис. 3.5):

$$\sigma_{2,3} - \sigma_{1,3} = \sigma_{1,2} const\theta_1$$

где $\sigma_{1,2}, \sigma_{2,3}, \sigma_{1,3}$ – поверхностное натяжение на границе между различными фазами; θ_1 – краевой угол смачивания.

Поверхностное натяжение совместно с величиной краевого угла смачивания определяет величину связи флюидов с поверхностью породы.

Исследования Б.В.Дерягина показали, что смачиваемость твердой поверхности зависит от ее микрорельефа – шероховатости. Обычно вдоль трещин и царапин, нанесенных на твердой поверхности, смачиваемость ее увеличивается, а в направлении, перпендикулярном к ним, – затрудняется.

Существенную роль в избирательном смачивании играет порядок смачивания породы жидкостями. Так, например, В. М. Борисовым показано, что при нанесении капли жидкой серы на пластинку, находящуюся в воде, образуется краевой угол, называемый углом натекания (20°), а при нанесении капли серы на сухую пластинку, которая помещается затем в воду, образуется краевой угол оттекания (24°). Наблюдающаяся задержка в установлении равновесного угла смачивания называется **статическим гистерезисом смачивания** и вызвана трением при перемещении периметра смачивания по поверхности твердого тела. В случае движения капли жидкости, как показано на рис. 3.5, образуется угол Q_3, называемый **углом наступления** или, по терминологии П. А. Ребиндера, **углом опережения**, и угол θ_2 – **угол отступления**, или **угол запаздывания**. При этом угол наступления θ_3 всегда превосходит статический угол θ и угол отступления θ_2. Описанное явление с изменением краевого угла в процессе движения названо П.А.Ребиндером **кинетическим гистерезисом смачивания**. Наличие гистерезиса обусловливает зависимость значений смачиваемости от времени контакта и от степени шероховатости твердой поверхности. Чем больше шероховатость поверхности, тем больше проявляются гистерезисные явления. Величина гистерезиса зависит также от скорости перемещения границы раздела фаз по твердой поверхности и от адсорбции на последней различных веществ.

Для того чтобы отделить продуктивный флюид от поверхности породы, необходимо совершить работу адгезии, которая затрачивается на преодоление сил прилипания и определяется уравнением Дюпре:

$$\omega_{2,3} = \sigma_{1,2} + \sigma_{1,3} + \sigma_{2,3}.$$

Из уравнений Дюпре для работы адгезии между одной жидкостью и породой $\omega_{1,3}$ и другой жидкостью и породой $\omega_{2,3}$ с учетом условия равновесия:

$$\cos\theta = \frac{\omega_{1,3} - \omega_{2,3}}{2\sigma_{1,2}}.$$

Из полученного уравнения следует, что для снижения краевого угла смачивания и вытеснения продуктивного флюида с поверхности породы необходимо либо повысить разность работ адгезии двух жидкостей, увеличив смачиваемость рабочего агента, либо уменьшить межфазное натяжение между флюидами. Желаемые результаты могут быть достигнуты за счет применения поверхностно-активных веществ (ПАВ) и гидрофилизаторов.

ПАВ имеют особенное строение молекул, состоящих из гидрофильной и гидрофобной атомных групп. Ориентируясь одной из групп к поверхности, а другой от поверхности, молекулы ПАВ концентрируются на границе раздела фаз, компенсируя имевшую место поверхностную энергию и снижая межфазное натяжение. Особенно большое значение в избирательном смачивании имеет адсорбция полярных молекул на смачиваемой поверхности, характер ориентации которых зависит от молекулярной природы твердой поверхности. В случае гидрофильной поверхности молекулы обращаются своей полярной частью к твердой поверхности; в случае же гидрофобной – молекулы обращаются к твердой поверхности неполярной частью. В результате этого в первом случае происходит гидрофобизация поверхности и вода перестает ее смачивать, а во втором, наоборот, ее гидрофилизация.

Реагенты-гидрофилизаторы способствуют увеличению смачиваемости породы рабочими агентами, образованию мощных гидратных оболочек на твердой поверхности и вытеснению продуктивных флюидов. Применение реагентов эффективно в геотехнологических процессах, протекающих в пористой среде, из которой удаляются продуктивные флюиды за счет повышенной смачивающей способности рабочих агентов, как, например, при заводнении нефтяных пластов и подземной выплавке серы (ПВС).

Использование Я.Б.Служителем поверхностно-активных веществ – оксиэтилированного алкилфенола ОП-7, детергента советского ДС и гидрофилизатора триполифосфата натрия (ТПФН) при ПВС наглядно показало изменение основных физико-химических характеристик процесса смачивания продуктивного флюида – жидкой серы на границе с известняковой породой и рабочим агентом – горячей водой с добавками реагентов. Снижение краевого угла смачивания, межфазного натяжения и работы адгезии свидетельствует об уменьшении смачиваемости породы серой и вытеснении последней с известняковой поверхности, т. е. повышении количества извлеченной серы. Кроме этого, понижение межфазного натяжения между серой и водой влечет за собой уменьшение трения при противоточной фильтрации флюидов и приводит к интенсификации притока серы к забою скважины, что совместно с дополнительным количеством извлеченной серы улучшает показатели процесса добычи серы [8].

Силы, удерживающие рабочие агенты и продуктивные флюиды.

Основными силами, препятствующими движению флюидов, являются капиллярные и силы гидравлического сопротивления. Действие сил гидравлического сопротивления при движении жидкостей в пористой среде пропорционально скорости потока и вязкости флюидов. Эти сопротивления аналогичны сопротивлению трения при движении жидкости в трубах и сильно возрастают в узких каналах. В узких поровых каналах на границе смачивающей и несмачивающей фаз образуется мениск, который вогнут со стороны несмачивающей фазы и двигается в ее сторону под действием избыточного капиллярного давления, созданного кривизной поверхности.

Избыточное давление служит причиной капиллярного подъема смачивающей фазы в узких поровых каналах, сопротивления движению несмачивающей фазы из крупных пор в мелкие и удержания продуктивных флюидов в пласте. Для регулирования воздействия капиллярных сил необходимо изменение физико-химических свойств рабочих агентов и продуктивных флюидов с помощью реагентов. Поскольку свойства рудосодержащих пластов и насыщающих их жидкостей характеризуются большим разнообразием и в каждом конкретном случае проявление капиллярных сил различно, необходимость применения того или иного вида ПАВ зависит от направленности капиллярного воздействия. Например, в трещиновато-пористой среде с небольшой проницаемостью нефтенасыщенных блоков происходит быстрый прорыв обычной воды по трещинам в эксплуатационные скважины. Применение в этом случае растворов ПАВ с высокой способностью впитывания в нефтенасыщенную породу увеличивает нефтеотдачу трещиноватого коллектора под действием капиллярных сил. Так, лабораторные и промышленные исследования, проведенные Г.А.Бабаляном, показали, что применение водного раствора неионогенного ПАВ типа ОП увеличивает коэффициент охвата пласта заводнением на 35% и темп роста добычи нефти в 2–3 раза.

Исследование процесса фильтрации жидкой серы через модельные поровые каналы при ПВС позволило установить, что наиболее интенсивно капиллярность проявляется в каналах диаметром менее 0,7 мм вплоть до полного прекращения движения. Добавление неионогенного ПАВ ОП-7, анионоактивного ДС и гидрофилизатора ТПФН снижало действие капиллярных сил, наиболее интенсивно теперь проявляющихся в

каналах диаметром менее 0,5 мм. Влияние капиллярных сил на фильтрационные процессы при ГМ добычи сказывается двояким образом. Движение каждой из жидких фаз многофазной системы зависит от сил давления и взаимного расположения фаз в поровом пространстве.

Распределение фаз в порах определяет форму области течения каждой из фаз и тем самым величину сопротивления, испытываемого этой фазой при движении. Капиллярные силы влияют как на распределение давления в фазах, так и на взаимное расположение фаз в поровом пространстве. Соответственно и процессы фильтрации флюидов идут поразному в зависимости от характерного времени фильтрационного процесса и размеров области течения. Капиллярные силы создают в пористой среде перепад давления, величина которого ограничена и не зависит от размера области. Перепад внешнего давления создает фильтрационный поток между двумя точками. Если размеры области малы, то при достаточно медленном движении капиллярные силы могут превзойти внешний перепад давления. Поэтому в такой области время установления равновесного распределения фаз значительно меньше, чем время, за которое происходит заметное изменение средней насыщенности под действием фильтрационного потока. Таким образом, при исследовании локальных процессов, т. е. процессов, происходящих в элементарном макрообъеме, распределение фаз в порах обычно можно считать равновесным.

Капиллярные силы имеют существенное значение при движении в капиллярах двухфазных систем жидкость–жидкость, жидкость–газ. Предположим распространенный случай – две несмешивающиеся между собой жидкости распределены в капилляре, причем не смачивающая капилляр жидкость распределена в нем в виде капелек или столбиков с выпуклыми менисками, которые отделяются от стенок капилляра пограничной пленкой смачивающей жидкости. Под действием капиллярных сил столбики несмачивающей жидкости стремятся принять шарообразную форму, оказывая при этом давление на неподвижную пленку. Благодаря этому происходит отток смачивающей жидкости из пространства, отделяющего столбик несмачивающей жидкости от стенок капилляра, продолжающийся до тех пор, пока пленка не достигнет равновесного неподвижного состояния.

При неподвижной пограничной пленке, отделяющей несмачивающую жидкость от стенок поровых каналов, или при размере капель, превышающем наименьший поперечный размер пор, для приведения капли в движение необходимо преодолеть разность капиллярных давлений менисков этих капель, обусловленную различной их кривизной. При этом величина перепада давления, необходимая для преодоления капиллярных сил, тем больше, чем меньше размер порового канала, чем больше поверхностное натяжение и чем больше капель, последовательно расположенных по направлению движения. Это явление в пористой среде применительно к газированной жидкости известно в нефтепромысловой практике под названием эффекта Жамена. На преодоление капиллярных сил, обусловленных этим явлением, затрачивается значительная часть пластовой энергии. Поэтому ослабление эффекта Жамена с помощью ПАВ, снижающих действие капиллярных сил – перспективный путь интенсификации геотехнологических процессов.

Эффективная и относительная фазовая проницаемость. При фильтрации флюидов в пористой среде по крайней мере один из них образует связную систему, граничащую с пористым скелетом и частично с другим флюидом. Из-за эффекта избирательного смачивания твердой фазы одним из флюидов площадь контакта со скелетом пористой среды значительно превышает площадь контакта флюидов между собой. Это означает, что в первом приближении можно принять, что каждая жидкая фаза движется в занятом ею пространстве под действием «своего» давления независимо от других фаз, т. е. так, как если бы она была ограничена только твердыми стенками. Движение многофазной системы подчиняется обобщенному закону Дарси

$$\vec{v}_i = -\frac{K_i}{\mu} grad\, P_i .$$

Если считать, что сопротивление движению каждой фазы определяется только структурой занимаемой ею части порового пространства, то величина K_i является для данной фазы **фазовой проницаемостью.** Приближенная феноменологическая теория, лежащая в настоящее время в основе всех расчетов фильтрации многофазных флюидов, предполагает фазовые проницаемости однозначными функциями насыщенности. Обычно вместо фазовой проницаемости рассматривают отношение фазовой проницаемости к проницаемости той же самой пористой среды для однородной жидкости, полностью насыщающей поровый объем. Данное отношение называют **относительной фазовой проницаемостью.** Поскольку распределение фаз в порах зависит фактически только от того, какой из флюидов обладает преимущественной смачиваемостью, вид функций относительной проницаемости от насыщенности определяется структурой порового пространства. Из того, что более смачивающая фаза занимает при той же насыщенности более мелкие поры, чем менее смачивающая, следует, что и относительная проницаемость при той же насыщенности для менее смачивающей жидкости (газа) больше, чем для более смачивающей. Для каждой фазы существует такая предельная насыщенность, что при меньших насыщенностях эта фаза неподвижна, т. е. находится в несвязном состоянии.

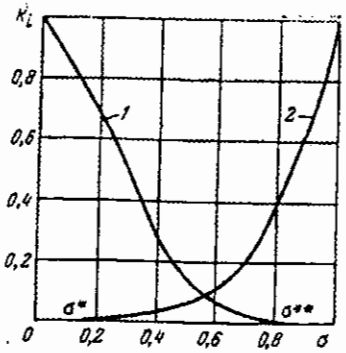


Рис. 3.6. Кривые относительных проницаемостей:
1 – несмачивающая фаза; 2 – смачивающая фаза

Наличие точек остаточной насыщенности, при которых жидкости становятся неподвижными, показано на рис. 3.6.

При этих величинах насыщенности частицы жидкости не связаны между собой и в виде отдельных капель заперты в порах, окруженных другой жидкостью. Для уменьшения величины остаточной насыщенности требуются значительные градиенты давлений.

Вторая особенность представленных кривых – быстрое увеличение относительной проницаемости для несмачивающей фазы по сравнению со смачивающей при насыщенностях выше точек σ^* и σ^{**}. Это происходит из-за того, что смачивающая жидкость занимает в среднем поры меньшего радиуса и слабее препятствует движению несмачивающей фазы. Напротив, несмачивающая фаза занимает более крупные поры, тем самым сильнее снижая проницаемость для смачивающей жидкости.

Третья особенность этих кривых заключается в том, что относительная проницаемость для несмачивающей фазы становится близкой к 1, когда ее насыщенность меньше 100 %. Этот факт указывает, что часть порового пространства (очевидно, самые маленькие поры), даже взаимосвязанная, почти не участвует в общей проводимости.

Характерный прогиб кривых объясняется взаимным торможением противопотоков смачивающей и несмачивающей фаз. Для снижения взаимного торможения потоков необходимо уменьшение межфазового натяжения с помощью реагентов. Снижение взаимного торможения и увеличение скорости фильтрации несмачивающей фазы наблюдалось при добавлении в теплоноситель неионогенного ПАВ ОП-7, анионоактивного ДС и гидрофилизатора ТПФН при ПВС. При воздействии ТПФН скорость фильтрации серы в каналах диаметром, близком к критическому (~1мм), интенсифицируется на 12%, а при воздействии ОП-7 и ДС – до 20%.

Добавление к рабочему агенту специальных веществ, способствующих интенсификации процессов при ФХМ добычи полезных ископаемых, является перспективным, так как не требует значительных капитальных затрат, сложного оборудования, принципиальных изменений технологии извлечения полезного ископаемого. Так, при гидродобыче

полезных ископаемых необходимо добавление ПАВ – понизителей прочности горных пород, при подземном выщелачивании возможно добавление растворов катализаторов, ускоряющих процесс растворения и т. д. Однако во всех случаях необходимо решать вопрос предотвращения сброса использованных реагентов в водоемы и наиболее реальный путь его решения – утилизация отработанного реагента с повторной закачкой его в пласт.

Разработка месторождений в режиме растворенного газа сопровождается выделением значительной части газа, который не образует связной системы и может закупоривать капиллярные каналы. В таких случаях, по схеме Л.С.Лейбезона, при нефтедобыче скорости движения порций нефти и газа оказываются примерно равными и вся система ведет себя как сильно сжимающая жидкость.

Данный пример свидетельствует о необходимости детального рассмотрения состояния фаз для выбора метода интенсификации геотехнологических процессов.

Исходя из вышеизложенного, можно заключить, что регулируя действие капиллярных сил и смачиваемости горных пород с помощью поверхностно-активных веществ и гидрофилизаторов, можно интенсифицировать геотехнологические методы добычи полезных ископаемых.

3.10. ПРОЦЕССЫ СДВИЖЕНИЯ И ГИДРОРАЗРЫВА

Горное давление – это совокупность силовых полей (напряженных состояний), формирующихся в земных недрах вокруг выработки. Происходящие в горном массиве изменения напряженного состояния в результате добычи могут вызвать деформацию окружающих пород.

До настоящего времени нет общепризнанной теории горного давления, позволяющей точно рассчитать напряженное состояние вокруг выработок, да и методики определения прочностных характеристик массива оставляют желать лучшего. Тем не менее, горным инженерам необходимо решать задачи по управлению горным давлением, а это делается на основе гипотез, конструирующих какие-то предположения и дающих методики расчета с коэффициентом запаса, обеспечивающим безопасность работ.

Управление горным давлением в технологическом процессе добычи осуществляется выбором параметров технологии, системой расположения выработок, временем отработки и т. д., но, прежде чем рассматривать эти вопросы, рассмотрим специфику геотехнологических методов с точки зрения управления горным давлением.

Р.С.Мижерова подразделила геотехнологические методы на две группы. Первая группа – это методы селективной выемки полезного компонента. Они, в свою очередь, подразделяются на методы, при которых горное давление не оказывает существенного влияния на технологию (например, подземное выщелачивание металлов, когда извлекается менее 1% руды), и методы, где проявления горного давления значительны и требуют учета и управления (например, при подземной выплавке серы из рудного пласта извлекается 15–20%, ослабленный скелет вмещающих пород, как правило, разрушается, что приводит к оседанию поверхности). Известны случаи поднятия (до 2 м) поверхности над отработанным участком серного пласта, которое происходило в результате набухания глин кровли, создавшего на глубине 80–100 м обширный участок воздействия избыточного давления теплоносителя. Таким образом, этот метод добычи требует разработки методов расчета процесса сдвижения покрывающих пород.

Вторая группа – это методы, предусматривающие полную выемку продуктивного пласта, которые также подразделяются на методы с выемкой полезного ископаемого в открытом забое с образованием полостей, заполненных газами, водой, рассолом при различных давлениях и температурах (например, подземное растворение солей, скважинная гидродобыча) и выемку полезного ископаемого с обрушением пород кровли (например, подземная газификация угля, скважинная гидродобыча при неустойчивой кровле).

Исследование устойчивости выработок можно вести только через скважины путем локации или наблюдая за сдвижением поверхности. Безлюдная выемка полезного ископаемого позволяет снизить запас устойчивости целиков, временные показатели сдвижения должны соответствовать требованиям технологии, ряд методов (например, подземная газификация угля, подземная выплавка серы) требуют предотвращения сдвижения кровли с разрывом сплошности, т. е. требуется сохранение герметичности рабочей зоны.

Известно, что трение и сцепление удерживают горные породы от деформации. Прочность пород в образце и массиве далеко не одинаковы, кроме того, горная порода, насыщенная водой, как правило, в образце уменьшает свою прочность, в то же время вода, заполняющая выработку, оказывает противодавление на потолочину и целики, окружающие камеру, и тем самым уменьшает силовые поля, а следовательно, позволяет внести коррективы в методику расчета параметров системы разработки.

При заполнении камер водой для расчета параметров свода обрушения можно учитывать взвешивающее влияние воды. До настоящего времени не удалось осуществить опытное подтверждение этого эффекта, но при разработке месторождений через скважины это может иметь важное значение.

Как видим, влияние гидростатического, фильтрационного, капиллярного давления, температуры и химического взаимодействия пород с рабочим агентом определяет распределение напряжений и деформаций в массиве, т. е. при геотехнологических методах процесс сдвижения зависит от сложного комплекса гравитационных, гидротермодинамических и физико-химических процессов, которые определяют изменение свойств руды и вмещающих пород. В этом плане следует отметить работы Ю.П.Желтова [9], В.А.Мироненко и В.М.Шестакова, В.А.Мазурова, А.А.Борисова, где развито новое гидрогеомеханическое направление, основанное на изучении проявлений горного давления с учетом всех участвующих в процессе воздействий, рассматриваемых во времени и пространстве.

Процессы сдвижения горных пород особо актуальны при скважинной гидродобыче, где от правильного выбора размеров камер и целиков зависят извлечение полезного ископаемого, технологические и конструктивные параметры оборудования и экономика самого метода. Увеличивая нагрузку на целики, т. е. уменьшая их размеры, можно довести их до разрушения за счет давления вышележащих пород. Таким образом, разрушенные породы будут выдавливаться горным давлением в отработанное пространство и увеличивать добычу из камеры. Этот процесс можно определить как прямое влияние горного давления на технологию выемки руды. В то же время будет происходить оседание кровли и налегающих пород, что необходимо учитывать при размещении скважин и планировании очередности их вовлечения в работу и остановку.

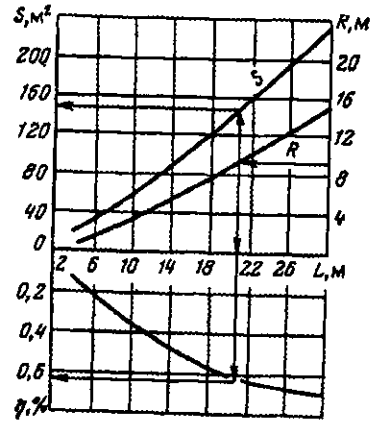


Рис. 3.7. Номограмма определения устойчивых параметров камерной системы разработки при СГД ($\sigma_{сж}$ = 0,3 МПа; h_o = 20 м; m=3 м):
S – площадь целика; L – сетка скважин, R – радиус камеры

При скважинной гидродобыче в зависимости от технологии и скорости отработки залежи при изучении горного давления ставятся различные задачи: определение правильно допустимого пролета кровли; определение максимально устойчивых целиков на период отработки участка; выбор перспективных способов управления горным давлением при самых различных условиях и ограничениях технического плана.

Результат решения этих задач обусловливает выбор системы разработки с точки зрения горного давления: определяется сетка добычных скважин для эффективной эксплуатации залежи при обеспечении безопасного ведения работ. Все показатели и технические решения метода в конечном счете определяются размерами камер и целиков.

Р.С.Мижерова разработала методику расчета параметров устойчивых целиков, основанную на теории предельного равновесия. Размеры предельно-устойчивого целика определяются исходя из равенства действующей на целик нагрузки и несущей способности целика. Результаты исследований обобщены в номограмме (рис. 3.7), где дается определение параметров системы разработки в условиях Кингисеппского месторождения фосфоритов.

Нужно сказать, что в области сдвижения горных пород при геотехнологических методах пока выполнено очень мало работ и основные усилия исследователей следует сосредоточить на изучении свойств горной среды в процессе разработки, влиянии гидрогеологической обстановки на параметры систем разработки, создании общей теории управления горным давлением при геотехнологических методах.

Гидравлический разрыв пласта. Одним из способов создания фильтрационных каналов в горном массиве для движения рабочих и продуктивных флюидов является гидравлический разрыв, который широко используется в нефтяной и газовой промышленности для повышения дебита добычных скважин, при ПВС для повышения зоны охвата слабопроницаемых серных руд, при ПРС для начальной площади растворения соли, при ПГУ для создания фильтрационных сбоек, при ПВ металлов как для повышения фильтрационных свойств массива, так и для создания кольматационных экранов для рабочих и продуктивных флюидов.

Гидроразрыв представляет собой хрупкое разрушение пород с расширением природных и образованием новых трещин в результате растягивающих или сдвигающих деформаций массива под влиянием давления рабочей жидкости, приложенного к ее обнажению – стенке скважины, а далее к берегу растущей трещины, причем избыточный объем жидкости служит гидравлическим клином. С целью удержания трещин гидроразрыва после прекращения закачки от смыкания вместе с жидкостью закачивается твердый материал. Множество факторов определяют условия появления и развития трещин гидроразрыва. Важнейшие из них –интенсивность и направление действующих в породном массиве сжимающих напряжений. При гидроразрыве трещиноватых пород со слабым сцеплением между структурными блоками тензор напряжений целиком определяет необходимое давление рабочей жидкости и трещины гидроразрыва развиваются в плоскости, нормальной к действию минимальных сжимающих напряжений. В общем случае, конечно, необходимо учитывать и сопротивляемость пород разрыву. Для высокопрочных пород типа гранитов и базальтов это сопротивление вполне сопоставимо с напряжениями, действующими даже на больших глубинах. Другой важной характеристикой породного массива являются коллекторские свойства горных пород, прежде всего их проницаемость, которая определяет величину рабочей жидкости, ее необходимый расход и продолжительность работы насосных агрегатов. [10]

Теоретические основы механики гидроразрыва разработаны акад. С.А.Христиановичем, его сотрудниками и учениками главным образом на основе приложения к этой сложной задаче методов механики сплошной среды.

Наиболее широкое применение гидроразрыв получил при разработке нефтегазоносных пластов как способ повышения проницаемости коллекторов для увеличения дебита добычных скважин и повышения нефтеотдачи при разработке нефтяных месторождений с заводнением. По недавним публикациям только в США за последние 30 лет проведено более 800 тыс. гидроразрывов. Это охватывает до 40% фонда скважин и дало прирост добычи около 1млрд т. Таким образом, по добыче нефти и газа накоплен огромный опыт, создано необходимое оборудование, освоено несколько различных технологических схем его осуществления.

Технология разрыва сланцевого массива предложена и испытана американской фирмой «Сандиа». Разрыв пласта осуществляется газом с импульсами высокого давления, которые создают систему трещин, пересекающих породные трещины продуктивного горизонта, а не одну трещину, создаваемую гидроразрывом обычно параллельно естественной трещиноватости пласта. По данным журнала «Ойл уик» (№ 5, 1980 г.), проницаемость пород увеличилась в 1800 раз!

3.11. ПРОЦЕСС ПОДЪЕМА ПОЛЕЗНОГО ИСКОПАЕМОГО

Разработка месторождений полезных ископаемых ФХМГ связана с подъемом извлекаемых флюидов на поверхность через скважины. Процесс подъема может происходить за счет энергии нагнетаемого рабочего агента (например, подземное растворение солей) или за счет вводимой в скважину энергии сжатого воздуха или газа (например, подземная выплавка серы и др.), или погружными насосами и гидроэлеваторами.

Баланс энергии добычной скважины выражается в виде равенства

$$Э_{пл}+Э_в=Э_1+Э_2+Э_3,$$

где: $Э_{пл}$ – пластовая энергия; $Э_в$ – вводимая в скважину; $Э_1$ – затрачиваемая на подъем; $Э_2$ – расходуемая на трение; $Э_3$ – уносимая из скважины.

За счет пластовой энергии уровень откачиваемой жидкости в скважине будет равен гидростатическому напору

$$h_n = (P_з - P_у)/(\rho g),$$

где h_n – высота подъема жидкости от забоя до динамического уровня; $P_з$, $P_у$ – соответственно давление на забой и устье скважины.

Если давление на устье скважины больше атмосферного, скважина может фонтанировать только за счет гидростатического напора. При этом давление на забой будет уравновешиваться давлением столба жидкости в скважине, гидравлическими потерями на трение при движении $P_{тр}$ и противодавлением на устье, т. е.

$$P_з = h_c \rho g + P_{тр} + P_у,$$

Величина $P_{тр}$ определяется по формуле

$$P_{тр} = \lambda \frac{h_c \upsilon^2}{d_к 2g},$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений; h_c – глубина скважины, $d_к$ – диаметр трубопровода, м; υ – скорость движения жидкости в трубопроводе м/с.

Практически нет скважин, которые бы фонтанировали только за счет гидростатического давления пласта, зато часто подъем полезного ископаемого осуществляется за счет нагнетания в разрабатываемую залежь рабочих агентов в данную или соседние скважины. В этом случае энергия на забое скважины складывается из пластовой энергии до разработки плюс энергии, вводимой в скважину нагнетаемым рабочим агентом.

В пластовых водах, а также в откачиваемых рабочих агентах содержится некоторое количество свободного газа, образующегося в результате взаимодействия с горными породами. Этот газ при движении к поверхности изотермически расширяется с выделением энергии $Э_{с.г}$:

$$Э_{с.г} = G P_у \ln P_з/P_у,$$

где G – объем газа, выделяющийся с 1 т поступившего к забою продукта, м^3.

Кроме того, в продукте всегда содержится некоторое количество растворенного газа, который будет выделяться по мере падения давления от забоя к устью.

Наиболее простым и эффективным средством подъема при геотехнологических методах является **нагнетательный эрлифт.** Как правило, воздух подается по воздухопроводу, а продукт поднимается по кольцевому пространству. Нижняя часть воздухопровода – форсунка перфорированная. От компрессора по воздухопроводу к форсунке подводится сжатый воздух, который, смешиваясь с продуктивным агентом, поднимает его на поверхность. Главные достоинства эрлифта – простота, надежность в работе, отсутствие движущихся частей, возможность свободного выноса частиц пород, сопутствующих продуктивным растворам. К недостаткам эрлифта относятся низкий к.п.д. и необходимость специального компрессорного хозяйства.

Параметры процесса откачки зависят от многих специфических факторов, из которых наиболее важные – величина пластового давления, приток продукта к забою скважины, физические свойства откачиваемого флюида и др. Специфические особенности процесса откачки различных продуктов обусловливают необходимость проведения специальных исследований. Однако приближенные значения параметров этого процесса могут быть получены на базе исследований и опыта откачки эрлифтом воды и нефти.

Изучению закономерностей движения откачиваемой жидкости посвящен ряд работ. Однако, несмотря на многочисленные исследования, в настоящее время не существует единого взгляда на физическую сущность процесса откачки жидкости эрлифтом и общей методики его расчета. Это объясняется значительными теоретическими трудностями, так как закономерности, справедливые для движения одного типа жидкости, оказываются неприемлемыми для других жидкостей из-за того, что откачиваемая жидкость не сохраняет структуры потока даже в небольших интервалах подъемного трубопровода по высоте.

Основной исходной величиной для расчета эрлифта является приток жидкости к скважине. Оптимальный дебит скважины зависит в основном от интенсивности геотехнологического процесса. Опыт показывает, что количество откачиваемой жидкости может резко изменяться.

Для расчета параметров компрессорного оборудования необходимо определить давление на забой $P_з$, глубину погружения форсунки эрлифта, пусковое давление, удельный расход воздуха, производительность эрлифта.

Давление на забой $P_з$ определяется по формуле

$$P_з = P_у + 0{,}1 \rho h_c,$$

где ρ – плотность нагнетаемой жидкости, т/м^3.

На основании расчетного значения давления на забой (с учетом потерь) подбирается эрлифт.

Под действием давления на забой продуктивный раствор поднимается в трубопроводе на высоту h_c, (без учета потерь на трение)

$$h_s = \frac{P_s}{\rho};$$

$$h_n = h_c - h_s.$$

Продуктивный раствор должен иметь на устье скважины запас энергии, необходимой для транспортирования его к хранилищу.

Глубина погружения форсунки эрлифта. Эффективность работы эрлифта во многом зависит от глубины погружения форсунки под динамический уровень. Коэффициент ξ относительного погружения форсунки под динамический уровень жидкости определяется отношением глубины погружения форсунки эрлифта под динамический уровень жидкости к длине воздушного трубопровода (от излива до форсунки эрлифта).

Динамический уровень несколько отличается от статического, так как при работе скважины создается некоторая депрессия (понижение давления), зависящая от производительности эрлифта и проницаемости призабойной зоны.

Процесс откачки при ФХМГ отличается от процесса откачки нефти и воды. Во-первых, наряду с депрессией на башмаке колонны подъемных труб создается репрессия на пласт за счет закачки рабочего агента, происходит наложение потенциалов поля нагнетания и откачки. Во-вторых, проницаемость скелета отработанной залежи на несколько порядков выше, чем неотработанной, в результате чего после депрессии значительно слабее поля репрессии. Благодаря этому динамический уровень мало отличается от статического и можно предположить, что они равны. В условиях эксплуатации скважин коэффициент относительного погружения форсунки изменяется от 0,25 до 0,65. Глубина погружения форсунки выбирается также в зависимости от параметров используемых компрессоров.

В начальный момент выхода сжатого воздуха из форсунки эрлифта в воздухопроводе происходит некоторое увеличение давления, которое можно определить по объему вытеснения продуктивного раствора, если пренебречь частичным поглощением его залежью. Поэтому пусковое давление на 3–10 % выше рабочего. Снижение пускового давления можно достигнуть путем использования пусковых клапанов, понижением давления нагнетания и др.

Удельный расход воздуха, производительность эрлифта зависят от давления воздуха у форсунки, его общего расхода, длины и диаметра выдачного трубопровода, плотности продуктивного флюида, его вязкости и т. д. Для различных условий (пульпа, нефть, вода, сера и т. д.) многими авторами даны конкретные методики расчета эрлифта.

Литература

1. Черняк А.С. Вопросы растворения: выщелачивание, экстракция. Иркутск, 1998. 403 с.
2. Черняк А.С., Ясько Т.Н. Избранные главы неорганической химии. Иркутск, 1988.
3. Кулебякин В.Г. Бактериальное выщелачивание сульфидных минералов. М., Наука, 1978.
4. Головко Э.А. и др. Химическое и бактериологическое выщелачивание медно-никелевых руд. Л., Наука, 1978.
5. Общая химическая технология /Под. ред. А.Г. Амелина – М., Химия, 1977.
6. Здоновский А.Б. Галургия. Л., Химия, 1972.
7. Перельман А.И. Геохимия. М., Высшая школа, 1979.
8. Методические вопросы исследования в геотехнологии, вып 1-7. ВИНИТИ, 1978.
9. Желтов Ю.П. Механика нефтегазового пласта. М., Недра, 1975.
10. Ржевский В.В., Аренс В.Ж., Дядькин Ю.Д. Гидроразрыв и его роль в горнодобывающей отрасли промышленности. Ж ФТПРПИ, №2, 1986.
11. Минеев Г.Г. Сводка неорганических реагентов растворителей горных пород. Вестн. ГМС М РАЕН, 1994.
12. Электротехнология в геотехнологических методах добычи полезных ископаемых (обзорная информация). НИИТЭХИМ, 1976.
13. Коротков А.И. Основы гидрогеологии. Л., ЛГИ, 1983.
14. Каменский С.Г., Суслов В.А. Гидродинамические методы контроля текущей нефтенасыщенности пласта. М., Недра, 1967.
15. Гидродинамические и физико-химические основы горных пород. /Под. ред. Н.Н. Веригина. М., Недра, 1997.

4. ПЕРЕРАБОТКА ПРОДУКТОВ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ГЕОТЕХНОЛОГИИ*

4.1. ПРОДУКТЫ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЙ ГЕОТЕХНОЛОГИИ

К **продуктам физико-химических методов геотехнологии** (ПФХМГ) относятся:

водные пульпы, получаемые при скважинной гидравлической разработке рыхлых песчано-глинистых отложений, углей, извлекаемые компоненты – янтарь, алмазы, золото, минералы черных, цветных и редких металлов, уголь;

рассолы скважинного подземного растворения водой NaCl, KCl, Na_2CO_3 и других водорастворимых солей;

продукционные растворы подземного и кучного выщелачивания урана, меди, золота и других металлов растворами кислот, щелочей и солей;

расплавы, получаемые при скважинной подземной выплавке серы, озокерита горячей водой, паром;

газы от подземной газификации угля, серы, подземной возгонки ртути, сурьмы и других легко-летучих компонентов.

Основные особенности ПФХМГ, в отличие от продуктов открытой или подземной разработки месторождений полезных ископаемых и от продуктов гидрометаллургии, заключаются в сравнительно низком содержании целевых минералов и других полезных ископаемых в пульпах, целевых металлов и других ценных элементов в растворах при наличии существенного количества балластных примесей вследствие сравнительно бедного и труднообогатимого (упорного либо техногенного) исходного сырья, малопригодного или непригодного для других существующих способов их разработки или переработки.

Особенности **схем переработки ПФХМГ**: обязательная рециркуляция маточных водных растворов (воды) вследствие большого соотношения жидкой и твердой фаз на стадии выщелачивания, гидродобычи и т.п., отсюда – обязательное наличие процессов осветления и регенерации растворов (вод); сравнительно низкое извлечение ценных компонентов из исходного сырья до 70–80%, поскольку это забалансовые труднообогатимые руды и отходы разработки месторождений (вскрышные породы, хвосты обогащения, некоторые сорта окисленных и труднообогатимых руд, а также концентратов), а также вследствие применения упрощенных

* Раздел написан действительны членом РАЕН проф. В.П. Неберой.

схем переработки и наиболее простой аппаратуры, передвижных модульных установок. Для примера можно указать на вскрышные породы урановых, медных и золотосодержащих месторождений, которые в настоящее время вовлекаются в переработку методом кучного выщелачивания. На долю таких отвалов приходится до 100% производства урана в США, Узбекистане и Казахстане, существенный прирост производства золота в США, 30% производства меди в Канаде и США, в Мексике [1-5]. Методы подземного растворения солей, подземной выплавки и газификации серы составляют существенную часть их производства во многих странах [6-8].

4.2. ПУЛЬПЫ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ

Пульпы (гидросмеси) скважинной гидродобычи представляют собой водно-минеральные или водно-угольные смеси с соотношением жидкости и твердого материала свыше 1, чаще всего от 3 до 10 и более, которые получают в результате гидравлического размыва сравнительно рыхлых малопрочных пород (глин, песков, слабо сцементированных желваков и обломочных пород, углей). Для таких пульп не выработан стандарт их переработки, поскольку действуют пока только опытно-промышленные установки. Так, на установках по переработке янтареносных глинистых отложений на Янтарном комбинате (Калининградская обл.), а также костного детрита урансодержащих фосфоритов, желваков фосфорита и никель-марганцевых конкреций придонных отложений других месторождений использовались схемы, представленные на рис. 4.1. В отличие от стационарных установок, на которых для более полной дезинтеграции кусков руды, не размытых при гидравлической или другой разработке, применяются корытные или мечевые мойки, барабанные дезинтеграторы и даже молотковые дробилки, мельницы, переработка продуктов СГД на опытных участках производится на простейших гидровашгердах и гидроклассификаторах. При обогащении янтарьсодержащих глин используются подобные устройства с ручным отбором крупных кусков янтаря на грохотах и обогащением в глинистых суспензиях. Частицы янтаря в таких суспензиях всплывают, а песок, галя оседают.

Для песков погребенных отложений тяжелых минералов применяются обычные схемы переработки для россыпей с использованием модульных установок, в которых, наряду с оборудованием для дезинтеграции песков и отмывки от глин, используются стандартные аппараты для гравитационного обогащения, а также сравнительно новые схемы с применением короткоконусных гидроциклонов и центробежных концентраторов для извлечения шлихов, содержащих тяжелые минералы (золото, циркон, рутил, ильменит и др.) [9, 10].

Наряду с упомянутым выше имеется также опыт опытно-промышленной эксплуатации скважинной гидродобычи железных руд на Михайловском ГОК КМА. Богатые железные руды представляют собой продукт обогащения железистых кварцитов в результате их латеритного выветрования. Руда СГД характеризуется высоким содержанием железа (67–68%), низким содержанием кремнезема (0.75–1.6%), глинозема (0.6–0.7%), P_2O_5 (0.02–0.03%), S (0.01–0.03%).

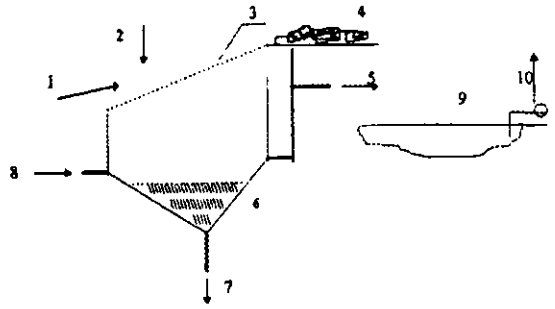


Рис. 4.1. Схема получения черновых концентратов при скважинной гидродобыче:
1 – напорная струя вашгерда; 2 – пульпа скважинной гидродобычи; 3 – грохот; 4– неразмытые куски глины; 5 – слив шламов (глин) из гидроклассификатора; 6 – осевшая крупная фракция (пески, желваки); 7 – разгрузка черновых концентратов на обезвоживание (отстаивание, сушку); 8 – подача подрешетной воды гидроклассификатора; 9 – отстойник шламов; 10 – подача оборотной осветленной воды из отстойника на СГД.

Для ее переработки Механобрчерметом и ВИМСом предложены магнитно-гравитационные схемы обогащения. Содержание кремнезема снизилось до 0.35-0.4%, серы и фосфора до тысячных долей процента. Содержание железа составило 70%. Концентраты пригодны для порошковой металлургии [35]. Выдано на поверхность существенное количество руды (300 тыс. т).

Проведены опытные работы по скважинной гидродобыче песков титано-циркониевого месторождения на ВДГМК. Показано, что при содержании в песках циркона, рутила и ильменита, соответственно 0.47, 0.98 и 2.95%, в пробах карты намыва было 0.93, 2.24 и 5.11% этих минералов [36]. Добыто 1500 т песков.

Для нефте-битуминозных песков Казахстана предложен вариант СГД горячей водой (70–90°) с добавками ПАВ и силиката натрия при напоре 1Мпа. 60–70% битума при этом отмывается от песков и сосредоточивается в водном растворе. Затем битум извлекается из раствора флотацией.

Предложена схема обогащения бедной свинцовой руды коры выветривания Жана-Аркалыкского месторождения с содержанием свинца 0.5% гравитационными методами (отмывка, отсадка, концентрация на шлюзах и доводка на столах и шлюзах). Правда, в приведенной принципиальной схеме не учитывается необходимость обезвоживания пульп СГД. Получен концентрат с содержанием свинца 21.5%, при его извлечении 56.8%. Из более богатых руд, содержащих 1.8% Pb и 3.8 $г \cdot т^{-1}$ Ag, получены концентраты, содержащие 47-50% Pb и 20-30 $г \cdot т^{-1}$ Ag. Высокое извлечение (85%) получено для этих руд при низком содержании свинца в концентрате (22%) [38].

По ряду других месторождений (Унеча-Крапивенское фосфатное, песчано-гравийных Татарстана, асфальтитов Оренбургской обл.) приводятся данные по размыву и подъему пульпы, но данных по обогащению и переработке продуктов СГД нет [35-38].

4.3. РАССОЛЫ

Рассолы представляют собой крепкие растворы водорастворимых солей (NaCl, KCl, $MgCl_2$, LiCl, Na_2SO_4, Na_2CO_3 и т. п.). Для их переработки применяются химические (галургические) и флотационные методы.

Поскольку скважинное подземное растворение NaCl – широко применяемый способ разработки, переработка рассолов производится на химико-технологических предприятиях с использованием упомянутых галургических методов (упаривание, кристаллизация) и флотационной перечистки кристаллических осадков в насыщенных растворах солей с целью разделения NaCl, KCl, $MgCl_2$.

Несколько меньше масштабы подземного растворения KCl. Заводские энергоемкие процессы галургической химической переработки хлоркалиевых рассолов заменяются для аридных зон способом раздельной кристаллизации в системе испарительных бассейнов для получения товарного хлористого калия [6-8].

4.4. РАСПЛАВЫ

Жидкая сера после откачки из добычной скважины ПВС через кустовые отстойники, где удаляются твердые частицы и газы, очищенная до 99.9% отправляется на грануляцию или на склады готовой продукции.

4.5. ПРОДУКТИВНЫЕ РАСТВОРЫ ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ

Продуктивные растворы получают в результате подземного или кучного выщелачивания, выщелачивания отвалов металлсодержащих руд или пород водными растворами кислот, щелочей или их солей. Подбор растворителей ведется таким образом, чтобы преимущественно выщелачивались целевые металлы или другие элементы, причем в необходимых анионных или катионных формах, пригодных для последующей переработки растворов. Наиболее широко подземное и кучное выщелачивание применяется для получения меди, урана и золота (попутно извлекается серебро). Вместе с тем проведено достаточно много успешных исследований по кучному выщелачиванию никеля, цинка, других цветных металлов, по подземному выщелачиванию железных и марганцевых руд [33, 34].

Медьсодержащие растворы. Подземное и кучное выщелачивание меди осуществляется растворами серной кислоты, $Fe_2(SO_4)_3$, углекислого аммония или NH_4OH и редко цианидными растворами. Поэтому медь на извлечение поступает в виде соответствующих соединений: $CuSO_4$, $Cu(NH_3)_4CO_3$ и редко в виде $NaCu(CN)_2$, и в растворе находится в форме катионов Cu^{2+}, $Cu(NH_3)_4^{+}$ или аниона $Cu(CN)_2^{-}$. В виде соответствующих катионов присутствуют в сернокислотных растворах балластные металлы (Fe, Ca, Mg, Al). Типичный состав растворов, получаемых при сернокислотном выщелачивании забалансового сырья ($г \cdot л^{-1}$): 0.3-3 Cu, 2-8 Fe, Ca, Al, Mg, 0.2-1 шламистых твердых частиц, pH раствора 1.4-3.2 [10]. В меньшей степени присутствие балластных металлов в форме катионов характерно для аммиачных и цианидных растворов. В цианидных растворах эти металлы образуют растворимые комплексные соединения, рассмотренные ниже.

Золотосодержащие растворы. Поскольку кучное выщелачивание золота производится в основном цианидами и редко тиосульфатными растворами, то в растворах обычно присутствуют анионы $Au(CN)_2^{-}$ либо $[Au(S_2O_3)_2]^{3-}$, а также цианидные комплексы $[Ag(CN)_2]^{-}$, $[Cu(CN)_4]^{3-}$, $[Fe(CN)_6]^{4-}$, $[Zn(CN)_4]^{2-}$ и др. Большое значение имеют катионные тиомочевинные комплексы золота $Au[CS(NH_2)]_2^{+}$, а также $AuCl_4^{-}$, AuI_2^{-}, $AuBr_4^{-}$, образующиеся в процессах десорбции и элюирования нагруженных золотом сорбентов и экстрагентов [11].

Урансодержащие растворы. Кучное и подземное выщелачивание урановых руд производится сернокислотными и содовыми растворами Na_2CO_3 плюс $NaHCO_3$. $NaHCO_3$ вводится для предотвращения образования NaOH вследствие гидролиза карбоната натрия. В присутствии NaOH могут образоваться нерастворимые уранаты Na_2UO_4, диуранаты $Na_2U_2O_7$. При характерных для подземного и кучного выщелачивания

концентрациях кислоты шестивалентный уран образует водорастворимые анионные комплексы дисульфат и трисульфат уранила $UO_2(SO_4)_2^{2-}$ и $UO_2(SO_4)_3^{4-}$. Только для слабокислотных растворов характерно преобладание ионов уранила UO_2^{2+} и молекул уранилсульфата UO_2SO_4 (рис. 4.2). Общую формулу с учетом гидратированности для них можно представить в виде $UO_2[(H_2O)_n(SO_4)_m]^{2-2m}$, где n = 0-4, m = 1-3. Наблюдается также полимеризация комплексных сульфатных ионов при pH свыше 2.5. При выщелачивании урансодержащих фосфатов характерно образование фосфатов четырехвалентного урана $U(HPO_4)_2$. В содовых растворах также образуются комплексные анионы дикарбонат и трикарбонат уранила $UO_2(CO_3)_2^{2-}$ и $UO_2(CO_3)_3^{4-}$.Разнообразие форм урана позволяет использовать катионообменные и анионообменные реакции для его извлечения из раствора **сорбционными методами и жидкостной экстракцией** [11].

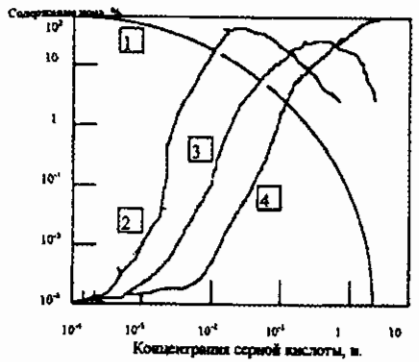


Рис. 4.2. Формы соединений урана в сернокислотных растворах:
1 – UO_2^{2+}; 2 – UO_2SO_4; 3 – $UO_2(SO_4)_2^{2-}$; 4 - $UO_2(SO_4)_3^{4-}$ [12]

В настоящее время работает Приаргунский комбинат (АООТ ППГХО), перерабатывающий урановые руды и растворы подземного и кучного выщелачивания (рис. 4.3). Содержание U в блоках взорванной руды для подземного выщелачивания составляет 0.127%, а на кучное выщелачивание поступает руда с радиометрической сортировки на РКС с содержанием 0.13%. И соответственно содержание U в растворах составляет 100–150 $мг \cdot л^{-1}$, а на стадии доработки 25-30 $мг \cdot л^{-1}$. Вместе с тем, содержание Fe составляет 6–8 $г \cdot л^{-1}$. Плановое извлечение U – 75% [3]. Для Хиагдинского месторождения, вовлекаемого в разработку методом скважинного выщелачивания, состав основных металлов: U 75–90 $мг \cdot л^{-1}$, Fe,Ca, Mg по 150–300 $мг \cdot л^{-1}$ каждого, а Zn 1.2–1.4, Ni 13–14, Cr 35–39 $мг \cdot л^{-1}$ [4]. Для разрабатываемых месторождений Навоийского комбината (Таджикистан), где весь уран добывается методом скважинного подземного выщелачивания, содержание его в рудах составляет 0.026 – 0.18%, в растворах 100–150 $мг \cdot л^{-1}$ и менее, Fe, Mg 1–3 $г \cdot л^{-1}$ [5].

4.6. ПЕРЕРАБОТКА ПРОДУКТИВНЫХ РАСТВОРОВ

Существующие основные наиболее широко применяемые методы извлечения металлов из водных продуктивных и других растворов можно подразделить на следующие основные группы:

1) химическое осаждение гидроксидов и других нерастворимых или мало растворимых соединений металлов, в том числе техника, основанная на осаждении, соосаждении растворенных веществ и последующей флотации осадков;

2) электрохимическое осаждение (цементация) более электроотрицательными металлами (Fe, Al, Zn) ионов других более ценных металлов (Cu, Au, Ag) и электролитическое осаждение за счет наложения внешнего электрического потенциала и гальванохимическое – за счет внутреннего электролиза гальванопар, образующих катодные и анодные участки (Fe-C, Cu-Al); другие окислительно-восстановительные процессы, включая использование микроорганизмов;

3) сорбционные технологии, с применением в качестве сорбентов синтетических смол, активированного угля, минералов (цеолит, глины и др.), биосорбентов (бактерий, грибов, водорослей и др.) и родственные технологии (ионообменные мембраны, молекулярные сита);

Рис. 4.3. Схема переработки урановых руд с применением подземного и кучного выщелачивания (АООТ ППГХО) [3]

4) жидкостная экстракция с применением органических жидких экстрагентов, при осуществлении которой металлы и другие элементы переходят из водной фазы в органическую;

5) флотационное извлечение ионов из растворов;

6) сочетание нескольких из упомянутых видов извлечения металлов из раствора – сорбционное выщелачивание, экстракционное выщелачивание, экстракционное элюирование сорбентов, флотация сорбентов и экстрагентов;

7) биохимическая трансформация растворенных ионов (в газообразную форму, из сульфатов в карбонаты; из сульфидов в сульфаты и т.п.).

Группы расположены в порядке исторической развитости и широты применения для условий ФХМГ.

4.7. ХИМИЧЕСКОЕ ОСАЖДЕНИЕ МЕТАЛЛОВ

Это – простой и давно известный метод извлечения меди, урана, цветных металлов из продуктивных растворов подземного и кучного выщелачивания руд и металлсодержащих забалансовых продуктов. Металлы извлекаются в форме гидроксидов из продуктивных растворов сернокислотного выщелачивания, имеющих pH 1,5–2 и содержащих, как правило, преобладающее количество балластных металлов (Fe, Al и др. до 6–7 $г \cdot л^{-1}$). Содержание меди в растворах выщелачивания не превышает 1 $г \cdot л^{-1}$, урана – менее 0.2 $г \cdot л^{-1}$, а количество золота в растворах измеряется миллиграммами. На первой стадии осаждаются гидроксиды балластных металлов путем нейтрализации растворов дешевыми реагентами – известью, аммиачной водой pH до 2.5-3.5 по реакциям:

$$Fe_2(SO_4)_3 + 3CaO + 3H_2O \Rightarrow 2Fe(OH)_3\downarrow + 3CaSO_4\downarrow;$$
$$Al_2(SO_4)_3 + 6NH_4OH \Rightarrow 2Al(OH)_3\downarrow + 3(NH_4)_2SO_4.$$

Затем, дальнейшим повышением pH свыше 6, осаждают гидроксид меди или диуранаты (табл. 4.1):

$$CuSO_4 + 2NH_4OH \Rightarrow Cu(OH)_2\downarrow + (NH_4)_2SO_4, \text{ при pH свыше 6\%,}$$
$$2H_2[UO_2(SO_4)_3] + 14NH_4OH \Rightarrow (NH_4)_2U_2O_7\downarrow + 6(NH_4)_2SO_4 + 9H_2O + O_2,$$
$$\text{при pH 9-11.}$$

Кроме диуранатов осаждаются гидроксиды уранила $UO_2(OH)_2$ при pH 4–5, полиуранаты $(NH_4)_2U_7O_{22}$ и др. при pH 6–9 и уранаты $(NH_4)_2UO_4$ при pH 12. Остаточная концентрация металлов при pH свыше 7 составляет около $2 мг \cdot л^{-1}$. Применение аммонийных соединений для осаждения урана интересно на последних стадиях переработки растворов, т.к. при их прокаливании удается получить закись-окись урана U_3O_8 [9, 11]:

$$3(NH_4)_2U_2O_7 \Rightarrow 2U_3O_8 + 3NH_3\uparrow + 5H_2O\uparrow + 2{,}5H_2\uparrow.$$

Промышленное значение сохраняется за селективным химическим осаждением фосфатов четырехвалентного урана и осаждением уранатов из карбонатных продуктивных растворов:

$$U(SO_4)_2 + 2H_3PO_4 + 4NH_4OH \Rightarrow U(HPO_4)_2\downarrow + 2(NH_4)_2SO_4 + 4H_2O.$$

РН осаждения 1.8–4-2. Фосфаты примесей осаждаются при более высоких pH.

Таблица 4.1

Осаждение гидроксидов металлов

Гидроксиды металлов	pH осаждения	Гидроксиды металлов	pH осаждения
$Fe(OH)_3$	2.5-3.5	$Ni(OH)_2$	8-9
$Th(OH)_4$	3.2-3.5	$Co(OH)_2$	8-9
$Al(OH)_3$	4-6	$Mn(OH)_2$	8.6-10
$Cu(OH)_2$	5.2-5.8	$Ca(OH)_2$	10
$Fe(OH)_2$	8-9	$Mg(OH)_2$	10

При pH свыше 11 происходит гидролиз трикарбоната уранила и выпадает осадок диуранатов:

$$2Na_4[UO_2(CO_3)_3] + 6NaOH \Rightarrow Na_2U_2O_7\downarrow + 6Na_2CO_3 + 3H_2O.$$

Таким же универсальным методом является **осаждение сульфидов металлов** путем обработки растворов сернистым натрием, сероводородом или другими растворимыми сульфидами:

$$Me^{2+} + S^{2-} \Rightarrow MeS\downarrow.$$

Варьируя pH селективно осаждают такие металлы, как медь, никель, кобальт, железо и др. Медь и олово осаждаются в сильнокислых растворах, а другие металлы – в слабокислых.

Много работ имеется по осаждению металлов (меди, урана и др.) водородом с получением гидратированной двуокиси урана:

$$Na_4[UO_2(CO_3)_3] + H_2 + nH_2O \Rightarrow UO_2{\cdot}nH_2O + Na_2CO_3 + 2NaHCO_3.$$

Реакция идет при давлении водорода 1.5 мПа и температуре 150°С в присутствии катализаторов – гранул никеля или двуокиси урана.

Одним из успешно применяемых методов осаждения урана из сернокислотных и карбонатных растворов десорбции или элюирования экстрагентов является **высаливание** – осаждение менее растворимых уранилкарбонатов и уранилсульфатов путем насыщения раствора хорошо растворимыми солями карбонатов или сульфатов, например избытками Na_2CO_3 или $(NH_4)_2SO_4$, соответственно.

Рассмотренные методы осаждения металлов химическими способами, а также некоторые другие аналогичные способы наряду с простотой их осуществления и контроля процесса страдают некоторыми недостатками. Более успешно их применение при сравнительно высоких концентрациях целевых металлов и малых концентрациях примесей. Требуется применять дешевые реагенты-осадители, т.к. их расход пропорционален количеству осаждаемых металлов. При осаждении балластных примесей уносится осадком некоторая часть целевых металлов – меди, урана и др. Поэтому применительно к урану и золоту эти методы вытесняются в ряде случаев сорбционными методами и жидкостной экстракцией. Значительное распространение получает также жидкостная экстракция меди непосредственно из растворов кучного выщелачивания с последующим электролитическим осаждением меди.

Химическое осаждение производят в обычных реакторах с механическим или пневматическим перемешиванием с последующим обезвоживанием осадка в сгустителях и на фильтрах. В связи с этим необходимо отметить желательность получения крупнокристаллических осадков, что достигается различными способами смешения продукционных и осаждающих растворов (капельным, струйным, сливанием объемных растворов и т.п.), регулированием их концентраций и температуры осаждения. Большие успехи в интенсификации последующих процессов обезвоживания осадков получены в результате применения реагентов-флокулянтов (полиакриламида, полиоксиэтилена, поливинилпиридина и др.), которые ускоряют процессы осаждения частиц в сгустителях в сотни и тысячи раз, положительно влияют на фильтрование сгущенных осадков, транспортировку сгущенных осадков по трубопроводам и заключительную сушку кеков фильтрования. Обычная влажность осадков сгустителей 50–60%, кеков фильтрования осадков – 2–20%, а высушенных продуктов – 3%. Для урановых химических концентратов сушку ведут до влажности 0.3% с последующим затариванием в герметически запаянные емкости.

4.8. СГУЩЕНИЕ И ФИЛЬТРОВАНИЕ

Процессы направлены на разделение твердой и жидкой фаз растворов и пульп. Следует отметить важность этих процессов для отделения готовых продуктов – химических осадков и пенных продуктов флотационных и флотационно-сорбционных процессов, для подготовки к другим операциям переработки растворов. При осуществлении менее дорогого сгущения (осветления, отстаивания) возможно получить осветленные сливы и осадок плотностью 50–60% твердого (рис. 4.4). Более дорогое фильтрование применяют для получения из осадков сгущения более плотного осадка – кека, содержащего до 20% влаги, и прозрачного фильтрата (рис. 4.5). Сливы сгущения и фильтраты являются продуктами

разделения твердой и жидкой фаз, пригодными для цементации, сорбции и жидкостной экстракции.

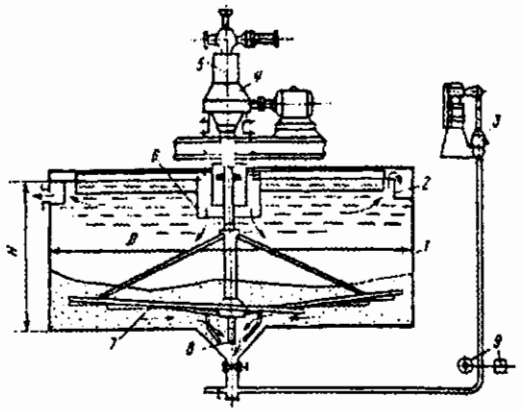


Рис. 4.4. Сгуститель:
1 – чан сгустителя; 2 – желоб для сбора слива; 3 – диафрагмовый насос; 4 – привод вращения гребковой рамы; 5 – привод подъема гребковой рамы при перегрузках сгустителя; 6 – стакан питания сгустителя; 7 – гребковая рама; 8 – рыхлители осадка; 9 – радиоизотопный плотномер осадка.

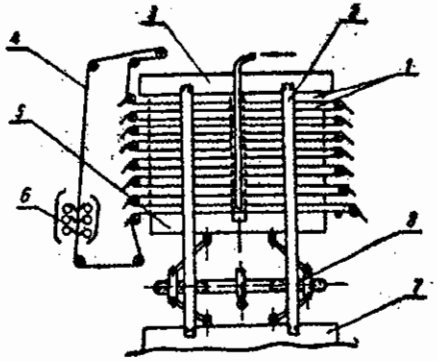


Рис. 4.5. Схема автоматического фильтр–пресса:
1 – фильтровальные плиты; 2 – рама; 3 – верхняя зажимная плита; 4 – фильтроткань; 5 – нижняя зажимная плита; 6 – камера регенерации фильтроткани; 7 – опорная плита; 8 – механизм зажима плит.

Производительность сгустителя прямо пропорциональна площади его свободной поверхности (зеркало сгустителя) и скорости свободного осаждения частиц крупностью менее 0.01 мм, определяемой по формуле Стокса (см/с): $v_0 = K_c \cdot d_э^2(\delta - \Delta) / 18\mu$, где K_c - коэффициент формы частиц; $d_э$ – их эквивалентный диаметр, см; δ – плотность частиц, г·см$^{-3}$; Δ – плотность среды; μ – вязкость среды, сантипуаз . В наибольшей степени на скорость осаждения частиц влияет их размер (эквивалентный диаметр).

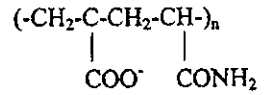
Поэтому укрупнение частиц за счет их коагуляции и флокуляции является наиболее важным способом интенсификация процессов осветления (сгущения). С достаточной точностью можно принять, что скорость стесненного осаждения частиц $v_{ст} = 0,5\ v_0$.

Фильтрование также может интенсифицироваться за счет флокулянтов и реагентов-гидрофобизаторов (керосин, скипидар).

4.9. КОАГУЛЯЦИЯ И ФЛОКУЛЯЦИЯ

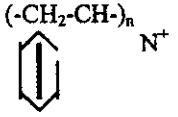
Коагуляция и флокуляция – это образование агрегатов отдельных частиц минералов или химических осадков под влиянием неорганических электролитов и водорастворимых полимеров анионного, катионного или неионогенного характера. Иногда заряд активных групп водорастворимых полимеров может быть катионно-анионным. Твердые частицы в пульпах и растворах обычно обладают электрокинетическим потенциалом ζ (зарядом), что является причиной устойчивости суспензий. Устойчивые суспензии, подобно коллоидам, плохо отстаиваются и фильтруются. Если снизить этот заряд, то частицы способны коагулировать, размеры частиц (вернее, агрегатов частиц) увеличиваются и скорость их осаждения возрастает. Ионы электролитов, противоположные по знаку заряда частицам, способны снижать ζ, вызывая коагуляцию частиц и ускоряя их осаждение в сгустителях, отстойниках и прудках осветления. Для отрицательно заряженных частиц коагулирующими ионами являются катионы Fe, Ca, Mg и т.п. Обычно используют наиболее дешевые коагулянты - известь, квасцы, отходы титанового производства, содержащие $FeCl_3$. Коагулирующая сила ионов возрастает в большей степени, чем их валентность, например, в ряду Th^{4+}, Al^{3+}, Ca^{2+}, Na^+ требуемые концентрации для коагуляции относятся примерно как 1, 10, 100 и 1000 (правило Шульце–Гарди). Соответственно, полимерные электролиты несравненно более эффектины, чем простые электролиты, поскольку число зарядов на полиионе намного превышает число зарядов любого простого иона. Поэтому, несмотря на существенно большую стоимость полимерных веществ, их применять выгоднее, вследствие микроколичеств, требуемых для коагуляции (первые граммы на тонну твердого вместо килограммов для простых электролитов – извести, квасцов, хлорного железа). Однако механизм действия водорастворимых полимерных

веществ не ограничивается снижением заряда частиц. Ассоциаты полимерных *флокулянтов* связывают частицы между собой и за счет этого флокулы обладают большей прочностью, чем агрегаты частиц, образующиеся при коагуляции [18]. Флокулянты оказались наиболее мощным средством интенсификации процессов сгущения и фильтрования. Главное, резко улучшается качество сливов сгустителей и отстойников, фильтратов. Улучшаются процессы цементации, сорбции и жидкостной экстракции. К числу наиболее эффективных флокулянтов относятся такие вещества, как полиакриламид, с молекулярной массой свыше 10^6 и степенью полимеризации n > 30 тыс.:



В этом флокулянте катионно-анионного типа диссоциация карбоксильной группы $-COO^-$ в кислой среде подавляется, и она превращается в группу -COOH, а аминогруппа $-CONH_2$ в этих условиях преобразуется в катионную форму $-CONH_3^+$. В щелочной среде сохраняется без изменений аминогруппа и проявляются анионные свойства карбоксильной группы. Поэтому полиакриламид используется для флокуляции отрицательно заряженных частиц в кислой среде и положительно заряженных – в щелочной.

Индифферентен к заряду частиц неионогенный полиоксиэтилен: $(-CH_2-CH_2-O-)_n$ – более универсальный флокулянт. Сильно-основные катионные флокулянты типа поливинилпиридиния:



сохраняют катионные свойства в любых средах и хорошо флокулируют отрицательно заряженные частицы глин, кварца, шеелита и т.п. [18].

4.10. ФЛОТАЦИЯ ОСАДКОВ

В связи с определенными затруднениями в осуществлении процессов разделения твердой и жидкой фаз отстаиванием и фильтрованием (большие задалживаемые площади, сложность фильтровального оборудования, сложность отделения тонких и коллоидальных шламов) неполностью решаемые применением флокулянтов и гидрофобизаторов, получили развитие флотационные методы отделения осадков – *флотация осадков, флотация коллоидов*. **Флотация осадков – это процесс, который включает концентрирование ионных частиц с образованием различного типа осадков и удаление их из разбавленной водной дисперсии пузырьками воздуха.** Металлы отделяют флотацией в форме их гидроксидов, сульфидов и комплексных соединений [20, 23]. Сорбционно-коллоидная флотация предназначена для флотационного отделения от раствора коллоидных частиц. Часто этот процесс совмещают с соосаждением коллоидов с продуктами гидролиза солей трехвалентных металлов, обычно $FeCl_3$ или $Al_2(SO_4)_3$, и производят последующую флотацию с применением соответствующих флотационных реагентов.

Было найдено, что Ni^{2+} флотировался только при pH образования его гидроокиси. В этих условиях можно отделить никель от ионов железа флотацией. Кобальт извлекали из водных растворов флотацией в кислой среде после предварительного осаждения его сернистым натрием в виде CoS. В щелочной среде извлечение кобальта было высоким, так как в этом случае также извлекался кобальт в виде $Co(OH)_2$. В качестве собирателя рекомендован додециламин. Осадительная флотация кобальта более эффективна, чем ионная флотация Co в кислотной среде додецилсульфатом натрия. Проведена работа по флотации осадков свинца в виде $Pb(OH)_2$ додециламином и отделению осадков CuS от ZnS.

4.11. ЦЕМЕНТАЦИЯ

Осаждение меди **цементацией на железе** (стружка, обрезки, консервные банки и т.п.) из сернокислотных растворов, золота и серебра **цементацией на цинке** из цианидных растворов – наиболее распространенные и простые способы извлечения этих металлов из бедных геотехнологических растворов, получаемых при выщелачивании забалансового сырья [13]. **Цементация – электрохимический процесс, протекающий на поверхности металлических частиц с растворенными ионами, при котором происходит растворение металла (железа, цинка) и вытеснение из раствора в осадок меди, золота, серебра:**

$$CuSO_4 + Fe \Rightarrow Cu + Fe\,SO_4;$$
$$2Na[Au(CN)_2] + Zn \Rightarrow 2Au + Na_2[Zn(CN)_4];$$
$$2Na[Ag(CN)_2] + Zn \Rightarrow 2Ag + Na_2[Zn(CN)_4].$$

Термодинамика процесса цементации связана с различиями в величинах нормальных потенциалов осаждаемых металлов и металлов-осадителей. Согласно ряду напряжений любой металл с более электроотрицательным потенциалом способен вытеснять другие менее электроотрицательные металлы (табл. 4.2). Любой металл, находящийся левее других металлов, более растворим и вытесняет последние из раствора, осаж-

дая их. Так, медь будет осаждать золото, серебро, и т.д. Магний или алюминий осаждают золото и серебро сильнее, чем цинк.

Цементация меди. В реальных условиях, помимо осаждения меди, в процессе цементации протекает ряд других реакций, в числе которых: $2Fe^{3+} + Fe \Rightarrow 3Fe^{2+}$ и $H^+ + Fe \Rightarrow Fe^{2+} + H_2$, которые ведут к непроизводительной затрате железа. Поэтому потребление железа составляет от 1.2 до 3 кг на 1 кг осаждаемой меди, по сравнению с теоретически необходимым (0.88 единиц на единицу меди). Снижается также полнота осаждения меди. В связи с этим требуется перед цементацией удалять трехвалентное железо из раствора путем осаждения его гидроксидов, образующихся в результате гидролиза.

Таблица 4.2

Стандартные потенциалы некоторых элементов медьсодержащих растворов [7]

Электрод	E°, В	Электрод	E°, В	Электрод	E°, В
Mg/Mg^{2+}	-2.36	Fe/Fe^{3+}	-0.03	Au/Au^{3+}	1.49
Al/Al^{3+}	-1.66	Cu/Cu^{2+}	0.34	Au/Au^{+}	1.69
Zn/Zn^{2+}	-0.76	Cu/Cu^{+}	0.52	S/S^{2-}	0.48
Fe/Fe^{2+}	-0.44	Ag/Ag^{+}	0.79	O_2/OH	0.41

Обычно необходимо поддерживать pH раствора в пределах 2.5–3. Это обеспечивает гидролиз и осаждение трехвалентного железа и наиболее эффективную цементацию меди. В процессах подготовки раствора путем осаждения также удаляются частицы шлама, которые при цементации экранируют поверхность частиц железа. Для интенсификации осаждения частиц применяются флокулянты (полиакриламид, поливинилпиридиний, полиоксиэтилен – выбор определяется зарядом частиц шламов). Остающееся двухвалентное железо в оборотных растворах после цементации также наиболее просто удаляется путем окисления при длительной выдержке в прудках-накопителях и последующего осаждения гидроксидов $Fe(OH)_3$. Здесь уместно подчеркнуть эффективность использования для этих целей бактериального окисления $FeSO_4$ до $Fe_2(SO_4)_3$ с использованием *Thiobacillus ferrooxidans*.

Для цементации меди применяют железный скрап: стружку, обрезки проволоки. Стружку предварительно дробят, а проволочные обрезки измельчают, что увеличивает поверхность частиц. К недостаткам этих осадителей относится непостоянство химического состава, наличие масла, лака, затрудняющих управление процессом. Более эффективно использование губчатого железа или железного порошка, широко применяющихся при схеме выщелачивание – цементация – флотация. Эта схема реализована на ряде обогатительных фабрик цветной металлургии (Алмалыкская, Балхашская и др.). При этом выщелачиваются окисленные минералы меди, а затем производится ее цементация на порошке железа и флотационное извлечение вместе с сульфидными минералами

меди. Все операции проводятся в обычных флотационных машинах и контактных чанах, имеющихся на фабриках. Однако порошковое железо стоит дороже железного скрапа – стружек, обрезков жести, консервных банок и т.п. На участках подземного и кучного выщелачивания в случае применения для цементации порошкового железа вместо простых проточных цементационных желобов или камер с ложными днищами, на которые загружают скрап, используются аппараты с интенсивным гидродинамическим режимом для поддержания осадителя во взвешенном состоянии – *конусные цементаторы* (рис. 4.6, 4.7).

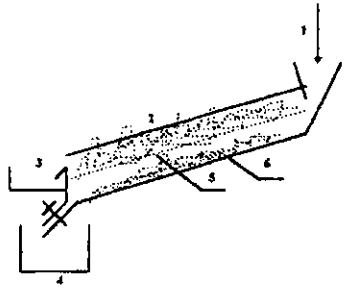


Рис. 4.6. Цементационный желоб: 1 – подача продукционного раствора; 2 – железный скрап; 3 – желоб для сбора сбросных растворов; 4 – приемник цементной меди; 5 – решетка; 6 – цементная медь.

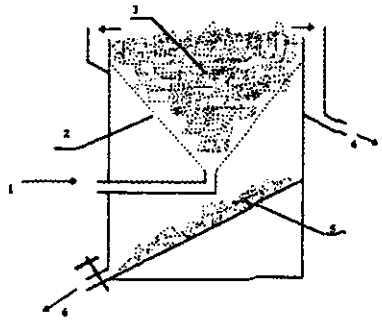


Рис 4.7. Цементационный конус: 1 – подача продукционного раствора; 2 – сетка; 3 – железный порошок; 4 – сбросные растворы; 5 – цементная медь; 6 – выпуск цементной меди.

Цементация золота и серебра.

Процесс *цементации* заключается в образовании осадков металлов из их растворов за счет вытеснения этих металлов из раствора другими более электроотрицательными металлами. Он известен с давних времен, но стал конкурентоспособным и эффективным при цементации золота и серебра в результате использования цинка в виде тонкого порошка в 1904 г. (C.W. Merrill). Схема цепи аппаратов цементации представлена на рис. 4.8. В ряду напряжений металлов в цианистых растворах (табл. 4.3) потенциал цинка более отрицателен, чем потенциал золота и серебра. Золото и серебро осаждаются полностью. Протекают также побочные реакции вытеснения водорода цинком, восстановления кислорода, присутствующего при цианировании, а также образование цианидов цинка $Zn(CN)_4^{2-}$. По сравнению с теоретически потребным цинком (0.19 г на 1 г Au) на практике его расход в десятки раз выше. Электрохимический процесс цементации золота может быть уподоблен работе гальванического микроэлемента. При погружении металлического цинка в циани-

стый раствор между цинком и раствором происходит обмен ионов, в результате которого на анодных участках цинка происходит его ионизация, а на катодных – восстановление золота, кислорода и воды. Электроны при этом перетекают по металлу от анодных участков к катодным. Для повышения скорости осаждения применяется прием, заключающийся в увеличении катодной поверхности предварительным освинцованием металлического цинка. Для этого цинк обрабатывают растворимой солью свинца (уксусно- или азотнокислой). На поверхности цинка образуется рыхлый губчатый слой металлического свинца, имеющий очень большую удельную поверхность. Для предотвращения обратного растворения золота и других благородных металлов растворы перед цементацией деаэрируют, а затем просачивают через слой дисперсного цинка. При недостаточной концентрации цианида и щелочи образуются гидроксиды и цианиды цинка, которые отлагаются совместно на поверхности частиц цинка в виде белого осадка, затрудняя процесс цементации. Однако при чрезмерно высоких концентрациях цианида и щелочи интенсифицируются реакции растворения цинка. Как следствие, увеличивается его расход, а также расход щелочи и цианида.

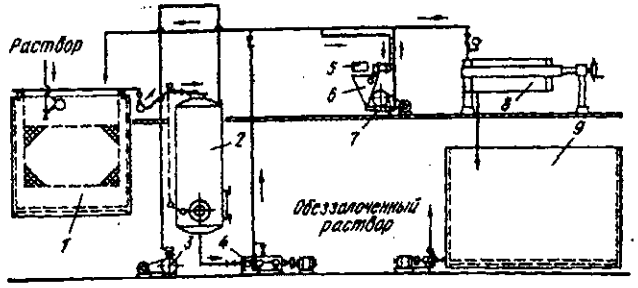


Рис. 4.8. Цепь аппаратов для осаждения золота цинковой пылью с применением фильтр-пресса:
1 – рамный осветлитель; 2 – вакуум-ресивер; 3 – вакуум-насос; *4* – центробежный насос с гидравлическим затвором; *5* – питатель цинковой пыли; *6*– смеситель; 7 – плунжерный насос; 8 – осадительный фильтр-пресс; *9*– чан обеззолоченного раствора

Для осаждения золота из необескислороженных растворов условием, препятствующим образованию белого осадка, является концентрация цианида 0,05–0,08% и столько же щелочи. Для предварительно деаэрированных растворов концентрацию каждого из этих реагентов можно снизить до 0,02–0,03%.

$$2Cu(CN)_3^{2-} + Zn \Rightarrow 2Cu + Zn(CN)_4^{2-} + 2CN^-$$

Таблица 4.3

Потенциалы металлов в цианистых растворах [13]

Электрод	E, В	Электрод	E, В
Fe/Fe^{2+}	-1.5	Cu/Cu^{+}	-0.87
Zn/Zn^{2+}	-1.26	Pd/Pd^{2+}	-0.71
Cu/Cu^{2+}	-1.15	Pt/Pt^{2+}	-0.60
Ni/Ni^{2+}	-1.08	Au/Au^{+}	-0.54
Cd/Cd^{2+}	-0.95	Ag/Ag^{+}	-0.31

Некоторые примеси в растворе образуют на поверхности цинка плотные пленки, препятствующие цементации благородных металлов. Так, щелочные сульфиды дают пленки сульфидов свинца и цинка. Мышьяк дает пленки арсената кальция. Вредное влияние оказывает коллоидная кремнекислота, образующая силикат кальция в присутствии извести . Медь в виде аниона $Cu(CN)_3^{2-}$ легко вытесняется цинком, образуя на его поверхности пленку меди.

4.12. ПЕРЕРАБОТКА ЦИАНИСТЫХ ОСАДКОВ

При осаждении благородных металлов цинковой пылью получают сложные по составу шламы. Наряду с золотом и серебром в них содержится избыток цинка, свинец, гидроксид и карбонат цинка, цианид цинка, карбонат и сульфат кальция, соединения меди, железа, мышьяка, сурьмы, селена, теллура. В небольших количествах присутствуют оксиды кальция, алюминия, кремния. Даже при ничтожных содержаниях в исходной руде никеля, кобальта, вольфрама, молибдена и др. элементов они могут концентрироваться в шламах. Наиболее распространен способ кислотной обработки осадка, прокалки (сушки) и плавки его на золото-серебряный сплав. При обработке кислотой удаляется основная масса цинка и других кислоторастворимых соединений. Операция сопровождается выделением ядовитых газов (HCN, AsH_3, SbH_3). Отсюда – необходимость герметизации и мощной вентиляции.

4.13. ГАЛЬВАНОХИМИЧЕСКОЕ ИЗВЛЕЧЕНИЕ МЕТАЛЛОВ И ДРУГИХ ВЕЩЕСТВ ИЗ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ

Гальванохимическая обработка является родственным цементации электрохимическим процессом, альтернативным для существующих процессов извлечения металлов Cu, Cr, Mo, W, Ni, Zn, As, Pb, U [25-29]. **В основу этого процесса положен принцип работы короткозамкнуто-**

го гальванического элемента на контакте смеси токопроводящих материалов (железококс, алюминий–кокс, железо–медь), образующих множество гальванопар. За счет разности электрохимических потенциалов без наложения тока от внешнего источника железо (алюминий) поляризуются анодно и переходят в раствор. Кокс (медь) в гальванопаре поляризуются катодно. Кислород восстанавливается на катоде до гидроксильных ионов. В присутствии кислорода на катоде протекает реакция: $2H_2O + O_2 + 4e^- = 4OH^-$ и $Me^{n+} + ne^- = Me$. На аноде идет реакция: $Fe + 2OH^- = Fe(OH)_2 + 2e^-$; и далее: $4Fe(OH)_2 + O_2 = 4FeOOH + 2H_2O$. При достижении в растворе мольного соотношения Fe(III):Fe(II) = 3:1 образуется магнетит: $Fe^{2+} + 2Fe^{3+} + 8OH^- = Fe_3O_4 + 4H_2O$.

Происходит контактное вытеснение металлов (цементация), восстановление цветных металлов и поливалентных анионов, а также захват образующимся оксигидратом железа путем соосаждения, ионного обмена, комплексообразования, сорбции примесей на свежеобразованных поверхностях гидроксидов железа (алюминия), включение анионов в коллоидную мицеллу гидроксидов железа с образованием нерастворимых оксигидроксидкомплексов. Основной вклад в осаждение металлов из растворов при гальваноочистке принадлежит гидролитическому осаждению примесей и сорбции на оксигидрате железа. Растворенные примеси переводятся в твердофазные осадки цветных металлов. Микротоки, образующиеся в поле гальванопары, губительно действуют на патогенную микрофлору сточных вод, тем самым обеспечивая глубокое их обеззараживание. В основу создания бессточных систем водопользования закладываются двухстадийные схемы очистки сточных вод с использованием гальванопар железо–кокс для удаления катионов и алюминий (сплав Д19Д16)–кокс для удаления анионов, что обеспечивает снижение общего солесодержания на 60–75% и достижения ПДК по токсичным компонентам. Например, осадок гальванопары алюминий–кокс не содержит токсичных компонентов и представлен оксисульфатами алюминия типа $Al_2(OH)_2(SO_4)_2$ и $Al_2(OH)_4SO_4$. Данный продукт используется в качестве коагулянта при очистке бытовых сточных вод, а также при производстве керамики и цемента. Использована возможность увеличения плотности тока в поле гальванопары за счет таких материалов в качестве катода, которые имели бы более положительный стандартный потенциал, чем медь (+0.22 В), а также получения в поле гальванопары железосодержащего коагулянта с более высоким содержанием железа. Обработку ведут с использованием катода, выполненного в виде механической смеси кокса с пиролюзитом в соотношении (2-3):1. Для очистки от фенола использовали в качестве анода пиролюзит, а катодом служили перфорированные пластины из нержавеющей стали 12Х18Н10Т. В таблицах 4.4, 4,5 показаны результаты гальванохимической очистки, полученные на различных технологических растворах, оборотных, сточных и шахтных во-

дах в ряде организаций: «Казмеханобр», Иреа-Пензмаш, МИСиС, «Интер-Эко», Союзцветметовтаматика, ВНИИ химической технологии, ИПКОН РАН, в Новосибирском государственном проектно-изыскательном институте «ВНИПИЭТ», Бурятском институте естественных наук СО РАН. Созданы установки, сочетающие высокую эффективность очистки сточных вод с простотой аппаратного оформления, компактностью оборудования и соответственно малыми производственными площадями, различной производительностью и степенью автоматизации. Интенсивность процесса связана с эффективностью обновления поверхности гальванопар и подачи в процесс воздуха в диспергированном виде. Конструирование аппаратуры направлено, в основном, на создание устройств для обновления поверхности гальванопар с использованием пульсации воздуха, вибрации, контакта гальванопары с воздухом с одновременным перемешиванием, перемещение и вибрации гальванопары и подачи воздуха, устройств для перемешивания и флотации. Созданы конструкции устройств и аппаратов – проточные колонного или барабанного типа с механическими перемешивающими устройствами (шнеки, лопастные и др.); пневмопульсационные устройства с различным размещением подачи воздуха, с возможностью поворота их на 180^0 [27-28]; автоматизированный гибкий технологический комплекс, включающий новую установку коагуляционной очистки, установки для подготовки потока к очистке и системы автоматики. Комплекс позволяет производить очистку стоков до норм ПДК по меди, хрому и другим металлам (Рис. 4.9). Разработаны различные гальванохимические флотаторы [25-29]. Гальванофлотатор, снабженный пульсационным диспергатором воздуха, способным насыщать растворы тонкодиспергированным воздухом и одновременно сообщать гальванопаре низкочистотные колебания, представлен на рис. 4.10. Процесс *флотогальванокоагуляции* разработан во ВНИИХТе совместно со специалистами института «Гипромашобогащение» и ООО «Экотехмаш» [25].

Таблица 4.4

Удаление ионов металлов из сточных вод методом гальванохимической очистки

Ионы металлов	Расход раствора, $м^3 \cdot ч^{-1}$	Концентрация металлов, $мг \cdot дм^{-3}$		Степень очистки, %
		Исходная	Остаточная	
Медь	4-5	4-3, 6; -	0.1-0.15; 0.02	97.5-95.8
Медь	3.0-4.0-6.0	0.44-0.29-0.44	0.007-0-0.007	
Двухстадийная очистка с известкованием, сумма металла, $мг \cdot дм^3$				
Медь	4.0-6.0-10.0	2.6-4.52-3.70	0.005-0.015-0.07	99.9-99.6-98.1
Хром	4-5	17.3 - 42.5	0.12-0.06	99.30-99.86
Cr^{6+}	4-5	15.5-38.6	0	100
Mo, W		20-90		Mo-85; W-95.

Ионы металлов	Расход раствора, $м^3 \cdot ч^{-1}$	Концентрация металлов, $мг \cdot дм^{-3}$		Степень очистки, %
		Исходная	Остаточная	
Мышьяк	2.2-1.95-2.4-2.3 ($л \cdot ч^{-1}$)	317-260-326-230	2-3-3-3	99.3-98.8-99.1-99.9
Мышьяк		-; 0.1-10; 55	0.2;0.01;0.1-0.07	
Цинк		120	0	100
Цинк	3.0-4.0-6.0-10.0	0.07-1.74-2.1-1.2;	0.055-0.061-0.033-0.029; 0.2	
Никель		100;121	0;4.2-0.3	100;
Никель	3.0-4.0-6.0-10.0	0.94-1.31-0.78-0.78;	0.056-0.036-0.094-0.127; <0.2	
Кадмий		-	0.01	
Кобальт		-; 98	0.03; 6.3-4.2	
Железо			0.05	
Кальций		110	55	
Уран U^{238} Бк/л		29-2.1-25.7-18.4	2.4-0.1-0.1-0.1	12-21-257-184
Плутоний Pu^{239}		$2.1 \cdot 10^4$-$7.8 \cdot 10^6$-$1,1 \cdot 10^5$-$3.2 \cdot 10^5$	$6.8 \cdot 10^2$-$7.8 \cdot 10^4$-$0.8 \cdot 10^2$-$2.4 \cdot 10^4$	30.9-100-1375-13.3
Америций Am^{241}, Бк/л		$1.3 \cdot 10^4$-$9.0 \cdot 10^4$-$1.2 \cdot 10^6$-$1.38 \cdot 10^7$	$1.2 \cdot 10^3$-$8.0 \cdot 10^3$-$6.4 \cdot 10^5$-$5.1 \cdot 10^6$	10.8-11.2-1.9-2.7
Свинец		10-50; 0.6	0.01	100
Олово Sn^{2+}		0.5	отсутств.	100
Железо Fe^{2+}		24.0	0.15	99.4
Алюминий Al^{3+}		26.6	1.9	92.2

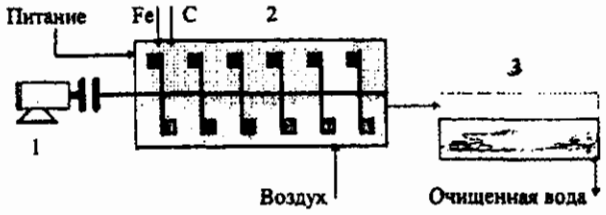


Рис.4.9. Узел гальванохимической обработки автоматизированного комплекса «Союзцветметавтоматика»:

1 – привод; 2 – реактор; 3 – фильтр.

Барабанный реактор: Q = 3 $м^3 \cdot ч^{-1}$; Fe - 0,3 $м^3$; q_{Fe} = 0,2 $кг \cdot м^{-3}$; Эл. энерг = 0,15 $квт.ч \cdot м^{-3}$; L:B:H = 1600x1000x1000. Фильтр: Q = 1 $м^3 \cdot ч^{-1}$; абсол. тонкость фильтрования. 10^{-3}мм; LxBxH = 1000x800x640. Питание: pH 4,5; Eh 350. Очищенная вода: pH 7; Eh 140.

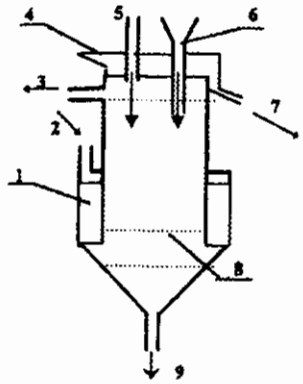


Рис.4.10. Аппарат для гальванофлотации: 1 – диспергатор; 2 – подача пульсирующего потока воздуха; 3 – патрубок вывода очищаемых вод; 4 – приемник пенного продукта; 5 – патрубок ввода растворов;6 – загрузочная воронка для гальваномассы; 7 – разгрузка пенного продукта;.8 – сетки; 9 – выпуск осадка

Очищаемые воды одновременно контактируют с развитой поверхностью пузырьков газа при интенсивной циркуляции потока через насадку короткозамкнутых гальванических элементов.

Таблица 4.5

Изменение содержания анионов и других веществ при гальванохимической очистке

Удаляемые вещества	Время обработки, мин	Концентрация, $мг \cdot л^{-1}$		Степень очистки, %
		Исходная	Остаточная	
Сульфат-ионы SO_4^{2-}		210-96-48-20	104-48-0-0	50-50-100-100
Ксантогенат	10-20	25	2.4-0	90-100
Олеат натрия	10-20	96.0	8.5-0	94-100
Сернистый натрий	10-20	491	99.1-0	80-100
Керосин	10-20	336.0	2.8-0	99-100
Кремневая кислота	10-20	110	99.1-0	80-100
Цианид-ион CN^-			0.1; 0.01	
Масло			2	

4.14. СОРБЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ МЕТАЛЛОВ

Сорбционные методы извлечения металлов из продукционных растворов (или просто **сорбция**) основаны на использовании синтетических и природных **ионообменников и сорбентов**. Наиболее ионообменная сорбция используется в технологии урана и золота. Другие виды сорбентов – активный уголь, минеральные сорбенты также иногда используются для извлечения золота из цианистых растворов и для очистки растворов и сточных вод от примесей металлов. Для них характерен смешанный ионно-молекулярный характер сорбции.

Сорбенты. Синтетические сорбционные смолы, характерны для технологии уран- и золотосодержащих растворов подземного и кучного выщелачивания. **Синтетические смолы** – это твердые высокомолекулярные вещества, нерастворимые в воде, органических средах, в водных растворах кислот, щелочей и солей. Ионообменные (активные) группы смол способны к обмену с катионами и анионами растворов. Широко распространены сополимеры стирола и дивинилбензола, образующие матрицу смолы. Дивинилбензол поперечно «сшивает» стирольные макромолекулы. Увеличение соотношения дивинилбензола к стиролу приводит к уменьшению пространственных размеров ячеек матрицы и упрочнению смолы. Но при этом уменьшается ее набухаемость и соответственно снижается скорость диффузии растворов внутрь зерен смолы. Матрица химически инактивна. Введение активных фиксированных на матрице ионообменных групп придает смолам катионообменные и/или анионообменные свойства. Наиболее часто в качестве фиксированных ионов служат у **катионитов** $-SO_3^-$, $-COO^-$, $-PO_3^{2-}$, у анионитов $-NH_3^+$, $=NH_2^+$, $\equiv NH^+$, $\equiv N^+$.

У **сильнокислотных катионитов** группы $-SO_3H$ или $-PO_3H_2$ проявляют катионообменные свойства в широком диапазоне pH. **Слабокислотные катиониты** с группами –COOH, проявляют ионообменные свойства только в щелочной среде.

Для извлечения урана и благородных металлов из продуктивных кислотных и карбонатных растворов используют *сильноосновные аниониты* с хорошо диссоциирующими активными группами четвертичных аммониевых R_4N+ или пиридиниевых оснований $\supset NR+$ или их солей:

$$[UO_2(SO_4)_3]^{4-} + 2\underline{(R_4N)_2SO_4} \Rightarrow \underline{(R_4N)_4[UO_2(SO_4)_3]} + 2SO_4^{2-};$$
$$[UO_2(CO_3)_2]^{2-} + 2\underline{(\supset NRCl)} \Rightarrow \underline{[UO_2(CO_3)_2](\supset NR)_2} + 2Cl^-;$$
$$\underline{[Au(CN)_2]^-} + R_4NCl \Rightarrow \underline{[Au(CN)_2]R_4N} + Cl^-.$$

Здесь и далее подчеркнута твердая фаза – сорбент. Отечественные марки сильноосновных анионитов гелевой структуры это – АМ, АМП, ВП-1А, ВП-3А, а макропористые – АМ-п, АМПп, ВП-1Ахх. Из *би- и полифункциональных анионитов* наиболее известны АМ-2Б, ЭДЭ-10П, АН-2Ф и среднеосновные – АМ-3, ВП-1п. Сильноосновные иониты способны к анионному обмену в кислотной и щелочной средах. Другие перечисленные аниониты отличаются малой зависимостью обменной емкости от присутствия кислот и солей, а также легче десорбируются [11, 13, 14].

Слабоосновные аниониты с группами первичных, вторичных или третичных аминов или пиридинов в кислой среде протонируются, образуя с анионами кислоты соответствующие ионообменные группы (Cl^-, NO_3^- и т.п.). В щелочной и нейтральной средах образовавшаяся соль

гидролизует, теряя присоединенную молекулу кислоты (HCl, HNO_3) и способность к ионообмену. Поэтому слабоосновные иониты можно использовать только в кислых средах.

Полифункциональные иониты содержат несколько видов активных групп (сильно- и слабоосновных и др.). К этой группе ионобменников относятся природные сорбенты (цеолиты, активные угли и др.). Перспективны карбоксильные амфолиты АМК, АМК–2 , ВПК, фосфор- и азотсодержащие амфолиты АФИ, ВПФ.

Распространение получили так называемые **макропористые** или **пористые иониты**, имеющие, в отличие от обычных (**гелевых**) сорбентов, развитую внутреннюю поверхность, что облегчает диффузию сорбируемых ионов к активным центрам. Поэтому макропористые иониты обладают повышенными кинетическими свойствами.

Ионообменные смолы изготовляют в виде гранул размером от 0.5 до 3 мм. Они характеризуются обменной емкостью, т.е. способностью к поглощению ионов единицей массы ионита (мг·экв·$г^{-1}$, мг·$г^{-1}$). Практические величины рабочей емкости пористых смол при переработке сравнительно бедных геотехнологических растворов составляют 15–30 кг урана или меди на 1 т смолы. Для золота эта величина в 3–5 раз меньше. В отличие от **химического осаждения** с большим расходом реагентов ионный обмен характерен малым расходом ионитов, большой селективностью и высокой степенью извлечения металлов, малым выходом побочных продуктов. Иониты служат многие годы, выдерживая многократные циклы сорбции–десорбции. Растворы после сорбционного извлечения из них металлов полностью пригодны для рециркуляции на кучное или подземное выщелачивание. Потери сорбентов связаны с их механическим и химическим разрушением, а также с растрескиванием и потерей прочности вследствие изменений осмотического давления при перемене концентрации реагентов при промывке, десорбции и повторном поступлении на сорбцию. Образующаяся при этом мелочь теряется в дренажных системах.

Следует отметить, что кинетика сорбционных процессов, как зависящая от диффузии ионов, прямо пропорциональна поверхности зерен ионитов F (уравнение Фика): $dQ/dt = DFdc/dx$, где Q – количество дифундирующих веществ, t – время, D – коэффициент диффузии, c – концентрация вещества в растворе и x – расстояние, проходимое веществом. Поэтому выгоднее иметь в процессе более мелкие зерна. Необходимость применения дренажных систем с ситами 0.1–0.2 мм не позволяет применять зерна менее 0.3 мм. При других способах отделения зерен сорбента от раствора, например при флотации, могут быть утилизированы более мелкие, дешевые фракции сорбентов. К таким способам использования сорбентов относится *сорбционная флотация* с использованием флотаци-

онных машин с декомпрессионным выделением мелкодисперсных воздушных пузырьков.

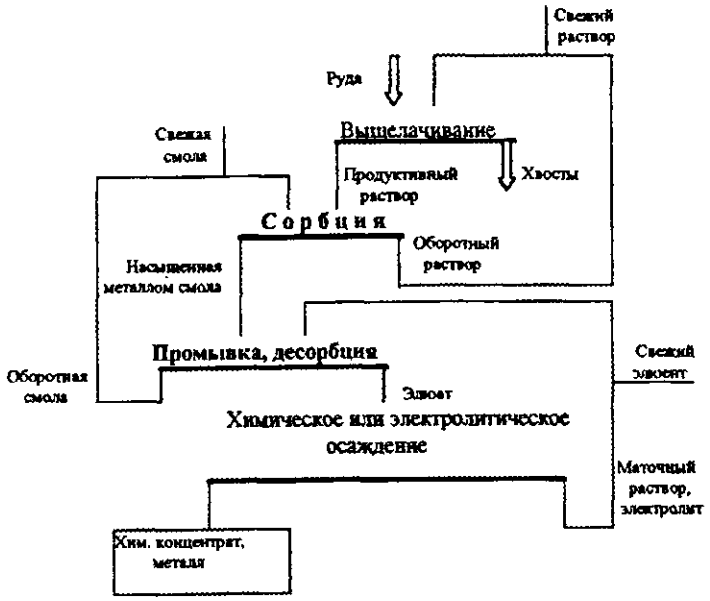


Рис 4.11. Сорбция и ее взаимосвязь с примыкающими к ней процессами

Технологическая схема сорбционной переработки растворов (сорбции) с применением синтетических сорбентов (ионообменных смол) состоит из собственно сорбции, последующей промывки смолы и десорбции металла (золота, урана), регенерации смолы (десорбции балластных примесей – железа, алюминия, кальция и др.).

На сорбцию поступает отрегенерированная смола из десорбции с небольшими добавками свежей смолы. Элюирование (десорбция) смолы производится маточными растворами из последующих процессов химического или электролитического осаждения металлов, либо оборотными растворами последущей жидкостной экстракции (рафинатами), также доукрепленными свежими элюентами. (рис. 4.11). Обычно растворы подземного и кучного выщелачивания перед сорбцией осветляются в прудках, либо в сгустителях и на фильтрах с целью освобождения от шламистых частиц, заиливающих смолу в сорбционных колонках. В эти процессы для их интенсификации подаются реагенты-флокулянты. Другие, не представленные на схеме процессы это – транспортировка и укладка руды, либо горно-подготовительные работы, укладка труб оросительной системы, организация орошения отвала (кучи), система дренажа

и сбора продуктивных растворов, а также ливневых и вешних переливов растворов, хранение и приготовление смолы, элюента, флокулянтов и др.

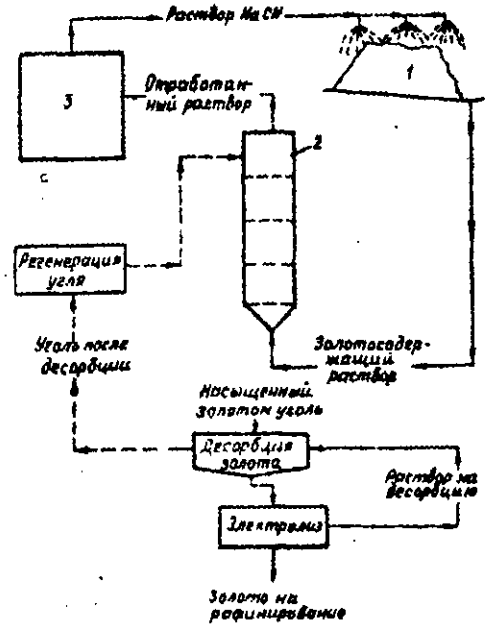


Рис. 4.12. Схема кучного выщелачивания золотосодержащих руд с сорбцией золота из растворов активированным углем: 1 - штабель (куча) руды; 2 - колонна с активированным углем; 3 - чан для цианистых растворов.

Для извлечения золота и некоторых примесей из цианидных растворов кучного выщелачивания в зарубежной практике наиболее часто применяют сорбцию на активированных углях с последующей десорбцией и электролитическим осаждением золота (рис. 4.12). [15]. Десорбцию проводят при высоких температуре и давлении, получая элюаты с содержанием 0.3–0.5 $г \cdot л^{-1}$.

4.15. ДЕСОРБЦИЯ

Многоступенчатый процесс, состоящий из промывки сорбента, собственно десорбции и регенерации – ***Десорбция, или элюирование,*** **является второй стадией сорбционного процесса, в котором сорбированные ионы вытесняются из ионита концентрированными растворами элюентов:**

$$\underline{(R_4N)_2[UO_2(SO_4)_2]} + 6NH_4Cl \Rightarrow 2\underline{R_4NCl} + (NH_4)_2[UO_2Cl_4] + 2(NH_4)_2SO_4;$$

$$RAu(CN)_2^- + CSN^- \Rightarrow RCSN + Au(CN)_2^-;$$

$$\underline{(RCOO)_2Cu} + 2NaCl \Rightarrow 2\underline{RCOONa} + CuCl_2.$$

Обычно для десорбции применяют нейтральные соли NaCl, Na_2SO_4, $NaNO_3$ и др. в растворах кислот HCl, H_2SO_4, HNO_3 или щелочей NaOH, NH_4OH с целью уменьшения химического разрушения сорбентов крепкими кислотами или щелочами. Однако при десорбции в схемах переработки продуктивных растворов кучного и подземного сернокислотного выщелачивания часто используют десорбцию только серной кислотой с целью предотвращения загрязнения оборотных растворов хлоридами и нитратами, а при содовом выщелачивании применяют содовую десорбцию.

Различают несколько видов десорбции – элюирование, вытеснение, конверсию, высаливание, экстракционное распределение и электрохимическую обработку. **Элюирование** – такая десорбция насыщенного ионита, при которой в качестве элюента применяется такой же реагент, как при выщелачивании, например десорбция уранил-сульфата серной кислотой (только более концентрированной, чем при выщелачивании):

$$\underline{(R_4N)_2[UO_2(SO_4)_2]} + H_2SO_4 \Rightarrow H_2[UO_2(SO_4)_2] + \underline{(R_4N)_2SO_4}.$$

При этом происходит регенерация сорбента и он приобретает ту же форму, какая была при сорбции, т.е. может быть возвращен на сорбцию без дополнительной обработки. Такой способ применяется для десорбции урана анионитом типа АМ, АМП, Дауэкс 1 и Амберлит IRA-400, насыщенных при переработке урансодержащих сернокислых продуктивных растворов подземного или кучного выщелачивания. Полученный *товарный элюент* обычно подвергается экстракционной очистке.

Вытеснение – десорбция ценного компонента более сорбируемым ионом или веществом. При этом сорбент приобретает солевую форму более сорбируемого иона и потребуется последующая специальная обработка сорбента для перевода его в более эффективную рабочую форму перед возвращением на сорбцию. Обычно для вытеснения применяют нейтральные соли NaCl, NH_4NO_3 в растворах кислот и щелочей с одноименными ионами HCl, HNO_3 либо NaOH, NH_4OH.

$$\underline{(R_4N)_2[UO_2(SO_4)_2]} + 2NH_4Cl + 2HCl \Rightarrow UO_2Cl_2 + \underline{2R_4NCl} + (NH_4)_2SO_4 + H_2SO_4.$$

Но нитратные и хлоридные ионы при попадании в сорбцию депрессируют процесс. Необходим перевод сорбента обратно в сульфатную форму.

Конверсия – это преобразование сорбированных ионов в другую форму непосредственно в сорбенте. Так, уранил-сульфатный комплекс преобразуется в хорошо растворимую хлоридную или нитратную форму, а затем десорбируется водой. При этом обеспечивается отделение урана от сорбированных примесей железа, фосфат- и сульфат-ионов.

Высаливание заключается в обработке сорбента концентрированными растворами хорошо растворимых солей, содержащих ионы, одинаковые с десорбируемыми ионами. При этом за счет превышения произведения растворимости десорбируемых ионов они выпадают в осадок. Например, произведение растворимости уранилдикарбоната $\Pi_p = [NH_4]^2[UO_2][CO_3]^2$. Углекислый аммоний высаливает в осадок соединение $(NH_4)_2[UO_2(CO_3)_2]$ вследствие присутствия в растворе избытка ионов NH_4^+ и CO_3^{2-} от хорошо растворимого углекислого аммония. Такое осаждение интересно тем, что прокаливание соли уранилдикарбоната аммония при температуре 700-900°C позволяет получить концентрат урана в виде товарного продукта – закиси-окиси урана. Все остальные продукты реакции – газы и пар:

$$3(NH_4)_2[UO_2(CO_3)_2] \Rightarrow U_3O_8 + 4NH_3\uparrow + 6CO_2\uparrow + N_2\uparrow + 4H_2O\uparrow + 2H_2\uparrow.$$

За счет диссоциации NH_3 и выделения водорода происходит частичное восстановление UO_3 до UO_2.

Экстракционная десорбция заключается в использовании различных органических экстрагентов для десорбции металлов из ионита. При этом уменьшается механическое разрушение сорбента за счет резких изменений осмотического давления внутри зерен смолы при изменении концентрации элюирующих водных растворов по сравнению с концентрацией в процессе сорбции.

Электролитическое элюирование заключается в электролитическом вытеснении и осаждении сорбированных ионов.

Таблица 4.6

Основные стадии десорбции золота из анионита АМ-2Б [14]

Операция	Назначение	Состав раствора	$V_p/V_{см}$
Обработка цианидом	Десорбция Fe, Cu	30-50 г·л$^{-1}$ NaCN	4-5
Промывка водой	Отмывка цианида	Вода	3-5
Кислотная обработка	Десорбция Ni, Zn, CN^-	20-30 г·л$^{-1}$ H_2SO_4	4-6
Сорбция тиомочевины	Подготовка ионита к десорбции золота	80-90 г·л$^{-1}$ $CS(NH_2)_2^+$ 20-30 г·л$^{-1}$ H_2SO_4	1-1,5
Десорбция золота	Получение товарного регенерата	80-90 г·л$^{-1}$ $CS(NH_2)_2^+$ 20-30 г·л$^{-1}$ H_2SO_4	4-5
Промывка водой	Отмывка тиомочевины	Вода	3-5
Щелочная обработка	Десорбция Zn, Al, SiO_2, As, S, восстановление пористой структуры, перевод ионита в OH-форму	20-40 г·л$^{-1}$ NaOH	4-5
Промывка водой	Отмывка от щелочи	Вода	3-5

Десорбция золота. Насыщенный ионит, помимо золота и серебра, содержит значительное количество примесей – железа, меди, цинка, никеля, ионов CN^- и др. Поэтому помимо десорбции золота проводят также очистку ионита от примесей – регенерацию. Эффективным десорбентом золота являются сернокислые растворы тиомочевины $CS(NH_2)_2$. При этом образуется катионный комплекс золота с тиомочевиной, который не удерживается анионитами:

$$2R_4N[Au(CN)_2] + 2CS(NH_2)_2 + H_2SO_4 \Rightarrow (R_4N)_2SO_4 + 2Au[CS(NH_2)_2]^+ + 2CN^- + 2HCN\uparrow.$$

В кислой среде выделяется летучая синильная кислота и реакция смещается вправо. Помимо золота в тиомочевинный раствор переводятся серебро и медь. На первой стадии ионит насыщается тиомочевиной и золото не десорбируется (табл. 4.6).

Первую стадию десорбции железа проводят крепким раствором цианистого натрия:

$$\underline{(R_4N)_4[Fe(CN)_6]} + 4CN^- \Rightarrow [Fe(CN)_6]^{4-} + 4\underline{R_4NCN.}$$

Кроме железа при этом десорбируется медь $[Cu(CN)_4]^{3-}$, частично кобальт и цинк $[Zn(CN)_4]^{2-}$, а также небольшое количество золота и серебра $[Ag(CN)_2]^-$. Поэтому эту порцию элюата используют в обороте. При десорбции золота получают *товарный регенерат,* направляемый на осаждение золота.

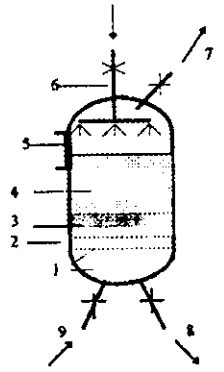


Рис. 4.13. Сорбционный фильтр: 1 – дренажная решетка, фильтроткань; 2 – гравий; 3 – песок; 4 – ионит; 5 – люк для загрузки ионита; 6 - распределительная система продуктивных растворов; 7 - продуктивные растворы; 8 - выпуск промывных, регенерирующих растворов; 9 - хвостовые растворы; 10 - подача промывных, регенерирующих растворов.

Сорбционные аппараты. В практике переработки продуктивных растворов подземного и кучного выщелачивания чаще всего применяются сорбционные фильтры и сорбционные колонны типа СНК и ПИК. Сорбционные фильтры (рис. 4.13) используют для очистки продуктивных растворов от балластных металлов, для попутного извлечения др. металлов из золото- уран- и медьсодержащих продуктивных растворов, а также

для доизвлечения металлов из малоконцентрированных растворов в подземных сорбционных установках (рис. 4.14), для очистки шахтных вод и ливневых стоков.

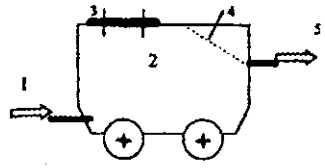


Рис. 4.14. Сорбционный фильтр для извлечения металлов в подземных установках: 1 – подача продуктивных растворов, 2 – сорбент, 3 – люк для загрузки сорбента, 4 – дренажная сетка, 5 – хвостовые растворы.

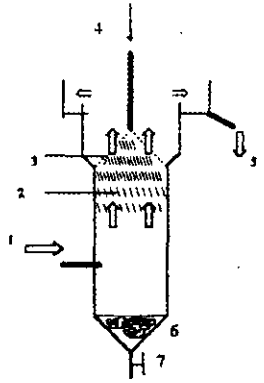


Рис.4.15. Сорбционная колонна СНК: 1 – подача продуктивного раствора, 2 – ионит, 3 – дренажная сетка, 4 – загрузка ионообменника, 5 – разгрузка раствора, 6 – шламы, 7 – выпуск шламов и сорбента

Колонны СНК – наиболее распространенный вид аппаратов участков кучного и подземного выщелачивания (рис. 4.15). Слой смолы поджимается к сетке восходящим потоком продуктивных растворов и за счет неравномерности потока смола разрыхляется, образуя псевдовзвешенный слой. Твердые частицы шлама выпадают в низ колонны и периодически выгружаются. Этот же патрубок для выпуска шламов используется и для выпуска смолы по мере необходимости. Догрузка смолы производится через верхний патрубок из воронки (бункера) свежей или отрегенерированной смолы.

Сорбция катионов металла отходами производства. Наряду с использованием синтетических ионитов, активированного угля в ряде случаев выгодно применить в качестве сорбентов некоторые отходы. Так, зола электростанций и красный шлам пригодны для удаления никеля из водных растворов, как наиболее дешевый сорбционный материал [20, 24]. Учитывая, что содержание CaO в золе достаточно высокое, это вызывает увеличение pH и осаждение никеля. Удаление осадка (отделение твердого от жидкого) возможно седиментацией, фильтрованием и флотацией. Последний процесс, сочетающий сорбцию и последующую флота-

цию сорбентов назван *сорбционной флотацией*. Цеолит более эффективен для удаления никеля, особенно при низком pH, но, естественно, он дороже. Красный шлам действует одновременно как регулятор щелочности, вызывая осаждение никеля в виде гидроокиси никеля и как коагулянт тонких частиц. Например, для 50 мг·л$^{-1}$ Ni^{2+} была достигнута остаточная концентрация никеля 1 мг·л$^{-1}$ при добавлении 7 г·л$^{-1}$ красного шлама.

4.16. ФЛОТАЦИОННЫЕ СПОСОБЫ ОТДЕЛЕНИЯ СОРБЕНТОВ

Сорбционная флотация **– комбинированный процесс для удаления катионов металлов из разбавленных водных растворов включает предварительную сорбцию на сорбенте с последующей флотацией сорбента, нагруженного катионами металла [20, 23]. Если используют сорбенты на основе биомассы микроорганизмов, то в этом случае имеют дело с *биосорбционной флотацией*.**

Флотация активированного угля, насыщенного золотом. Исследовано выделение нагруженного сорбированными комплексами золота(I) активированного угля из растворов флотацией. Были оценены физико-химические свойства реагентов и влияние значений pH на извлечение золота (I) из раствора. В работе [19] систематически изучена флотация порошка активированного угля (ПАУ) с сорбированным тиомочевинным комплексом золота(I). Результаты отделения ПАУ, нагруженного золотом(I), путем его флотации из пиритных хвостов, были обобщены Ван Асвегеном [31]. Порошок активированного угля имеет ряд преимуществ по сравнению с гранулированным углем в связи с его большой поверхностью сорбции и дешевизной. Однако ряд ограничений препятствует широкому использованию ПАУ. Главные из них связаны с трудностями его отделения от жидкости, невозможностью использования простого просеивания и регенерации тонкого материала.

Выделение ПАУ из водных растворов флотацией нужно рассматривать как конкурентоспособный, относительно дешевый, эффективный и быстрый процесс. В ранних публикациях представлена флотация активированного угля как сорбента фенола, хрома(VI), кадмия(II), свинца(II) [15-23].

Для сорбции комплекса золота(I) на ПАУ раствор контактировали с ПАУ крупностью от 5 до 100 μм в течение 10 мин. Кондиционирование нагруженного сорбированным золотом(I) ПАУ с собирателем продолжали 10 мин [23]. Для флотации использовали в качестве собирателей додециламин в количестве 300 мг·л$^{-1}$ или олеат натрия 160-200 мг·л$^{-1}$. В этих условиях наблюдали успешное извлечение золота, сорбированного

на частицах угля. Контакт раствора с порошком угля в течение 10 мин является достаточным для сорбции тиомочевинного комплекса Au (I) на поверхности ПАУ, по сравнению с часами и даже днями, необходимыми для сорбции цианидного комплекса золота(I). Извлечение золота(I) достигает 99 % в одну стадию менее, чем за 20 мин контакта. Сорбция тиомочевинного комплекса Au(I) на ПАУ ниже в кислой и нейтральной среде, чем в щелочной. Величина pH раствора является существенным параметром для сорбции комплекса, так как при значениях pH выше 4 соль формамидин дисульфида разлагается на элементную серу и цианамид. Продукты разложения также будут осаждаться на ПАУ. Однако вариации pH слабо влияют на извлечение золота (I) из растворов. В щелочной среде наблюдается резкое увеличение извлечения Au(I), которое можно связать с образованием серы, обладающей сорбционными свойствами по отношению к соединениям Au(I). Тиомочевинный комплекс Au(I) поглощается на ПАУ по ионообменному механизму, причем золото(I) не восстанавливается до металла. Электрокинетические измерения показали, что катион $[Au\{CS(NH_2)_2\}_2]^+$ остается нетронутым в течение сорбции. Порошок активированного угля имеет отрицательный заряд поверхности частиц при pH меньше 5. В присутствии увеличивающегося количества комплекса золота(I) поверхность ПАУ имеет положительный заряд даже при значениях pH ниже 5, что указывает на возможность сорбции катионных частиц на границе ПАУ | вода.

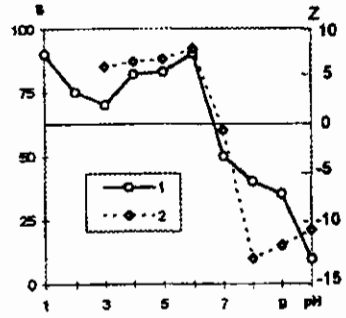


Рис. 4.16. Зависимость извлечения порошка активированного угля, нагруженного золотом(I) S (%) и ζ-потенциала ПАУ Z (мВ) от величины pH раствора при $t_{эк}$ 5 мин. Концентрация реагентов мг·л$^{-1}$: ПАУ – 500, золота(I) – 20, тиомочевины - 400. 1 – флотируемость, 2 – ζ-потенциал

Извлечению золота(I) из тиомочевинных растворов после предварительной адсорбции $[Au\{CS(NH_2)_2\}_2]^+$ на ПАУ уделяется в литературе недостаточно внимания по сравнению с теми возможностями, которые дает этот потенциально эффективный метод. Поэтому авторы развили исследования пенной флотации угля, нагруженного золотом(I). Было установлено необходимое время флотации и расход ПАВ. Флотационный процесс протекал быстро (5 мин) при дозировке олеата натрия 100 мг на

1 л раствора. В кислой среде при pH 1.5 извлечение ПАУ было около 65% без какого-либо ПАВ. При расходе ПАВ 200 мг на 1 л раствора извлечение порошка активированного угля было выше 95% в одну стадию. На рис. 4.16 показана зависимость флотируемости ПАУ и изменения ζ-потенциала от значения pH раствора в присутствии 100 мг·л$^{-1}$ олеата натрия. В щелочной среде поверхность ПАУ несет отрицательный заряд. В этом случае для успешной флотации требуется катионный собиратель.

Практический интерес имеет высокое извлечение ПАУ в кислой среде. Наблюдается хорошая корреляция между флотируемостью ПАУ и соответствующим изменением ζ-потенциала. Результатом флотационного процесса является концентрат - ПАУ, нагруженный золотом(I). Элюирование золота(I) из него может позволить повторно использовать уголь.

Анионы мышьяка удалялись из разбавленных растворов As(V) 30 мг·л$^{-1}$ сорбцией на синтетическом гётите (1 г·л$^{-1}$), типичном неорганическом сорбенте. Затем нагруженный металлом гетит флотировали катионным собирателем RNH_3Br. Предложены различные конструкции ячеек машин для флотации воздухом, растворенным в воде [23]. На рис. 4.17 показана схема флотомашины. Пузырьки воздуха, крупностью 100 μм, генерируются путем сброса давления воздуха до атмосферного из порции насыщенного раствора воздуха в воде при давлении около 0.5 мПа. При использовании флотационных машин с выделением воздуха из порций подаваемой во флотокамеру воды, предварительно насыщенной воздухом происходит эффективное обезвоживание пенного продукта.

Разработаны эффективные способы удаления анионов мышьяка, арсенитов и арсенатов, из разбавленных растворов путем добавленияя тонких частиц пирита (-15μм с поверхностью 4.67 м^2·г$^{-1}$) для сорбции ионов мышьяка [20, 23]. Удаление As(III) было высоким при pH 7-10, тогда как удаление As(V) эффективно в среде с pH от 3 до 9 .Практически полное удаление As(V) наблюдается при pH, регулируемом известью и добавлением пирита до 10 г·л$^{-1}$. Наилучшие результаты получены для As(V) по сравнению с As(III). Это связано с меньшей растворимостью $Ca_3(AsO_4)_2$ по сравнению с $Ca_3(AsO_3)_2$. Поэтому необходимо предварительное окисление мышьяка (III) в мышьяк (V).

Тонкие частицы пирита имеют ряд преимуществ по сравнению с существующими сорбентами (активированный уголь, ионообменные смолы), так как имеют низкую стоимость и высокую сорбционную способность. Рассмотрено удаление меди из водных растворов флотацией воздухом, растворенным в воде, в присутствии тонких частиц пирита. Без подачи собирателя было достигнуто извлечение около 100% в пределе pH 6.5–10.5 при подаче пирита (0.5 %), крупностью 50 μм.

Таблица 4.7

Рекомендуемые способы удаления металлов

Металлы	Способы флотации	Реагенты, сорбенты, другие условия
Ag	Ионная	Комплекс тиосульфата Ag
As(III)	Сорбционно-коллоидная	[As]:[Fe]:[олеат натрия] = 1:6:1.5 мг·л$^{-1}$
As(V)	Сорбционно-коллоидная	Комплекс гидроксида железа
As(V)	Сорбционная	Частицы пирита при pH 4
Au	Ионная	Тиомочевинный комплекс при pH 2
Au	Сорбционная	Активированный уголь при pH 1.5
Cd	Ионная	Додецилсульфат Na при pH 10
Cd	Биосорбционная	*Streptomyces griseus* или *S. clavuligerus*
Cd	Биосорбционная	Penicillium chrysogenum / Phizopus arrhizus
Co	Ионная	Додецилсульфат Na при pH 5
Cr(III)	Осадительная	Додецилсульфат Na при pH 7.5- 10.5
Cr(VI)	Ионная	Бромид цетилтриметиламмония
Cr(VI)	Сорбционная	Безколлекторная флотация частиц пирита
Cu	Ионная	Этиловый ксантогенат при pH 3
Cu	Осадительная	Сульфид меди, додециламин при pH 1.5-2
Cu	Сорбционная	Флотация частиц пирита при pH>7.5
Ge	Ионная	Пирогаллол (активатор), додециламин, pH 7
Ge	Сорбционно-коллоидная	Гидроксид железа, олеат натрия
Ni	Ионная	Этиловый ксантогенат при pH 7
Pb	Сорбционно-коллоидная	Полиэлектролит катиона Al^{3+}, pH 7
Pb	Осадительная	Гидроксид свинца додециламин при pH 7
Pb	Сорбционная	Доломитовые частицы, жирные кислоты
Zn	Ионная	Дитиокарбамат натрия при pH 5
Zn	Осадительная	Сульфид цинка, додециламин при pH 5
Zn	Сорбционная	Синтетический цеолит при pH 7

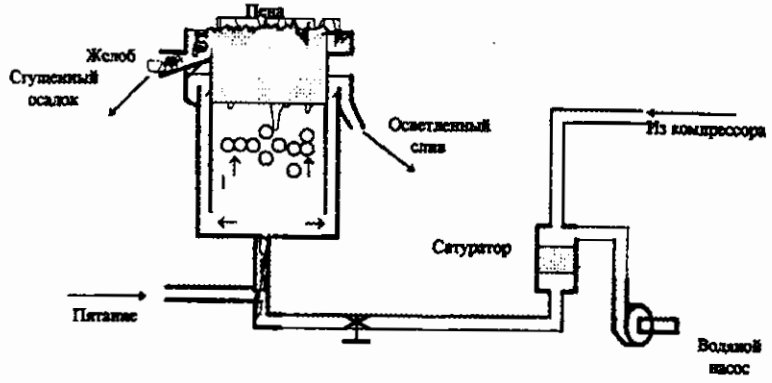


Рис. 4.17. Установка для флотации растворенным воздухом

Додециламин натрия и ЦТМА-Br успешно флотировали пирит с адсорбированной медью при оптимальном pH, хотя указаные собиратели не образуют соединений с медью. Найдены условия удаления аниона гексавалентного хрома из растворов частицами пирита (до 5–20 г·л$^{-1}$, крупностью 45 μм). Пирит в этих условиях был восстановителем Cr(VI). Частицы гидроокиси Cr(III) были найдены в высокислой среде pH 1–2. Например, добавление10–20 г·л$^{-1}$ пирита и перемешивание 900 с при pH 5.5–6.5 достаточно для 90–100%-го удаления хрома (VI) из растворов, содержащих 100 мг·л$^{-1}$ Cr(VI). Установлено, что сорбционная емкость порядка 10 мг Cr(VI) на 1 г пирита. Эта емкость выше, чем на бентоните, полевом шпате, стружке и коре деревьев. Только порошок активированного угля имел емкость 100 мг Cr(VI) на 1 г угля. Исследована флотация синтетических цеолитов [20]. Тонкие частицы цеолита (85% от 1.9 до 5.5 μм) использовали для их флотации додециламином. После ионообменного удаления цинка цеолитом его успешно флотировали пенной флотацией додециламином в спиртовом растворе при $5\cdot10^{-5}$ – $1\cdot10^{-5}$ моль·л$^{-1}$. В растворе было $1–5\cdot10^{-5}$ моль·л$^{-1}$ цинка и $1–5.10^{-5}$ моль·л$^{-1}$ цеолита, необходимый контакт с ионами цинка был порядка 900 с при pH 8.4.

Для удаления свинца из растворов использовали доломит – смесь Ca-Mg – карбонатных минералов. В присутствии доломита свинец осаждается при более низком pH, чем необходимо для осаждения иона свинца в гидроокись. В сильнощелочной среде удаления не наблюдается, так как образуются растворимые соединения свинца. Остаточную концентрацию флотореагентов – жирных кислот сорбировали на тонких частицах магнезита и доломита и затем флотировали.

4.17. БИОСОРБЦИОННАЯ ФЛОТАЦИЯ

Среди инновационных способов удаления из разбавленных растворов тяжелых металлов может быть выделен процесс, состоящий из биосорбции с последующей флотацией, названный *биосорбционной флотацией* [19]. В качестве сорбентов могут выступать биомасса микроорганизмов, бактерий, грибов, дрожжи, водоросли и активный ил. (рис. 4.18) Ионы кадмия сорбируются микроорганизмами – актиномицетами *Streptomyces clavuligerus* и *S. griseus*, которые имеют волокнистую морфологию и являются отходами фармацевтической промышленности. Флотация воздухом, растворенным в воде, была использована без каких-либо реагентов. Кадмий количественно извлекался (до100%) при концентрации биомассы 10 г·л$^{-1}$ *S.griseus*, биомасса извлекалась более чем на 90 %.

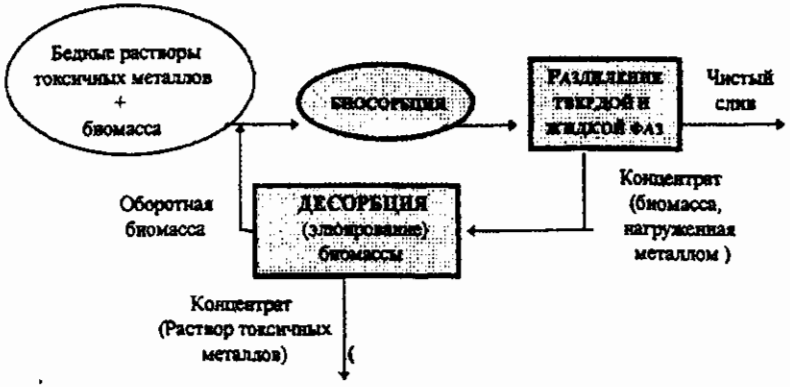


Рис. 4.18. Принципиальная схема биосорбции и выделения биосорбента

Биосорбционная флотация позволяла удалять Cd с начальной концентрацией 10 мг·л$^{-1}$. Критическим параметром является pH. Связь Cd с биомассой выше pH 5 очень прочна. После десорбции кадмия, флотируемость биомассы высока до pH 7. Это позволяет использовать биомассу многократно. Сорбция Cd на биомассе (1 г·л$^{-1}$) была сравнена с сорбцией на активированном угле и показано преимущество биосорбции [23-24]. Провели испытания в полупромышленных условиях пяти последовательных циклов: биосорбция – флотация – элюирование. Извлечение нагруженной биомассы составляла 96-99 % во всех циклах. Сорбция Cd в первом цикле была 96% и снижалась до 25% в пятом цикле при использовании катионного коллектора (четвертичного аммония). В случае использования додециламина результаты были более успешными.

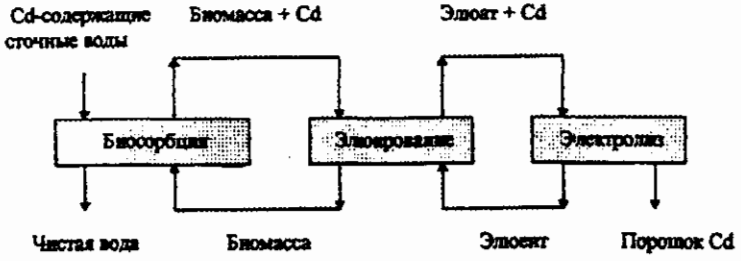


Рис. 4.19. Схема извлечения кадмия в виде порошка из водных растворов

Использовали пенную флотацию биомассы микроорганизмов (*Streptomyces pilosus*) после аккумулирования ею свинца [19]. Мертвые клетки сорбировали больше, чем живые.

Многостадийный процесс был развит для удаления и извлечения кадмия из разбавленных водных растворов, содержащих 5 мг·л$^{-1}$ кадмия. Данный предел для промышленных сбросов утвержден в странах ЕС и США. Металл удалялся биосорбцией на мертвых клетках *Streptomyces clavuligerus*.

Остаточная концентрация кадмия на этой стадии процесса достигала 10 μг·л$^{-1}$. Емкость биомассы по Cd достигала 52,8 мг на 1 г веса сухой биомассы. Биомассу отделяли седиментацией и флотацией. В качестве флокулянта добавляли полиэлектролит Zetag 64. При флотации использовали бромид цетилтриметиламмония $1 \cdot 10^{-4}$ моль·л$^{-1}$ и пенообразователь – метанол. Для десорбции кадмия из биомассы использовали раствор сульфата натрия с концентрацией 1 моль·л$^{-1}$. Концентрацию металла можно увеличить в 50 раз до 250 мг·л$^{-1}$. Кадмий извлекали из электролита, содержащего этилендиамин, 0.05 моль·л$^{-1}$ бората при pH 10 электролизом на вращающейся ячейке катода с получением тонкого черного порошка. Авторы считают, что разработанный процесс пригоден для ремедиации сточных вод, содержащих тяжелые металлы (рис. 4.19).

Два типа грибов - *Penicillium chrysogenum* и *Phizopus arrhizus* также использовали для эффективного удаления кадмия [19]. В щелочной среде наблюдалось снижение сорбции. Нагруженная биомасса успешно флотировалась без каких-либо реагентов. Крупность частиц биомассы была 50+20 μм. Мертвая биомасса была более эффективна, чем живая. Токсичные металлы (кадмий, никель, цинк) были удалены из разбавленных водных растворов сорбцией на неживом (стерилизованном) анаэробном питательном иле. Флотация была использована для разделения твердой и жидкой фаз. Пузырьки генерировали за счет воздуха, предварительно растворенного в воде. Результаты были успешными при комбинации процессов биосорбция – флотация. При pH 7 и использовании ЦТМА-Br извлечение биомассы составило свыше 80%.

4.18. ЖИДКОСТНАЯ ЭКСТРАКЦИЯ

Жидкостная экстракция – это извлечение соединений металлов из водных растворов в органические.

Сущность процесса заключается в образовании ионами или молекулами гидратированных соединений металлов вследствие взаимодействия с *экстрагентом* незаряженной электронейтральной молекулы или прочной ионной пары. При этом экстрагируемый элемент полностью или

частично освобождается от гидратной оболочки и образует гидрофобное соединение, нерастворимое в водной среде и растворимое в органической.

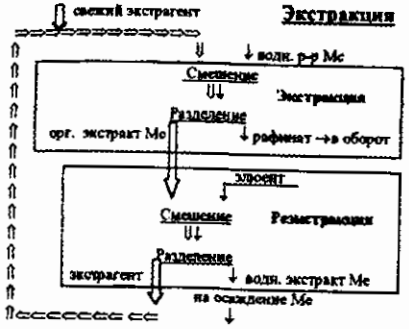


Рис. 4.20. Схема процесса экстракции

Кроме экстрагентов в процессе участвуют их органические *разбавители*. Жидкостная экстракция применяется для извлечения меди из продуктивных растворов подземного и кучного выщелачивания, урана из растворов выщелачивания фосфатов серной кислотой, для переработки уран- и золотосодержащих элюатов сорбционного извлечения, для извлечения и очистки многих цветных и редких металлов. Широко используется в аналитической химии, химической технологии неорганических и органических веществ. Процесс экстракции состоит из двух стадий: *собственно экстракции и реэкстракции* (рис. 4.20).

Первая из двух стадий состоит из двух операций: смешения водного раствора, содержащего экстрагируемый элемент, с органическим раствором экстрагента и его разбавителя и последующего разделения водной и органической фаз отстаиванием или другими способами. Смешение двух фаз – водной и органической – производится при энергичном перемешивании. При этом образуется тонкодисперсная эмульсия органической фазы в водной среде и происходит переход извлекаемого элемента из водной фазы в органическую. Во второй операции органическая эмульсия, нагруженная извлекаемым элементом (медью, ураном, золотом), всплывает на поверхность водного раствора, образуя сплошную фазу. Водный раствор, освободившийся от извлекаемого элемента, называется *рафинатом*. Органический раствор извлекаемого элемента – *органическим экстрактом*. Затем органический экстракт поступает на реэкстракцию, или элюирование (вторая стадия), при которой аналогичными двумя операциями смешения экстракта с водным раствором реэкстрагента или элюента и последующего разделения производится перевод извлекаемого элемента в *водный экстракт* и регенерация экстрагента. Регенерация включает в себя промывку нагруженного органического экстракта, собственно реэкстракцию и последующую обработку реагентами для

очистки экстрагента от примесей других металлов. Экстрагент, после его доукрепления свежим экстрагентом, возвращается в первую стадию процесса экстракции, а водный экстракт направляется на химическое или электролитическое осаждение элемента с получением товарного химического концентрата или металла. Маточные растворы после осаждения элемента (металла) используются в обороте в качестве элюента при реэкстракции (рис. 4.21).

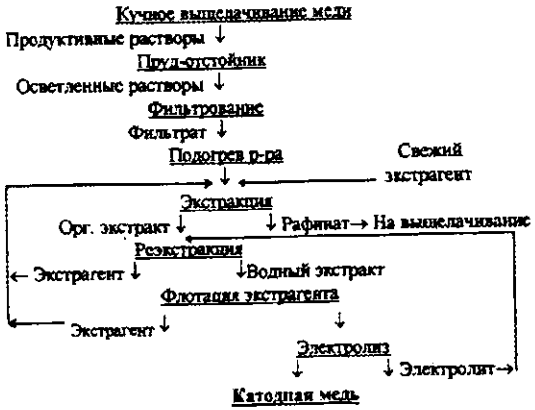


Рис. 4.21. Схема промышленных установок экстракции меди

При экстракции между водной и органической фазами устанавливается равновесие концентраций $C_{орг}$ и $C_{водн}$ в соответствии с коэффициентом распределения металла $K_р = C_{орг}/C_{водн}$. Отсюда коэффициент извлечения металла в органическую фазу $K_и$ примерно равен $K_и = C_{орг} v_{орг}/C_{водн} v_{водн}$, где v – объемы, соответственно органической и водной фаз. При больших коэффициентах распределения в малых объемах $v_{орг}$ можно получить высокую концентрацию металла из растворов кучного выщелачивания при высоком его извлечении 98-99%.

Основные достоинства экстракции: высокая емкость экстрагента и быстрое установления равновесия, отсюда – компактность оборудования и высокая его производительность; большая гибкость процесса вследствие использования только жидких веществ; высокая избирательность.

Главный недостаток – пожаро- и взрывоопасность, поскольку разбавители (керосин, ацетон, бензол и т.п.) – горючие вещества. Ведутся работы по поискам негорючих разбавителей. Таковым, например, является *перхлорэтилен* $C_2H_2Cl_2$, уже получивший применение в зарубежной практике..

Экстрагенты. В технологии жидкостной экстракции они подразделяются на три группы: нейтральные экстрагенты; 2) органические кислоты; 3) органические амины и четвертичные аммониевые основания.

Нейтральные экстрагенты, например трибутилфосфат и др., действуют по сольватному механизму с вытеснением воды из внутренней координационной сферы комплекса:

Таблица 4.8

Нейтральные экстрагенты

Экстрагент	$T_{кип}$, °С	Растворимость в воде, г·100г$^{-1}$	Плотность, г·см$^{-3}$	$T_{всп}$, °С	Вязкость, сПз
Диэтиловый эфир $(C_2H_5)_2O$	34.5	7.5	0.71	-41	0.24
Метилизобутилкетон $(CH_3)_2CH\text{-}CH_2CO\text{-}CH_3$	73.6	3.7	0.81	-7	-
Трибутилфосфат $(C_4H_9)_3PO_4$	289	0.6	0.97	145	3.45
Диизоамиловый эфир метилфосфоновой кислоты $[CH_3(CH_2)_4O]_2{=}PO\text{-}CH_3$	256	0.04	1.0	Не горюч	3-4

$$UO_2(NO_3)_2 nH_2O + 2R_3PO_4 \Rightarrow [UO_2(NO_3)_2\ 2R_3PO_4] + nH_2O.$$

Эти экстрагенты действуют преимущественно в азотнокислых средах. Иногда эта реакция называется реакцией молекулярного присоединения. Разбавителем служит керосин. Реэкстракцию проводят горячей водой (табл. 4.8).

Из *органических кислот* в технологии урана большое значение имеют фосфорсодержащие органические экстрагенты на основе замещения водорода в этих соединениях (табл. 4.9).

Для кислых алкилфосфатов характерны катионообменные реакции с вытеснением иона водорода в водную фазу:

$$U(HPO_4)_2 + 4\ R_1H_2PO_{4\ орг} \Rightarrow U(R_1HPO_4)_{4орг} + 4H^+ + 2HPO_4^{2-};$$
$$CuSO_4 + [2HR]_{орг} \Rightarrow [R_2Cu]_{орг} + 2H^+ + SO_4^{2-};$$

Органические производные аммиака NH_3: первичные RNH_2, вторичные R_1R_2NH и третичные $R_1R_2R_3N$ *в кислой среде* подобно аммиаку образуют соль амина: $2R_3N + H_2SO_4 \Leftrightarrow [(R_3NH)_2SO_4]$, и являются анионообменниками: $(R_3NH)_2SO_{4орг} + [UO_2(SO_4)_2]^{2-} \Leftrightarrow [(R_3NH)_2UO_2(SO_4)_2]_{орг} + SO_4^{2-}$.

Четвертичные аммониевые основания и их соли ведут себя подобно иону аммония NH_4^+, также являясь анионообменниками *в любых средах*: $R_4NCl + Au(CN)_2^- \Leftrightarrow R_4N[Au(CN)_2] + Cl^-$.

При экстракции аминами широко применяются органические инертные разбавители, т.к. образующиеся комплексные соединения металлов плохо растворимы в избытке экстрагента и имеют плотность, близкую к 1, высокую вязкость. Триоктилфосфиноксид, например, – твердое вещество. Не всегда разбавители химически инертны. Многие из них существенно влияют на показатели экстракции (избирательность,

коэффициент распределения и др.). Из всех разбавителей (гексан, бензол, уайт-спирит и др.) наиболее широко применяют керосин, удовлетворяющий требования малой токсичности, высокой температуры вспышки, дешевизны. Его плотность 0.74 г·см$^{-3}$, вязкость 0,3-0,5 сПз. Уже упомянутый негорючий перхлорэтилен имеет большие перспективы применения.

Таблица 4.9

Фосфорсодержащие экстрагенты

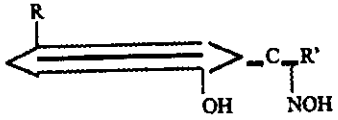
Кислота	Тип соединения	Кислые алкилфосфаты 2-й группы	
		моно	ди
H_3PO_4	Фосфаты	Моноалкилфосфат $R_1H_2PO_4$	Диалкилфосфат $R_1R_2HPO_4$
H_3PO_3	Фосфонаты	Алкилфосфонат $R_1H_2PO_3$	Моноалкилалкилфосфонат $R_1R_2HPO_3$
H_3PO_2	Фосфинаты	Алкилфосфинат $R_1H_2PO_2$	Диалкилфосфинат $R_1R_2HPO_2$
H_3PO	Фосфиноксиды	Моноалкилфосфиноксид R_1H_2PO	Диалкилфосфиноксид R_1R_2HPO

Жидкостная экстракция урана. Для сравнительно концентрированных сернокислотных растворов, содержащих 0.5-1 г·л$^{-1}$ урана, используются алкилфосфаты и алкиламины. Для кислых алкилфосфатов реакция взаимодействия сводится к катионному обмену:

$$U(HPO_4)_2 + \underline{4\ R_1H_2PO_{4\ орг}} \Rightarrow \underline{U(R_1HPO_4)_{4орг}} + 4H^+ + 2HPO_4^{2-}.$$

При этом образуются устойчивые комплексные соединения урана, которые при реэкстракции можно выделить лишь при использовании крепких кислотных растворов 10 моль·л$^{-1}$ HCl или HF. Экстракции препятствуют ионы Fe^{3+}, поэтому их восстанавливают до двухвалентного состояния. Трудности возникают также при наличии в растворе алюминия, ванадия,титана и тория.

Жидкостная экстракция меди. Наряду с цементацией железным скрапом жидкостная экстракция наиболее широко применяется в промышленных масштабах (рис. 4.22). В практике США и Канады при извлечении меди из продуктивных растворов кучного выщелачивания применяется экстрагент фирмы Дженерал Милз – Lix-64, смесь 2- гидроксибензофеноксимов:



В качестве разбавителя используется керосин. Лучшие показатели по извлечению меди из растворов, содержащих 1-1.5 г/л, достигали 99%. pH растворов – 2,2.

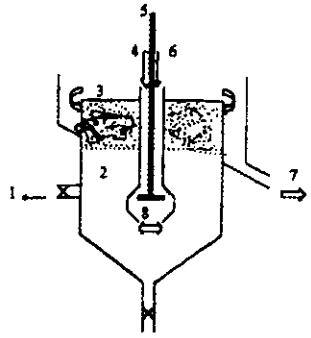


Рис. 4.22. Схема смесителя-отстойника для экстракции меди: 1 – выпуск водного рафината; 2 – отстойник; 3 – насыщенный металлом экстрагент; 4 – свежий экстрагент; 5 – мешалка; 6 – продуктивный медьсодержащий водный раствор; 7 – отвод органического экстракта

4.19. ФЛОТАЦИОННОЕ ИЗВЛЕЧЕНИЕ МЕТАЛЛОВ ИЗ РАСТВОРОВ

Флотация комплексных соединений золота и серебра. Изучена система золото–тиомочевина при значениях pH от 1,5 до 11 с целью выделения с помощью флотации комплекса золота(I) $[Au\{CS(NH_2)_2\}_2]^+$, используя катионные и анионные поверхностно-активные вещества и добавки спиртов. Тиомочевина рассматривается как альтернативный цианиду растворитель для извлечения золота(I) из руд и материалов в кислых растворах. Она может быть перспективна для выделения золота из трудно перерабатываемых руд. Этот процесс имеет ряд преимуществ по сравнению с классическим цианидным. Среди них: низкая токсичность тиомочевины, более высокая скорость выщелачивания Au, Ag, отсутствие мешающего влияния ионов других металлов [15, 30]. Для успешного протекания процесса растворения металлического золота необходимо применение окислителей, обычно Fe_3^+.

Изучена ионная флотация серебра(I) диспергированным воздухом из растворов, содержащих тиосульфаты. В качестве поверхностно-активного вещества использовали додециламин в 0,5 %-ом водном этаноле или в воде.

Результаты ионной флотации золота(I) из водных растворов и природных вод представлены в [23, 29]. В исследуемых системах тиомочевину и додецилсульфат натрия использовали в качестве лиганда и флотора. Флотируемость соединений Au(I) порядка 80% была достигнута при значениях pH 6-7.

Ионная флотация серебра(I) привлекает интерес исследователей, решающих проблемы переработки фотографических отходов, и особенно выделения серебра(I) из растворов закрепителей, в которых присутствует

тиосульфат натрия [23]. Серебро(I) и тиосульфатный анион могут образовать в водных растворах три типа комплексных анионов. При начальной концентрации серебра $2\cdot10^{-3}$ моль·л$^{-1}$ и молярном отношении $S_2O_3^{2-}/Ag^+ = 1$ в растворе превалируют частицы $Ag(S_2O_3)^-$. При $S_2O_3^{2-}/Ag^+ = 2$ серебро(I) на 89% находится в виде аниона $Ag(S_2O_3)_2^{3-}$. Если соотношение $S_2O_3^{2-}/Ag^+$ больше 1.0, образовавшиеся соединения Ag(I) растворимы, ниже 1.0 – образуются частицы сульфида Ag_2S. Последний процесс особенно характерен для отношения $S_2O_3^{2-}/Ag^+$ меньшего чем 0.7:

Для флотации использовали стеклянную колонку вместимостью 120 мл. Дном колонки служил фильтр Шотта с диаметром пор 40 мкм. Воздух в колонку подавали снизу со скоростью 250 см^3·мин$^{-1}$. Объем исследуемых растворов 100 мл, время флотации 5 мин. Остаточную концентрацию золота(I) и серебра(I) определяли с помощью метода атомно-абсорбционной спектроскопии. Раствор бромида цетилтриметиламмония $C_{16}H_{33}N(CH_3)_3Br$ (ЦТАБ) был использован как катионный, а додецилсульфат натрия (ДСН) – как анионный ПАВ. Оба реагента использовали в стехиометрическом отношении к золоту(I) равном 1. Концентрация тиомочевины составляла 2.63 моль·л$^{-1}$. Порошок активированного угля содержал 50-60% частиц диаметром меньше 40 мкм. Для сравнения брали гранулы кокосового активированного угля фирмы «Chemicviron carbon» марки 318 w с размером частиц 1.41-0.35 мм и ионным числом 1000. Электрокинетические измерения осуществляли в присутствии 0.25 г·л$^{-1}$ ПАУ в электрофоретической установке с плоской ячейкой. Эксперименты по пенной флотации проводили в системах, содержащих 500 мг·л$^{-1}$ ПАУ, 20 Au(I) и 400 тиомочевины.

Комплекс тиосульфата серебра(I) был приготовлен путем смешивания раствора $AgN0_3$ (50 мг·л$^{-1}$, т.е. 0.46 ммоль·л$^{-1}$) и раствора тиосульфата натрия до достижения различных молярных отношений $Ag^+/S_2O_3^{2-}$. Флотореагенты добавляли в соответствующем молярном отношении и перемешивали в течение 10 мин для повышения гидрофобной флотируемости комплекса серебра(I).

На рис 4.23 представлены результаты извлечения золота(I) в зависимости от pH раствора в присутствии и в отсутствие этанола при концентрациях ЦТАБ и ДСН, равной 0.102 ммоль·л$^{-1}$. Оба ПАВ демонстрируют подобное поведение, независимое от знака их заряда. Этанол способствует повышению извлечения золота(I). Комбинация ионных / не ионных ПАВ полезна, особенно в щелочной среде, в которой был обнаружен синергетический эффект. Высокое извлечение золота(I) возможно только в щелочной среде при pH 11, где свободная тиомочевина медленно, а координированная быстро разрушаются. Общеизвестный факт, что выщелачивание золота(I) тиомочевиной снижается при длительном перемешивании, можно связать с пассивацией золота продуктами окисления и разрушения тиомочевины в особенности, серой. Флотационный концентрат представлял собой осадок желтого цвета, что, вероятно, указывает на присутствие серы. Без ПАВ золото извлекается на 40% при pH 11-12. Специальными опытами установлено, что для удовлетворительного извлечения Au(I) необходимы концентрация этанола 0,5об% и щелочная среда. На рис. 4.24 представлены результаты влияния концентрации ДСН и ЦТАБ на извлечение Au(I) в присутствии (в отсутствие) этанола. Добавление ЦТАБ в стехиометрическом количестве при pH 11 способствует высокому извлечению золота(I) (более 90%) без присутствия этанола, а в его присутствии извлекается более 95% золота(I). Сочетание ДСН-этанол при том же значении pH дает почти 100%-ое извлечение золота(I), при этом также снижается расход реагента.

Без этанола необходимо увеличивать концентрацию ДСН в 10 раз по отношению к золоту(I) для получения 80 %-го извлечения. Было замечено, что ЦТАБ способствует образованию более плотной пены, чем ДСН, хотя оба адекватно влияют на флотацию. Маловероятно, что флотоактивность можно объяснить электростатическим взаимодействием между ионом ПАВ и $[Au\{CS(NH_2)_2\}_2]^+$.

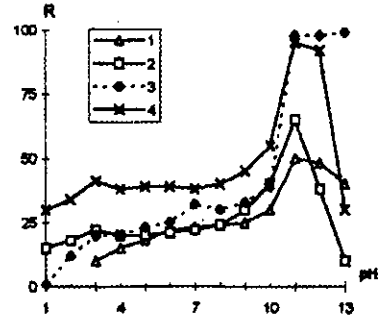


Рис. 4.23. Зависимость извлечения золота(I) R(%) в пенный продукт с додецилсульфатом натрия и бромидом цетилтриметиламмония от величины pH при времени флотации $t_{фл}$ 5 мин. Концентрация реагентов (ммоль·л$^{-1}$): золота(I) - 0.102, тиомочевины – 2.63, ДСН – 0.102, ЦТАБ – 0.102.

1 – ДСН, 2 – ЦТАБ - (без этанола); 3 – ДСН, 4 – ЦТАБ (добавка 0.5об% этанола)

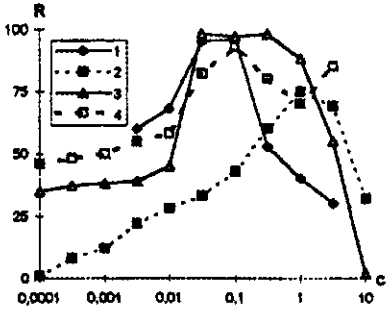


Рис. 4.24. Зависимость извлечения золота(I), R(%) в пенный продукт от концентрации ДСН и ЦТАБ, С (ммоль·л$^{-1}$) при значении pH 11 и $t_{фл}$ 5 мин. Концентрация реагентов (ммоль·л$^{-1}$): золота(I) - 0.102, тиомочевины – 2.63, ДСН – 0.102, ЦТАБ – 0.102.

1 – ДСН, 2 – ЦТАБ (без этанола); 3 – ДСН, 4 – ЦСТАБ (добавка 0.5об% этанола)

Ионы ПАВ, несмотря на одинаковое действие, имеют противоположный заряд, совпадающий (ЦТАБ) и не совпадающий (ДСН) с зарядом тиомочевинного комплексного катиона. При величине pH 1.5 сочетание ДСН-этанол дает извлечение золота(I) 70 %, когда количество ДСН в 10 раз превышает стехиометрическое отношение его к золоту(I). Система ЦТАБ-этанол более эффективна, и извлечение Au(I) в подобных условиях превышает 91%. Поверхностно-активные вещества способствуют созданию обильной пены, улучшая процесс флотации в кислых растворах. При увеличении концентрации тиомочевины снижается извлечение золота(I) из раствора, когда используется анионный ПАВ. Однако это снижение можно нейтрализовать добавлением, например, ЦТАВ в количествах, в 10 раз превышающих стехиометрическое отношение ЦТАБ/Au^+. Во всех экспериментах получали плотную пену. При разрушении пены получали богатую золотосодержащую дисперсию золота с выходом около 5% первоначального объема. Содержание золота(I) в ней составляло 400 мг·$л^{-1}$ при 100%-ом извлечении золота из раствора. Извлекать золото(I) из такой фазы после удаления из нее воды возможно металлургическим способом.

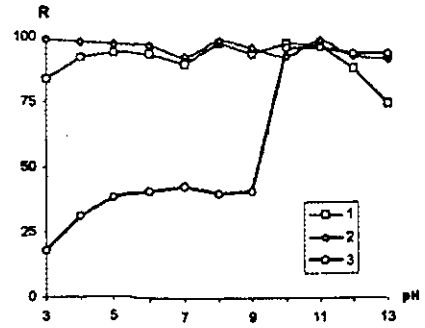


Рис. 4.25. Зависимость извлечения серебра(I), R (%) додециламином от величины pH растворов при $t_{об}$ 5 мин. Концентрация реагентов (ммоль·$л^{-1}$): серебра(I) - 0.46, додециламина – 0.35

Концентрация тиосульфата натрия, $C \cdot 10^4$ (моль·$л^{-1}$): 1 – 1.16, 2 – 2.32, 3 – 3.48

Основным фактором, влияющим на флотацию ионов серебра, является величина pH (рис. 4.25). При отношении $Ag^+/S_2O_3^{2-}$ выше 2 извлечение Ag(I) в кислой среде было низким. Поэтому данное отношение необходимо контролировать. При этом условии можно достичь максимального извлечения серебра(I) (выше 95%) в широком интервале значений pH. Додециламин (ДА) при отношении ДА/Ag^+ от 7.5 до 0.075 хорошо флотирует серебро(I). Флотация протекает быстро, и достаточно всего 300 с при потоке газа 100 $см^3$·$мин^{-1}$. Додециламин реагирует с обеими главными частицами серебра $Ag(S_2O_3)^-$ и $Ag(S_2O_3)_2^{-3}$ с образованием нерастворимого продукта, который также флотируется. Додециламин может взаимодействовать с анионом $(S_2O_3)^{2-}$ с образованием ионной пары, которая остается в растворе и может быть отделена пенной сепарацией

[12]. При отношении $Ag^+/S_2O_3^{2-}$ выше 5 в системе присутствуют положительно заряженные частицы Ag_2S, которые не флотируются катионным собирателем, и как альтернатива требуется додецилсульфат натрия. При отношении $Ag^+/S_2O_3^{2-}$, превышающем 2, флотация серебра(I) уменьшается вследствие превращения $Ag(S_2O_3)^-$ в $Ag(S_2O_3)_2^{3-}$. При уменьшении отношения $Ag^+/S_2O_3^{2-}$необходимо повышать дозировку ДА. Некоторое количество ДА может взаимодействовать с анионами$(S_2O_3)^{2-}$, в противоположность комплексу серебра $Ag(S_2O_3)_2^{-3}$, и не способно флотировать последний. При отношении концентрации $Ag^+/S_2O_3^{2-}$равном 2, ни начальное количество серебра (до 500 мг·$л^{-1}$ или 4.6 ммоль·$л^{-1}$), ни расход ДА не влияют на высокое извлечение серебра(I) (выше 90 %). Извлечение серебра(I) в зависимости от pH при постоянном количестве тиосульфата (0.23 ммоль·$л^{-1}$ или $Ag^+/S_2O_3^{2-} \approx 2$) и различном отношении ДА/Ag^+ практически не изменялось и находилось в пределах 95-100% при варьировании значений pH от 3 до 13.

Помимо указанного выше исследовали влияние ионной силы раствора на извлечение Ag(I). Только при концентрации электролитов выше 0.5-1.0 моль·$л^{-1}$ извлечение Ag(I) снижается. Селективность катионного собирателя для анионов зависит от их кулоновского взаимодействия и дегидратации анионов в результате замещения молекул воды собирателем. Анионы $Ag(S_2O_3)_2^{3-}$ селективно выделяются флотацией из растворов, содержащих однозарядные (Cl^-, NO_3^-) и двухзарядные (SO_4^{2-}, HPO_4^{2-}) анионы.

Изучены растворы, полученные после обработки рентгеновской пленки. Простая предварительная обработка при высоком разбавлении (90 раз) и подкислении HNO_3 до значений pH 3.6 были необходимы для разрушения ряда растворимых комплексов серебра. В этом случае при разработанных условиях было получено извлечение серебра свыше 80%.

Таким образом полное извлечение тиомочевинного комплекса золота(I) из раствора флотацией достигается при pH 11 додецилсульфатом натрия в стехиометрическом его отношении к Au(I) и добавлении этанола (0.5об%). Для флотационного извлечения тиомочевинного комплекса золота(I) из кислых растворов при pH 1.5 более эффективен бромид цетилтриметиламмония при его молярном соотношении к Au(I) 10. Высокое извлечение серебра(I) из разбавленных растворов (50 мг·$л^{-1}$), содержащих тиосульфат (0.09-0.23 ммоль·$л^{-1}$), может быть достигнуто с применением ионной флотации при pH 4, при относительно коротком времени флотации (300 с), концентрации додециламина 0.35 ммоль·$л^{-1}$ и этанола 0.5об%.

Ионная флотация мышьяка(V). При разделении анионов Mo и As из совместных растворов [20] максимальное удаление мышьяка (99%) наблюдали при pH 2.5 - 4.5 и расходе додециламина (RNH_2) - 350 мг·$л^{-1}$,

As не извлекался без наличия молибдена в растворе. As флотируется в форме молибдено-мышьяковых анионов. Оптимальные результаты получены при молярном отношении [Mo]/[RNH_2] = 1/1. Одновременное удаление Mo и As было получено при молярном отношении [Mo]/[As] в растворе выше 6 и достаточном количестве додециламина. При отношении [Mo]/[As] ниже 6, количественно извлекали только Mo. Это отношение необходимо держать постоянным, равным 3.6. Из недостатков ионной флотации следует отметить, что мышьяк нельзя извлечь при отношении [Mo]/[As] ниже 6, хотя Mo можно удалить полностью.

Биотрансформация. В процессах восстановления мышьяка и образования его летучих соединений активную роль играют грибы. Так, грибы *Scopulariopsis brevicaulis* активно развивались в среде Чапека при концентрации мышьяка 5-10 г·дм$^{-3}$ Гриб селективно трансформирует (биоволитализация) растворы мышьяка в летучие мышьякоорганические соединения – триметиларсин $(CH_3)_3As$. Через 6–9 дней мышьяк из промышленных растворов переводится в газообразное состояние на 93-96%. При термическом разложении полученных газов (550 – 650°C) выделяется высококачественный мышьяк:

$$2\,(CH_3)_3As = 2\,As + 6\,C + 9\,H_2.$$

Биогидрометаллургия мышьяка и теллура и установление закономерностей превращений металлов под влиянием деятельности микроорганизмов может играть важную технико-экономическую роль в будущем, так как исключит стоимость работ по утилизации, захоронению и рециклингу техногенного сырья, и в переработку могут быть вовлечены огромные источники промышленных вод для очистки их от ионов металлов [32].

Литература

1. Кротков В.В. Современное состояние и перспективы развития добычи урана. ГЖ, № 12, 1999.
2. Лопатин В.В., Титков А.Н., Подоляко Л.Г., Разработка урановых месторождений Забайкалья - проблемы и перспективы. ГЖ, № 12, 1999.
3. Ларин В.К., Литвиненко В.Г., Шелудченко В.Г. Совершенствование технологии гидрометаллургической переработки урановых руд. Г.Ж., № 12, 1999.
4. Шаталов В.В. и др. Об экологической безопасности проведения работ на Хиагдинском месторождении. ГЖ, № 12, 1999.
5. Кучерский Н.И., История развития и состояние уранового производства в республике Узбекистан. ГЖ, № 12, 1999.
6. Аренс В.Ж., Разработка месторождений скважинными методами. М., Недра, 1986.
7. Пермяков Р.С. и др. Технология добычи соли. М. Недра, 1981.
8. Титков С.Н., Мамедов А.И., Соловьев Е.И., Обогащение калийных руд. М., Недра, 1982.

9. Андреева Г.С., Горюшкина С.Я., Небера В.П. Переработка и обогащение полезных ископаемых россыпных месторождений. М., Недра, 1992.
11. Егоров Б.Н.. Обогащение продуктов скважинной гидравлической разработки россыпей. Тр. 1-ый Советско-Югославский симпозиум по проблеме скважинной гидравлической технологии, т.I. М., МГРИ, 1991, 121 с.
12. Громов Б.В. Введение в химическую технологию урана. М., Атомиздат, 1978.
13. Boiric Chem. Bull. Soc. Chem. France, 1958, # 8-9, p. 1088.
14. Набойченко С.С., Смирнов В.И. Гидрометаллургия меди. М., Металлургия, 1974.
15. Металлургия благородных металлов. Под. ред. Л.В. Чугаев. М., Металлургия, 1987.
16. Yannopoulos J.C., The extractive metallurgy of gold. N.Y., 1991.
17. Толстов Е.А., Физико-химические геотехнологии освоения месторождений урана и золота в Кызылкумском регионе. М., МГГУ, 1999.
18. Седельникова Г.В., Практика кучного выщелачивания золотосодержащих пород. ГЖ, 1996, 1-2, с.122
19. Небера В.П., Флокуляция минеральных суспензий. М., Недра, 1983.
20. Зубулис А.И., Матис К.А. и др. Биосорбционная флотация металлов. Докл. РАН, 1999. Т.367, N5.
21. Небера В.П., Соложенкин П.М. и др. Новейшие технологии извлечения металлов из разбавленных водных растворов. Цвет. Мет. N10, 1999.
22. Nebera V.P., Solozhenkin P.M., Larin V.K. Removal of toxic metal ions from solution by galvanic-chemical method. Proceed. Glob Symp. Rec. waste treat. Clean techn. Spain, 1999.
23. Бубнов В.К. и др. Экстракционная переработка продуктивных растворов кучного и подземного выщелачивания. Чита, 1992.
24. Matis K.A. (ed). Flotation Science and Engineering. N.Y.: – Marcel. 1995. 551 P.
25. Зоубоулис А.И., Матис К.А., Соложенкин П.М., Небера В.П. Удаление ионов токсичных металлов из растворов, используя промышленные твердые полупродукты. Цвет. мет., N 12, 1999.
26. Kurkov A.V., Shatalov V.V., Gorokhov I.N., Egorov A.M.. Floto-galvanic coagulation as a novel process to improve cleaning of effluents. Proceed. of the Rewas'99: Glob Symp on Recy., Waste Treatment and Clean Technology. 1999. Vol. III. P. 2309-2317.
27. Чернова О.П., Курдюмов Г.М. Гальваноочистка сточных вод металлургических производств. 75-МИСиС. Москва, 1997. С.291-295.
28. Solozhenkin P.M., Nebera V.P., Larin V.K. Removal of toxic metal ions from solution by galvano-chemical method. Proceed. of the Rewas'99: Glob Symp on Recy., Waste Treatment and Clean Technology. 1999.
29. Патент 2 079 440 РФ, C1 6 C 02 F 1/463. Устройство для гальванокоагуляции. Громов С.Л., Золотников А.Н., Короткевич И.Б., Бомштейн В.Е., Малышев Р.М.. №5051377/25; заяв. 08.07.92. Опуб. 22.05.97. Бюл. №14.
30. Себба Ф. Ионная флотация. М., Недра, 1958.
31. [1] Гольман *А. М.* Ионная флотация. М.: Недра, 1982. 144 с.
32. [7] Van Aswegen P.C. // Congr. Int. Meteralurgie, 11th Gedim. St. Etienne. 1981. P. 510.-519.
33. Nebera V.S., Solozhenkin P.M., Medvedeva N.N.. Transformation of arsenic and tellurium in solution by fungi. Proceed. Inter. Biohydrometal. Symp. IBS'99. Biohydr. Envir. Min. 21 Century. Part B. P. 779-787
34. Небера В.П., Абдульманов И.Г., Мусейибов К.И. Способ подземного выщелачивания железосодержащих руд. А.С. № 1218082, Бюл. № 10, 15.03.86.
35. Трубецкой К.Н и др. Марганец. М.: АГН. 1999.
36. Колибаба В.Л. Концепция скважинной добычи богатых руд КМА. Тр. Советско-Югославского симпозиума по скважинной гидравлической технологии. М.:МГГА, 1991.

37. Фролов П.А и др. Опытное применение СГТ для добычи титаноциркониевых песков. Тр. Советско-Югославского симпозиума по скважинной гидравлической технологии. М.:МГГА, 1991.

38. Алтаев Ш.А. и др. Скважинная гидравлическая технология при добыче полезных ископаемых в Казахстане. Тр. Советско-Югославского симпозиума по скважинной гидравлической технологии. М.:МГГА, 1991.

39. Искужин С.М., Гущина С.И. Вещественный состав и гравитационная обогатимость свинцовой руды коры выветривания Жана-Аркалыкского месторождения. Тр. Советско-Югославского симпозиума по скважинной гидравлической технологии. М.:МГГА, 1991.

5. МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ*

5.1. ПРОЦЕССЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЧЕРЕЗ СКВАЖИНЫ КАК ОБЪЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Перевод полезного ископаемого в подвижное состояние предполагает подвод к массиву энергии в количестве, достаточном для разрушения связей внутри кристаллической решетки или межкристаллических и цементационных связей в многокомпонентной системе, каковой является горная порода.

В результате происходит либо изменение фазового состояния части или всех входящих в твердую фазу составляюших, либо горная порода диспергируется до такой степени, что позволяет легко транспортировать ее на поверхность.

Таким образом, любой скважинный метод разработки месторождения включает в себя подвод энергии к поверхности твердой фазы, сам акт взаимодействия агента с полезным ископаемым и отвод продуктов из зоны взаимодействия к выдачным скважинам.

В качестве носителя энергии в настоящее время используются жидкости и газы. Поэтому закономерности подвода энергии и отвода продуктов взаимодействия – это закономерности течения многофазных смесей, а также жидкостей и газов. Энергия может доставляться в процессе фильтрационного течения, которое характерно при движении жидкостей и газов по пустотам горного массива, и при течении в искусственно создаваемых в процессе разработки подземных камерах. К первым относятся подземные выплавка и сжигание серы, а также выщелачивание урана. Ко вторым – скважинная гидродобыча полезных ископаемых и растворение природных солей.

Для методов первой группы уравнения движения жидкостей и газов даются теорией фильтрации в горных породах. В частности, для i-ой жидкости имеем

$$\vec{V}_i = -C_i \frac{K_i(\sigma)}{\mu_i}\left(\nabla P_i + \rho_i \vec{g}\right) - A\nabla C_i, \qquad (5.1)$$

* Глава написана член. корр. РАЕН., д.т.н. Г.Х. Хчеяном и к.т.н. И.С. Нафтулиным

где ∇ - оператор градиента; $\overline{V}$ – вектор скорости; C – концентрация; μ - коэффициент динамической вязкости; P – давление; ρ – объемный вес; $\overline{g}$ – вектор ускорения силы тяжести; A – тензор конвективной деффузии; K – коэффициент проницаемости; $K(\sigma)$ – коэффициент относительной фазовой проницаемости; σ - насыщенность.

Для процессов второй группы, например для подземного растворения солей, справедливы уравнения Навье–Стокса с учетом зависимости вязкости и плотности рассола от температуры. Для проекции скорости вдоль оси $Z(V_z)$ имеем:

$$\rho\frac{\partial V_z}{\partial \tau} = -\frac{\partial p}{\partial z} + \mu\nabla^2 V_z + \nabla\mu\left(\nabla V_z + \frac{\partial V_z}{\partial z}\right) + \Delta\rho g, \qquad (5.2)$$

где ∇^2 – оператор Лапласа; τ – время.

Различие между течениями обеих групп состоит также и в том, что при образовании искусственных подземных полостей они бывают заполнены только вводимой жидкостью и продуктами ее взаимодействия с массивом. В то же время при фильтрационном течении в массиве на движение жидкостей и газов существенное влияние могут оказывать пластовые жидкости, отличающиеся по своим свойствам. Последнее обстоятельство существенно сказывается в ряде случаев на закономерностях течения носителя воздействия и, следовательно, на закономерностях второй стадии скважинных методов – переводе полезного ископаемого в подвижное состояние.

Далее рассмотрим процесс взаимодействия агента с твердыми компонентами горной породы. Если в результате происходит фазовый переход, то интенсивность этого явления будет пропорциональна некой «движущей силе» и площади поверхности взаимодействия:

$$-\frac{\partial M}{\partial \tau} \sim K(A - A_o)^m S, \qquad (5.3)$$

где M – масса вещества в руде; S – площадь взаимодействия; $(A - A_o)^m$ – движущая сила; A и A_o – переменные, характеризующие «силу» агента на контакте и в его глубине; K – коэффициент; m – константа.

Как правило, входящие в правую часть переменные тесно связаны с закономерностями течения и тепломассопереноса между фазами.

Поэтому уравнения (5.1) или (5.2) и (.53) должны быть дополнены уравнениями сохранения энергии и массы и изучаться совместно:

$$div(\lambda grad T) - \sum \rho_i C_i \overline{V} grad T_i = \rho C\frac{\partial T}{\partial \tau} + \sum_i I_i g_i, \qquad (5.4)$$

$$\frac{\partial(m\rho_i\sigma_i)}{\partial \tau} + div(\rho_i \overline{V}_i) = I_i \qquad (5.5)$$

где λ – коэффициент теплопроводности; C – теплопроводность; m – пористость; T – температура; I – объемная мощьность истоков или стоков; q_l – теплопроводность источника или стока.

Тем более, что изменение состояния массива приводит к перераспределению потоков носителей.

Однако такое изучение в силу непреодолимых пока математических трудностей невозможно. Наиболее известное и часто применяемое упрощение в подобных случаях состоит в принятии допущения о независимости различных процессов. Это позволяет изучать процессы доставки носителя и взаимодействие его с рудой по отдельности, при этом считается, что при рассмотрении движения носителя закономерности процесса взаимодействия заданы и наоборот.

В результате подвода к массиву рабочего агента и его взаимодействие с рудой в залежи образуются области, отличающиеся как по своим гидродинамическим, тепловым и других свойствам, так и по происходящим в них процессам. При этом для методов СГД и подземного растворения солей границы раздела таких областей устанавливаются удовлетворительно. Для остальных методов, для которых характерно фильтрационное течение, обозначить макроскопическую границу раздела разных областей затруднительно, так как существуют переходные области конечной протяженности.

Вышеизложенное позволяет придти к выводу, что показатели скважинных методов разработки месторождений могут быть определены при наличии закономерностей перевода твердого полезного ископаемого в жидкость, газ или гидросмесь. Форма и размеры возникающих в массиве областей, отличающихся как своими свойствами, так и протекающими в них процессами, характеризуются положением подвижных поверхностей их раздела. При этом закономерности перемещения их являются необходимой предпосылкой решения поставленной проблемы.

Для таких методов как растворение соли и скважинная гидродобыча зависимость положения границы от времени позволяет непосредственно получить величину добычи полезного ископаемого в функции влияющих факторов. Для процессов, в основе которых лежит фильтрационное перемещение жидкостей и газов, эти закономерности связаны с искомыми параметрами через размеры областей, в которых протекают фазовые переходы.

Физические и химические процессы протекают по-разному в различных горно-геологических условиях. Поэтому столь неповторимы конкретные реализации одного и того же геотехнологического метода на разных месторождениях. В каждом конкретном случае для технологических показателей и технических решений приходится находить узкий диапазон значений внутри области допустимых значений, при котором достигается наиболее эффективный результат. При этом зависимости

искомых показателей от влияющих факторов могут оказаться противоречивыми.

Необходимая информация об исходном состоянии предназначенного к разработке месторождения или его участка содержится в отчетах о разведочных и подготовительных работах (разведочное бурение, гидрогеологические и геофизические исследования). Однако при использовании этой информации необходимо иметь в виду, во-первых, что в процессе бурения скважин и отбора проб нарушается естественное состояние как прискважинной области, так и образцов, отбираемых в виде керна. Во-вторых, данные, полученные путем изучения керна, а также другими методами, могут быть лишь с большой осторожностью перенесены на весь массив. Присущая геологической информации неточность, приблизительность в процессе разработки геотехнологическими методами восполняется недостаточно, так как исключен непосредственный доступ к залежи, в то время как при традиционных способах добычи имеется возможность по мере разработки месторождения с достаточной полнотой и достоверностью судить о геологических и гидрогеологических свойствах массива.

В результате получить надежную информацию о свойствах объекта разработки в исходном состоянии очень трудно. Еще более сложно получить объективную информацию об изменениях, происходящих в массиве месторождения в процессе добычи, поскольку проведение исследований или нарушает технологический режим, или технически неосуществимо. Поэтому приходится ограничиваться косвенными данными, полученными из наблюдений лишь за контролируемыми показателями процесса.

Большой интерес представляет информация о динамике технологического процесса. Источником такой информации служат добычные или специальные скважины, в которых размещаются датчики или приборы.

Осуществить контроль таким способом за протеканием технологического процесса, как правило, невозможно по техническим и экономическим причинам. Обычно относительно легко поддаются замеру показатели и свойства характеризующие рабочий агент и продукт добычи, расход, температура и т.д. Однако этого оказывается во многих случаях недостаточно, так как целый ряд параметров технологии не поддается определению.

Довольно часто наблюдения осуществляются в подготовленных к отработке добычных скважинах, не используемых в данный момент. Однако и здесь информация недостаточна из-за удаленности этих скважин от исследуемых участков массива и малого их числа.

Из вышеизложенного можно сделать вывод о неполноте и ненадежности технической информации об объектах разработки и процессах при использовании геотехнологических методов.

Эта отличительная особенность качества информации очень важна, поскольку геотехнологические процессы гораздо более чувствительны к отклонению условий среды и технологических параметров от некоторых оптимальных, чем традиционные способы разработки месторождения.

Таким образом, за такие преимущества геотехнологических методов, как вывод людей из забоев на поверхность, управление процессом с поверхности, а также использование новых физико-химических процессов перевода твердых полезных ископаемых в подвижное состояние, приводящих к тому, что исключается прямой контакт человека с забоем, приходится платить возникновением сложной проблемы прогнозирования параметров и показателей процессов разработки твердых полезных ископаемых через скважины. Она становится актуальной как на стадии создания новых производств, так и при промышленной отработке месторождения.

Решение этой проблемы возможно в случае, если будут известны закономерности процессов и явлений, происходящих в массиве, и накоплен опыт использования геотехнологических методов в различных горно-геологических условиях. В этом смысле, изученность подземных процессов явно недостаточна из-за сложности формулировок физических представлений о их протекании, отмеченной неопределенности условий реализации, большого числа влияющих факторов, а также относительно малой распространенности скважинных методов.

5.2. ЭТАПЫ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ МЕТОДОВ ФХГ

Общая последовательность разработки и внедрения этих методов представлена на рис.5.1. Ее можно условно разбить на две части. Первая, включающая этапы I-III, оканчивается выдачей исходных данных для проектирования и строительства опытно-промышленного предприятия. Вторая – этапы IV, V – заканчивается завершением исследования. (Здесь везде опущены этапы проектирования и строительства, а также экономические аспекты проекта.)

Изменчивость горно-геологических условий не позволяет перенести результаты промышленного эксперимента, проведенного на одном месторождений или участке, на другие, а охватить опытными работами все условия невозможно. Во многих случаях невозможно выявить в достаточной степени особенности физических процессов и механизмов

их протекания, а также большей части случайных и неконтролируемых факторов (часто остающихся просто неизвестными).

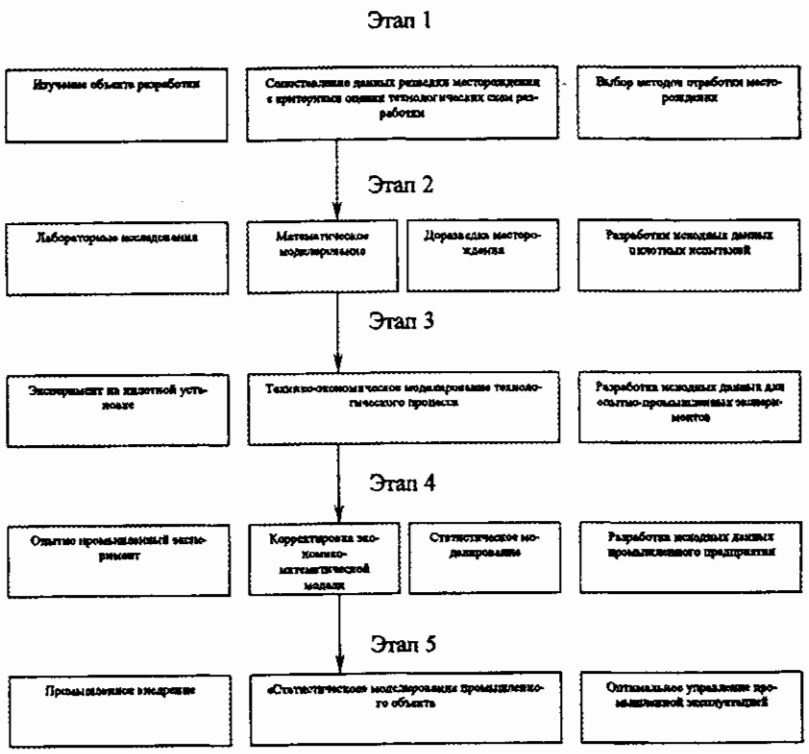


Рис. 5.1 Этапы разработки, внедрения ФХМГ.

В процессе проведения промышленного эксперимента свойства объекта разработки, как правило, меняются необратимо, что исключает воспроизводимость эксперимента. В связи с этим сооружаемые опытно-промышленные установки предназначены, главным образом, для доказательства возможности осуществления процесса добычи лишь в определенных геологических условиях и для определения ограниченного числа параметров процесса, поддающихся замеру. На результаты этих исследований влияют многочисленные субъективные факторы, а также отмеченная неопределенность условий, в которых протекает процесс. Особенности натурного моделирования, а также его дороговизна заставляют дополнять комплекс исследований методами математического и физического моделирования. В их задачи входит установление закономерностей протекания основных физических и химических явлений и оценка по ним результатов и показателей разработки участков месторождений. При этом полученные осредненные характеристики процесса соответствуют параметрам некой «средней» скважины среди большого числа скважин в данных горно-геологических условиях.

Параметры же отдельных реальных скважин могут сильно отличаться от средних, поскольку модели могут недостаточно полно описывать особенности технологии, так как базируются на неполной информации об условиях среды, а сами модели получаются при таких упрощениях, что реальное поведение системы отражается со значительной степенью приближения.

Поэтому наряду с усовершенствованием исходных моделей процесса на базе дополнительной информации, получаемой в ходе промышленной эксплуатации, приходится изучать влияние конкретной обстановки на эксплуатационные параметры.

Для исследований на последующих этапах могут использоваться методы, в которых подземный участок технологической цепочки рассматривается как **«черный ящик»**, т.е. как некий объект, о внутренней структуре и внутренних взаимосвязях которого ничего не известно. Указанная формализация позволяет применять разработанные в теории автоматического управления методы, основанные на построении передаточных функций системы по ее реакции на стандартные входные воздействия.

На этапе эксплуатации возможно также статистическое моделирование, использующее методы корреляционного и регрессионного анализов. Используются два направления моделирования.

Первый – анализ групп однородных по заданным наборам факторов и показателей, характеризующих работу объектов за определенный фиксированный период времени. Цель подобного подхода состоит в выяснении функциональной связи между параметрами объектов и в выделении наиболее существенных факторов (статические модели). Обычно используется аппарат многофакторного регрессионного анализа и распознавания образов.

Второй – анализ отдельных объектов по динамическим временным рядам (индивидуальная реализация). Целью является поиск тенденций изменения исследуемых параметров (динамические модели) для прогноза и управления производственными процессами. Используются методы статистической экстраполяции, в частности теория оптимальной фильтрации, а также методы, основанные на анализе корреляционных функций случайных процессов.

Одна из особенностей применения статистических методов заключается в том, что получаемые количественные закономерности целиком обусловлены качеством исходной информации – достаточным объе-

мом наблюдений, однородностью совокупности и сопоставимостью исследуемых величин. С этих позиций важный признак – степень освоенности и время существования исследуемых предприятий. Геотехнологические методы разработки месторождений полезных ископаемых в этом смысле менее благоприятны как объект исследований; многие находятся на стадии научной проработки, часть – на стадии опытно-промышленных исследований, в лучшем случае, имеется опыт работы отдельных предприятий.

Способом получения исходной информации служит активный или пассивный эксперимент. Данные, используемые для исследования промышленных объектов, являются значительно чаще результатом пассивного эксперимента, так как проведение запланированных активных экспериментов в условиях промышленного производства связано с определенными экономическими, техническими и организационными трудностями. Иногда ограничения накладывают и допустимые технологические режимы функционирования системы.

Исследования геотехнологических процессов статистическими методами позволяют раскрыть и описать сложные внутренние связи между переменными, характеризующими работу производственного объекта, по сути дела, без выяснения сущности процессов, происходящих под землей.

Описанный подход позволяет создать модели процессов скважинной геотехнологии, которые могут быть положены в основу при создании управляющих и прогнозирующих алгоритмов системы управления процессами добычи.

5.3. ОСНОВЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Виды моделирования.

В настоящее время моделирование приобретает все большую роль как метод научного исследования. Оно находит применение в самых различных отраслях при решении конкретных научных и технических задач.

Под моделированием понимается метод исследования реальных объектов и процессов с помощью их моделей. Модель есть условный образ, изображение, описание, схема и т.п. какого-либо объекта, отображающая характеристики объекта исследования, существенные с точки зрения целей и средств исследования и уровня наших знаний. Слово модель происходит от латинских слов *modus, modulus,* означающих мера, образ, способ. Первоначально моделью называли материальный образец других объектов, прообраз чего-то, материально созданную структуру.

Затем словом модель стали обозначать также мысленно созданную структуру.

Моделирование как способ познания предполагает использование абстрагирования и идеализации реальных объектов и явлений. Отображая существенные свойства оригинала (с точки зрения целей исследований) и отвлекаясь от несущественных, модель выступает как специфическая форма реализации абстракции. При этом от уровня абстракции зависит в значительной мере процесс переноса знаний с модели на объект.

Использование процесса моделирования обусловлено тем, что модели, как правило, обычно более удобны для исследований с точки зрения измерения и регистрации их характеристик.

Процесс моделирования обычно состоит из ряда последовательных фаз: предварительное изучение объекта, выдвижение и проверка первоначальных гипотез о свойствах объекта и его физической природе, поиск прототипов и аналогов, выделение существенных характеристик явления, уточнение и выбор вида моделирования, экспериментальный или теоретический анализ возможности моделирования, конструирование модели, сопоставление результатов моделирования с данными об объекте, проверка адекватности и корректировка модели.

При этом методика проведения эксперимента должна отвечать определенным требованиям: 1) постановка эксперимента должна позволить перенести результаты на реальный процесс; 2) изучать следует основные параметры, которые определяют ход процесса, но дают возможность до необходимых пределов расширить границы полученных результатов; 3) число экспериментов должно быть минимальным; 4) результаты должны быть критически оценены; 5) обработка данных должна быть представлена в форме зависимостей, готовых для использования.

В зависимости от средств моделирования различают материальное (предметное) и идеальное (абстрактное) моделирование. Материальное моделирование подразделяется на физическое, аналоговое и натурное моделирование (рис. 5.2). Абстрактное моделирование делится на эвритическое и знаковое, важнейшей разновидностью которого является логико-математическое моделирование.

Материальное моделирование – это изучение на модели, воспроизводящей в определенном масштабе основные геометрические, физические, динамические и функциональные характеристики объекта.

Если модель имеет ту же физическую природу, что и объект, то говорят о **физическом моделировании**. Исследования явлений на моделях иной физической природы, но описываемых теми же математическими уравнениями, называется **аналоговым** моделированием. Таков, например, метод электрогидродинамических аналогий (ЭГДА), основанный на аналогии между течением тока в проводнике и фильтрацией воды

в пористой среде, передачей тепла за счет теплопроводности в твердом теле и т.п. Сюда же относится метод электрических аналогий, разработанный Гутенмахером, метод гидравлической аналогии, разработанный Лукьяновым (гидравлический интегратор Лукьянова) и др.

В связи с развитием компьютерных технологий, позволяющих эффективно решать уравнения численными методами, аналоговое направление моделирования в значительной степени утратило свое значение.

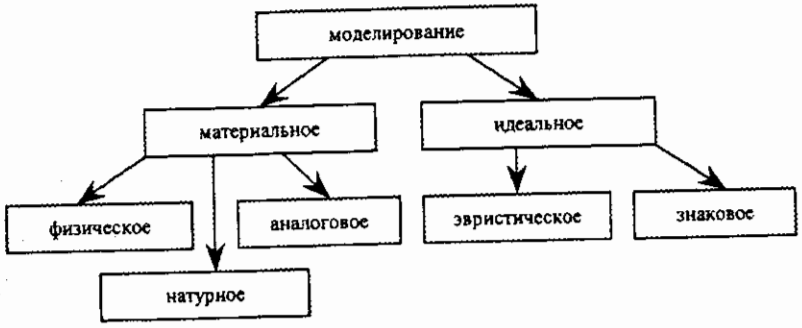


Рис. 5.2. Виды моделирования.

Натурное моделирование широко распространено в гидрогеологической практике и заключается в проведении производственных экспериментов или наблюдений на объектах, созданных самой природой. Например, для прогноза изменения режима грунтовых вод мелиорируемых территорий, для прогнозирования дренажа грунтовых вод и для других задач используются данные исследований на этих же или других, аналогичных территориях.

Особой разновидностью моделей являются испытательные стенды, тренажеры и имитаторы, основанные на использовании специальных устройств, сочетающих физические и математические модели с натурными приборами и объектами.

В тех случаях, когда сведения о структуре объекта ограничены, применение находят также методы моделирования, которые позволяют, абстрагируясь от структуры объекта и рассматривая его как «черный ящик», установить функциональные свойства объекта. Модель последнего строится в терминах, связывающих внешние воздействия на объект с его реакцией на это воздействие, без анализа внутренних закономерностей системы. При этом используются различные методы, в том числе и вероятностные.

Эвристическое моделирование основано на общих представлениях и соображениях о реальных явлениях без использования строго

фиксированных математических или иных знаковых систем. Такой анализ явлений присущ любому исследованию на его начальной стадии.

Эвристические модели применяются при изучении сложных систем, для которых затруднительно построение математической модели. В этих случаях на помощь исследователю приходит интуиция, накопленный опыт, умение формулировать те или иные ступени алгоритма решения задач. В вычислительном плане сложные алгоритмы заменяются упрощенными без всяких доказательств, на основании подсознательных решений. Эвристические модели часто называются сценариями явления. Они требуют многоэтапного подхода: сбора недостающей информации, многократного корректирования результатов.

В основе **знакового моделирования** лежит исследование явлений с помощью знаковых образований различной природы: схем, графиков, чертежей, формул, графов, математических уравнений, логических соотношений, записанных в символах естественного или искусственных языков. Важнейшей формой знакового моделирования является **математическое.**

Под **математической моделью** какого-либо явления обычно понимают систему уравнений (алгебраических, дифференциальных, конечно-разностных и др.) и формул, описывающих протекание изучаемого процесса. Создание математической модели предполагает наличие достаточно полной картины физической природы изучаемого явления. Она может уточняться на основе специально поставленных экспериментов до степени, позволяющей охватить наиболее важные характерные свойства явления. Сущность математической модели состоит в замене исходного объекта его «образом» – математической моделью – и в изучении этой модели с помощью реализуемых на компьютерах вычислительно-логических алгоритмов. Этот метод познания сочетает в себе многие достоинства как теории, так и эксперимента. Работа не с самим объектом (явлением, процессом), а с его моделью дает возможность безопасно, относительно быстро и без существенных затрат исследовать его свойства и поведение в любых мыслимых ситуаций.

В то же время **вычислительные** (компьютерные, симуляторные, имитационные) **эксперименты** с математическими моделями объектов позволяют, опираясь на мощь современных вычислительных инструментов информатики подробно и глубоко изучать объекты с полнотой, недоступной чисто теоретическим подходам (преимущество эксперимента).

Неудивительно, что методология математического моделирования бурно развивается, охватывая все сферы от разработки технических систем и управления до анализа сложнейших экономических и социальных явлений.

Математическое моделирование условно можно разбить на три этапа: модель–алгоритм–программа (рис. 5.3).

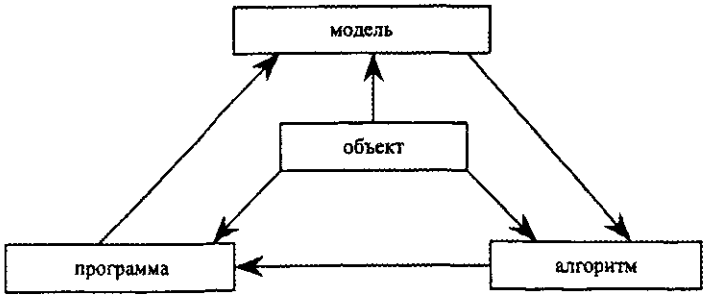


Рис. 5.3. Этапы математического моделирования

Их можно назвать «электронным» эквивалентом изучаемого объекта, уже пригодным для непосредственного испытания на «экспериментальной установке» – компьютере. Создав эту триаду, исследователь получает в руки универсальный, гибкий и относительно недорогой инструмент. После отладки и тестирования когда адекватность «триады» исходному объекту удовлетворена, можно в дальнейшем получить свойства и характеристики объекта. Естественно, процесс моделирования сопровождается постоянным улучшением и уточнением всех звеньев триады.

Важнейшим аспектом процесса моделирования является обоснование **допустимости переноса результатов, полученных в ходе создания и изучения модели на натурный объект**. На практике сначала проверяется возможность моделирования путем предварительного теоретического или экспериментального моделирования. Для физического моделирования разработана и широко применяется «теория подобия», указывающая, как выбрать модель, ее параметры и свойства, как обрабатывать результаты, чтобы их можно было перенести на реальный процесс. При этом устанавливаются допустимые пределы применимости найденных закономерностей. В других видах моделирования, в частности при исследовании сложных систем и процессов, такой теории еще не существует.

После получения информации в результате «модельного» эксперимента возникает вопрос оценки адекватности, сравнения модели (а в случае сложных явлений – разных моделей) и объекта. Единственным критерием сравнения является критерий практики, т.е. согласование результатов наблюдений с результатами моделирования в пределах точности наблюдений. На практике надо иметь в виду, что хорошее совпадение данных эксперимента и натурных наблюдений не всегда является мерой верности модели, так как возможно построение других моделей, которые могут дать те же результаты. Поэтому проблема решается для каждого конкретного случая в зависимости от вида и целей моделирования.

Основы теории подобия

Понятие **подобия** физических явлений заимствовано из подобия геометрических фигур. Определение подобия, рекомендованное комитетом АН СССР по терминологии, звучит следующим образом: взаимнооднозначное соответствие между двумя объектами, при котором функции перехода от параметров, характеризующих один из объектов, к параметрам другого объекта известны, а математические описания этих объектов могут быть преобразованы в тождественные.

Наиболее разработано теоретически и широко применяется на практике линейное подобие, т.е. подобие, при котором функции перехода являются масштабными коэффициентами и пересчет сходственных величин производится пропорциональным изменением их, т.е. простым умножением на масштабные коэффициенты.

Требование соблюдения пропорциональности всех геометрических размеров и всех изменяющихся во времени и пространстве параметров называется **полным подобием** и связано с выполнением весьма жестких условий. Как правило, в природе не существует сходных во всех деталях явлений. Поэтому в технических и научных задачах чаще всего имеют дело с неполным (частным) и приближенным подобием. **Неполное подобие** обычно предполагает подобие сходственных величин или только во времени или только в пространстве.

Приближенное подобие – подобие, допускающее нарушение пропорциональности между некоторыми параметрами объекта и модели или такое искажение процессов в модели, которое приемлемо для данной конкретной задачи и может быть оценено аналитически или экспериментально.

В технических приложениях встречаются частные виды физического подобия: **кинематическое подобие** – пропорциональность скоростей и ускорений, **динамическое подобие** – пропорциональность сил, **материальное подобие** – пропорциональность масс. Сочетание этих трех видов подобия называют **механическим подобием**.

Аналогично вводят в рассмотрение тепловое, гидро- и аэродинамическое подобие.

Об электрическом подобии говорят при подобии электрических и магнитных полей, токов, напряжений в электрических системах.

Во всех перечисленных видах подобия предполагается, что в течение всего рассматриваемого процесса физическая природа участвующих веществ не изменяется. Вводят понятие подобия и для более сложных случаев – физико-химических процессов, говоря о подобии физико-химических превращений.

Учение о подобии развивалось по двум направлениям: 1) анализ размерностей физических величин, характеризующих явления, 2) анализ уравнений, математически описывающих эти явления.

Первое направление разрабатывалось преимущественно за рубежом, второе – в нашей стране.

Теоремы подобия. Подобие явлений подчиняется некоторым общим закономерностям, которые принято называть теоремами подобия. Этих теорем три. Первые две устанавливают соотношения между параметрами явлений заведомо подобных. Третья – определяет необходимые и достаточные условия для того, чтобы явления оказались подобными.

Первая теорема. У подобных явлений и процессов критерии подобия имеют одинаковые численные значения, а индикаторы подобия равны между собой.

Критериями подобия называют безразмерные степенные комплексы основных размерных физических величин, входящих в замкнутую систему уравнений и описывающих исследуемый процесс или явление.

Понятие о критериях подобия имеет фундаментальное значение для всех видов моделирования во всех научных дисциплинах. Нахождение критериев подобия представляет одну из важнейших операций в применении теории подобия к моделированию.

Рассмотрим подробнее понятие критерия подобия. Прежде всего это отвлеченное безразмерное число: отношение двух одноименных характеристик процесса. При этом каждая из характеристик может быть составлена из нескольких скалярных или векторных величин. Кроме того, критерий подобия – это не любая безразмерная величина, а та, которая сохраняет числовое равенство для подобных между собой моделей и объекта.

На примере двух подобных между собой явлений, описываемых уравнениями теплопроводности, рассмотрим понятия критериев и индикаторов подобия:

$$-\frac{\partial t}{\partial \tau}=a\frac{\partial^2 t}{\partial x^2}\ (5.6)\ \text{и}\ -\frac{\partial t'}{\partial \tau'}=a'\frac{\partial^2 t'}{\partial x'^2} \qquad (5.7)$$

где t – температура; a – коэффициент температуропроводности; x – координата; τ – время.

Величины первого явления обозначены без индекса. Из определения подобия имеем:

$$\frac{t'}{t}=M_t;\frac{\tau'}{\tau}=M_\tau;\frac{x'}{x}=M_l;\frac{a'}{a}=M_a$$

или

$$t'=M_t\cdot t;\tau'=M_\tau\cdot\tau;x'=M_x\cdot x;a'=M_a\cdot a. \qquad (5.8)$$

Подставляя значения переменных из уравнения (5.8) в уравнение (5.7), получим

$$\frac{M_t}{M_\tau}\cdot\frac{\partial t}{\partial \tau}=\frac{M_a M_t}{M_l^2}a\frac{\partial^2 t}{\partial x^2}. \qquad (5.9)$$

Для соблюдения неизменности уравнений (5.9) и (5.6) необходимо, чтобы

$$\frac{M_t}{M_\tau}=\frac{M_a M_t}{M_l^2}\ \text{или}\ \frac{M_a M_t}{M_l^2}=1. \qquad (5.10)$$

Выражение (5.10) называется индикатором подобия. Подставляя в него отношения сходственных параметров, получим

$$\frac{a\tau}{x^2}=\frac{a'\tau'}{x'^2}. \qquad (5.11)$$

Опуская индексы в (5.11), получим более общее выражение

$$\frac{a\tau}{x^2}=idem, \qquad (5.12)$$

где *idem* – означает «одно и то же», т.е. безразмерные комплексы вида $\frac{a\tau}{x^2}$ имеют одно и то же числовое значение для обоих явлений. Выражение (5.12) называется **тепловым критерием подобия Фурье.**

Изложенная выше процедура подобного преобразования уравнений справедлива лишь для однородных уравнений. Если подобные процессы описываются уравнениями, содержащими неоднородные функции (трансцендентные, сложные и т.п.), то аргументы этих функций являются критериями подобия.

Например, функции

$$x=k\sin y, \qquad (5.13)$$

$$x'=k'\sin y', \qquad (5.14)$$

$$M_l\cdot x=M_k\cdot k\cdot\sin\left(M_y\cdot y\right). \qquad (5.15)$$

Чтобы (5.13) и (5.15) были инвариантны, необходимо, чтобы $\frac{M_l}{M_k}=1$ и $M_y=1$, т.е. аргумент y должен принимать одно и то же значение в обоих явлениях т.е. быть критерием подобия.

Вторая теорема. Уравнение связи между переменными, характеризующими явление, может быть составлено из безразмерных комбинаций – критериев подобия. Для всех подобных явлений эти уравнения, называемые уравнениями подобия, численно равны.

Уравнения подобия – это функциональные зависимости определяемых критериев подобия $(K_u, K_v, ..., K_w)$ от определяющих $(K_1, K_2, ...K_n)$:

$$K_u = F_u(K_1, K_2, ...K_n)$$
$$K_v = F_v(K_1, K_2, ...K_n)$$
$$K_w = F_w(K_1, K_2, ...K_n)$$

Критерии, составленные из величин, входящих в условия однозначности, называются **определяющими**. Они выделяют из класса явлений единственное конкретное явление.

Критерии, содержащие зависимую переменную (искомую величину), называются **определяемыми**.

Уравнения подобия представляют собой конкретные (частные) решения системы основных дифференциальных уравнений, описывающих интересующее нас явление. Конкретная форма уравнений подобия может быть определена двумя путями: эмпирическим и аналитическим.

В другой интерпретации вторая теорема известна под названием π-теоремы: всякое уравнение, связывающее между собой N физических величин, среди которых k обладают независимыми размерностями, а n - неодинаковыми размерностями, может быть преобразовано в уравнение, связывающее N-k безразмерных комплексов и симплексов. При этом число критериев-комплексов равно n-k, число критериев-симплексов N-n. **Симплекс** – это отношение двух одноименных величин.

Использование этой теоремы позволяет сократить число параметров в уравнениях с N размерных до N-k безразмерных величин и, тем самым, перейти к записи уравнений изучаемых процессов в критериальной форме. При этом упрощается обработка экспериментальных данных. Кроме того переход к безразмерным соотношениям позволяет распространять результаты аналитического или экспериментального исследования, проведенного применительно к единичному конкретному явлению, на целый ряд подобных явлений.

Третья теорема подобия устанавливает необходимые и достаточные условия подобия явлений: подобны лишь те явления, которые подчиняются одним и тем же уравнениям связи, для которых подобны условия однозначности и численно одинаковы критерии, составленные из условий однозначности.

Под условиями однозначности понимается комплекс условий, удовлетворение которых делает возможным выделение из целого класса явлений какое-либо конкретное.

В условия однозначности входят:

1) физические условия – свойства вещества, движение и изменение которого составляют содержание рассматриваемого явления. Обычно

это агрегатное состояние и физические параметры рабочего вещества, параметры основных уравнений;

2) геометрические, пространственные условия – геометрическая форма и размеры пространства, в котором протекает данное явление. Совместно с граничными условиями они определяют мерность рассматриваемого явления и выбор системы координат;

3) временные (начальные) условия – условия, при которых данное явление возникает, а также стационарность или нестационарность процесса;

4) граничные условия – условия взаимодействия с окружающей средой. Математически выражаются в форме уравнений связи между окружающей средой и данным явлением. В отдельных случаях эти уравнения сводятся к постоянству значений функций на границах пространства, в котором протекает явление.

Способы вывода критериев подобия

Теория подобия позволяет, не интегрируя дифференциальных уравнений, получать из них критерии подобия и, используя опытные данные, находить критериальные зависимости, справедливые для подобных явлений.

Для вывода критериев подобия обычно применяют два способа:

1) анализ дифференциальных или интегро-дифференциальных уравнений и условий однозначности;

2) анализ размерностей величин.

Известны три метода вывода критериев подобия из анализа уравнений: метод подобных преобразований, метод интегральных аналогов и метод приведения уравнений к безразмерному виду.

Метод подобных преобразований заключается в замене величин, входящих в уравнение, пропорциональными им величинами с помощью множителей преобразования.

Пример. Уравнение переноса тепла для нестационарного режима с граничными условиями третьего рода записывается в виде

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = a\frac{\partial^2 t}{\partial x^2}, \qquad (5.16)$$

$$-\lambda\frac{\partial t}{\partial x} = \alpha\Delta t, \qquad (5.17)$$

где Δt - температурный напор, α - коэффициент теплообмена.

Пусть первая система характеризуется значениями параметров t, τ, x, a, λ, α, Δt, а вторая - значениями

$$t' = M_t \cdot t; \tau' = M_\tau \cdot \tau; x' = M_l \cdot x; a' = M_a \cdot a; \lambda' = $$
$$= M_\lambda \cdot \lambda; \alpha' = M_a \cdot \alpha; \Delta t' = M_t \cdot \Delta t$$

полученными с помощью множителей преобразования М.

Подставляя в уравнения (5.16) и (5.17) значения второй группы переменных и используя соотношения

$$\frac{M_a \cdot M_\tau}{M_l^2} = 1,$$

$$\frac{M_a \cdot M_l}{M_\lambda} = 1,$$

получаем после преобразований уравнения

$$\frac{a\tau}{l^2} = idem; \frac{\alpha l}{\lambda} = idem,$$

где l – характерный размер системы.

Метод интегральных аналогов. Здесь используется правило замещения, по которому вместо производных величин рассматриваются так называемые интегральные аналоги. Сам метод заключается в следующем:

а) все производные любого порядка заменяются их интегральными аналогами, т.е. знаки дифференцирования отбрасываются;

б) при наличии суммы сложных дифференциальных операторов вида

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x \cdot \partial y}, \frac{\partial^2 u}{\partial x^2}, \frac{\partial^2 u}{\partial y^2}$$

вся сумма заменяется одним членом $\frac{u}{l^2}$;

в) интегралы заменяются подинтегральными выражениями;

г) все знаки равенства, сложения и вычитания заменяются знаком подобия ~;

д) путем деления всех полученных комплексов на один из них последние приводятся к безразмерному виду.

Пример. Воспользуемся уравнениями (5.6) и (5.7). Отбрасывая знаки дифференциалов, получаем

$$\frac{t}{\tau} \sim a\frac{t}{l^2}.$$

Разделив каждое выражение на один из комплексов, получим критерий подобия

$$\frac{a\tau}{l^2} = idem.$$

Метод приведения уравнений к безразмерному виду. Для всех переменных величин, входящих в основные уравнения и условия однозначности, выбираются единицы измерения. Затем все переменные величины заменяются их безразмерными значениями, т.е. отношениями к выбранным единицам измерения. Полученные из уравнений степенные комплексы приводятся к безразмерному виду.

При окончательном установлении критериев подобия имеется некоторый произвол, так как критерии подобия можно объединять, перемножать, делить, возводить в любую степень, умножать на числовые коэффициенты и т.д.

Вывод критериев подобия из **анализа размерностей** величин рекомендуется в тех случаях, когда в связи с большой сложностью и недостаточной изученностью явления система основных дифференциальных уравнений не может быть составлена.

Недостатком метода является возможность неполного учета влияния некоторых важных величин или же, наоборот, включение в число переменных несущественных величин. Поэтому такой анализ сочетается с экспериментом, который подтверждает значимость тех или иных факторов. Большую роль играют также опыт и интуиция исследователя.

Пусть искомая величина Q зависит от величин A, B, D, F, E. Тогда можно считать, что

$$Q = cA^x B^y D^z F^p E^q.$$

Кроме того, известны размерности всех величин. Произвольно выбираются независимые (основные) единицы измерения. Обычно в качестве последних используются масса ([M], кг), длина ([L], м), время ([T] с), температура ([T], °K), сила тока ([J], а), сила света (кандела). В качестве первичных величин можно выбрать и какие-либо другие единицы измерения. Необходимо только проверить, являются ли они независимыми. Пусть это величины A, B, D с размерностями:

$$[A] = [M]^{\mu_1} \cdot [L]^{\lambda_1} \cdot [t]^{\tau_1}$$
$$[B] = [M]^{\mu_2} \cdot [L]^{\lambda_2} \cdot [t]^{\tau_2}$$
$$[D] = [M]^{\mu_3} \cdot [L]^{\lambda_3} \cdot [t]^{\tau_3}$$

Условие независимости этих величин имеет вид

$$\begin{vmatrix} \mu_1 \lambda_1 \tau_1 \\ \mu_2 \lambda_2 \tau_2 \\ \mu_3 \lambda_3 \tau_3 \end{vmatrix} \neq 0$$

Если A, B, D являются независимыми величинами, то

$$Q = A^{x_1} B^{y_1} D^{z_1}$$

$$F = A^{x_2} B^{y_2} D^{z_2}$$

$$E = A^{x_3} B^{y_3} D^{z_3}$$

Подставляя вместо A, B и D их размерности, получаем 9 уравнений с 9 неизвестными, которые определяют три критерия подобия.

5.4. ПРИМЕРЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Практически все геотехнологические методы добычи полезных ископаемых как объекты исследования поддаются изучению с большими трудностями и допущениями. Как уже отмечалось, причина подобного положения заключается в том, что параметры объектов разработки (месторождений) практически недоступны наблюдению и измерению. К тому же горно-геологические и гидрогеологические свойства залежей характеризуются большой изменчивостью. Поэтому затруднено получение информации о свойствах объекта разработки и о закономерностях технологического процесса непосредственно в натурных условиях.

Ввиду этого применение различных методов моделирования наиболее приемлемо для вскрытия общих закономерностей протекания того или иного геотехнологического процесса и определения количественных оценок его технологических параметров.

Использование методов моделирования в геотехнологии можно проиллюстрировать на некоторых примерах.

Моделирование подземного растворения соли

Процесс растворения соли и закономерности распределения ее концентрации в камере подземного выщелачивания очень сложны. Поэтому при получении математического описания процесса исследователи идут на упрощение физической картины, рассматривая диффузионный и конвективный механизм переноса вещества и гидродинамическое движение вязкой жидкости. Эти явления описываются следующими дифференциальными уравнениями (в изотермическом приближении):

– конвективной диффузии

$$\rho \frac{\partial c}{\partial \tau} + \rho \bar{V} \nabla C = div\left(D \rho \nabla C\right), \qquad (5.18)$$

где D – коэффициент диффузии;

– движения вязкой несжимаемой жидкости (уравнение Навье-Стокса):

$$\rho \frac{d\bar{V}}{d\tau} = -\nabla \rho \mu \nabla^2 \bar{V} + \frac{1}{3} \mu \nabla div \bar{V} + \rho \bar{g}. \qquad (5.19)$$

Эти уравнения необходимо дополнить условиями на подвижных границах камеры.

Процесс перехода соли с твердой стенки в раствор описывается законом Фика:

$$\bar{q} = -D \rho \nabla C, \qquad (5.20)$$

где q – количество вещества, перешедшего в раствор с единицы поверхности в единицу времени.

Учитывая, что концентрация рассола в диффузионном слое на границе твердой фазы может быть принята равной концентрации насыщения $C_н$, количество вещества, перешедшего в раствор с элемента поверхности dS, пропорционально разности концентрации насыщения и растворителя, а также коэффициенту скорости растворения K:

$$d\bar{q} = K\left(C_н - C\right) dS. \qquad (5.21)$$

Из уравнений (5.20) и (5.21) получим приближенное уравнение материального баланса на границе камеры:

$$K\left(C_н - C\right) = \rho D \frac{dc}{dn}, \qquad (5.22)$$

где n – нормаль к поверхности стенки камеры.

Уравнения (5.18), (5.19) и (5.22) служат основой получения упрощенных математических моделей для процесса подземного растворения, а также для нахождения критериев подобия, обеспечивающих физическое моделирование.

Применяя метод интегральных аналогов к уравнениям (5.18), (5.19) и (5.22), получим следующие безразмерные комплексы $Nu^* = \frac{Kl}{D}$ – диффузионный аналог критерия Нуссельта, $Pe^* = \frac{Vl}{D}$ – диффузионный аналог критерия Пекле, $Ho = \frac{V\tau}{l}$ критерий гомохронности, $Eu = \frac{P}{\rho V^2}$ – критерий Эйлера, $\mathrm{Re} = \frac{Vl}{\nu}$ – критерий Рейнольдса, $Fr = \frac{V^2}{gl}$ – критерий Фруда.

Согласно второй теореме подобия, между критериями должна существовать определенная зависимость, которая представлена в виде уравнения подобия

$$\frac{C}{C_н} = f\left(Nu^*, Pe^*, Ho, Eu, \mathrm{Re}, Fr\right).$$

Вместе критериев Nu^* и Pe^* иногда используют диффузионные критерии Стентона и Прандтля: $St^* = \frac{Nu^*}{Pe^*}, \Pr^* = \frac{Pe^*}{\mathrm{Re}} = \frac{\nu}{D}$. Тогда уравнение имеет вид

$$\frac{C}{C_н} = f\left(St^*, \Pr^*, Ho, Eu, \mathrm{Re}, Fr\right)$$

Критерий *Ho* имеет существенное значение лишь при исследовании неустановившихся движений жидкости. Если изучается стационарный режим, то критерий *Ho* выпадает из условий подобия. Число критериев сокращается, если можно пренебречь сжимаемостью жидкости, в этом случае уравнение подобия записывается в форме

$$\frac{C}{C_н} = f\left(St^*, \Pr^*, \mathrm{Re}, Fr\right).$$

Для моделирования необходимо, чтобы соблюдались:

1) подобие геометрических параметров, определяющих конфигурацию камеры;

2) подобие граничных условий расхода растворителя, толщины пристенного потока;

3) одинаковость физических характеристик и модельных образцов соли и растворителя.

Обычно экспериментальные исследования проводятся на природных образцах соли. Уравнение, связывающее определяемые величины с влияющими факторами, необходимо искать в виде зависимости от критериев Пекле, Фруда и Прандтля. Таким образом, используя природные материалы, диапазоны температур и краевые условия, идентичные натурным, возможность моделирования определяем соблюдением чисел подобия Pe*(Re) и Fr. Для области свободной конвекции эта возможность зависит от соблюдений числа Грасгофа ($Gr=ArRe^2$), откуда сразу следует, что при геометрических масштабах, отличных от 1, подобие обеспечить не удается. Исследованиями было показано, что приближенное подобие обеспечивает удовлетворительные для практики результаты. Исследования на моделях позволили выявить гидродинамическую схему потоков в камере растворения. Установлено наличие в каждом растворе двух независимых видов потоков. Потоки одного вида вызваны всплыванием и растеканием вдоль потолка камеры вводимого растворителя, а потоки другого вида – перемещением рассола в соответствии с его плотностью.

Один из основных показателей, лежащих в основе проектных расчетов –средняя радиальная скорость растворения соли. Она зависит от концентрации растворителя, его температуры, наклона поверхности растворения и других факторов.

В критериальном виде эти зависимости имеют вид

$$Nu = 0{,}1\left(Gr\,\Pr\sin\theta\right)^{1/3},$$

при углах наклона поверхности растворения $\theta \le 90°$.

$$Nu = 0{,}18\left[Gr\,\Pr\sin\left(\theta - 100\right)\right]^{1/3} \text{ при } 100^\circ \le \theta \le 180^\circ.$$

Уравнения справедливы при свободно-конвективном растворении соли в турбулентном режиме.

Подземная выплавка серы (ПВС)

Процесс подземной выплавки серы представляет собой исключительно сложное явление, характеризуемое гидродинамическими процессами течения двух несмешивающихся жидкостей – горячей воды и жидкой серы в зоне плавления, вытеснением горячей водой холодной пластовой жидкости вне зоны плавления, процессами теплопереноса в пласте, наличием подвижных границ зон плавления, фазовым переходом твердой серы в жидкое состояние и др. В целях упрощения изложения ограничимся рассмотрением лишь гидродинамических явлений, происходящих в зоне плавления. Фильтрация двух несмешивающихся жидкостей в пористой среде подчиняется обобщенному уравнению Дарси:

$$\overline{V_c} = -K\frac{K_c}{\mu_c}\left(gradP_c + \rho_c\overline{g}\right),$$

$$\overline{V_в} = -K\frac{K_в}{\mu_в}\left(gradP_в + \rho_в\overline{g}\right),$$

где $\overline{V}$ – скорость, K – проницаемость зоны плавления, K_c и $K_в$ – относительные фазовые проницаемости серы и воды. μ – вязкость, P – давление, ρ – плотность, g – ускорение силы тяжести.

Кроме этого фильтрующиеся жидкости подчиняются закону сохранения вещества (уравнению неразрывности):

$$div\left(\rho_c V_c\right) + \frac{\partial}{\partial\tau}\left(\rho_c m\sigma_c\right) = 0,$$

$$div\left(\rho_в V_в\right) + \frac{\partial}{\partial\tau}\left(\rho_в m\sigma_в\right) = 0$$

причем $\sigma_c + \sigma_в = 1$; σ – насыщенность жидкостью порового пространства, т.е. доля объема пор, занятых одной из жидкостей, m – пористость пласта, τ – время.

Поверхностное натяжение на границе контакта жидкостей и твердого тела описывается уравнением капиллярного скачка:

$$P_c - P_в = \varphi\cos\theta\sqrt{\frac{m}{K}}\;\; J\left(\sigma_в\right),$$

где φ – поверхностное натяжение, θ – краевой угол смачивания, $J(\sigma_в)$ – безразмерная функция Леверетта.

Критерии подобия могут быть получены из уравнений, например, методом интегральных аналогов:

$$\frac{V_c\tau}{l}=\pi_1;\frac{V_в\tau}{l}=\pi_2;\frac{P_cK}{\mu_c lV_c}=\pi_3;\frac{P_вK}{\mu_в lV_в}=\pi_4;$$

$$\frac{K\rho_c g}{\mu_c V_c}=\pi_5;\frac{K\rho_в g}{\mu_в V_в}=\pi_6;\frac{P_c\sqrt{K}}{\varphi\cos\theta}=\pi_7;\frac{P_c}{P_в}=\pi_8.$$

Безразмерные величины m, $\sigma_в$, $K_в$, K_c, $J(\sigma_в)$ сами являются критериями подобия. Согласно π-теореме, из 18 физических величин, входящих в уравнения, можно образовать 15 критериев подобия. Таким образом недостает 2 критериев подобия. В теории нефтяной подземной гидродинамики эти критерии предлагается получить из анализа размерностей. Этими критериями являются $\pi_9=\frac{l}{\sqrt{K}}$, учитывающий влияние гидродинамических сил на распределение жидких фаз в порах, и $\pi_{10}=\frac{\rho_в l\sqrt{K}}{\mu_в\tau}$ – аналог критерия Рейнольдса для пористой среды.

Рассмотрение полученной системы критериев подобия показывает, что невозможно подобрать параметры модели, обеспечивающие равенство критериев натуры и модели.

Например, нельзя добиться сохранения значения критерия $\frac{l}{\sqrt{K}}$, одновременно удовлетворить критериям Рейнольдса и критериям π_5 или π_6, учитывающим влияние гравитационных сил. При одинаковости свойств жидкостей из одного критерия следует, что скорости их движения прямо пропорциональны, а из другого – пропорциональны корню квадратному из K. Следовательно, возможно лишь приближенное моделирование процесса ПВС, основанное на исключении ряда критериев, влияние которых на процесс незначительно.

Исходной при проектных расчетах служит зависимость количества продукции, добываемой из скважин, от времени ее отработки при различных расходах рабочих агентов, сеток скважин и других параметров в различных горно-геологических условиях.

По этой зависимости определяют прочие технологические показатели отработки, например такие, как удельные затраты теплоносителя и коэффициент извлечения.

Для определения добычи со скважины был проведен комплекс исследований, включающий изучение тепловых полей и гидродинамики

процесса в отдельности. Целью их была экспериментальная проверка адекватности разработанной расчетной схемы реальному процессу.

Исследование температурных полей проводилось на специальных установках (рис. 5.4). Радиальная модель участка месторождения вокруг добычной скважины включала горизонтальный пласт, который располагался между слоями цемента (почва) и плотной влажной глины (кровля). Вся система размещалась в стальном корпусе сварной конструкции. Модель добычной скважины состояла из двух соосных труб: по внешней нагнеталась горячая вода, по внутренней – выдавалась расплавленная сера. Краны, расположенные по периферии пласта, позволяли регулировать расход жидкости через модель. Температура пласта измерялась девятью хромель-копелевыми термопарами. Вода для модели нагревалась в двух котлах, оборудованных (для поддержания постоянной температуры) манометрами и термосопротивлениями.

Результаты исследований представлены на рис. 5.5, где приведены средние значения по мощности безразмерного радиуса плавления в зависимости от критерия Фурье. Сопоставление опытных данных с расчетными показывает необходимость корректировки последних. Введение поправочного коэффициента позволяет достаточно хорошо согласовать формулу с результатами экспериментов.

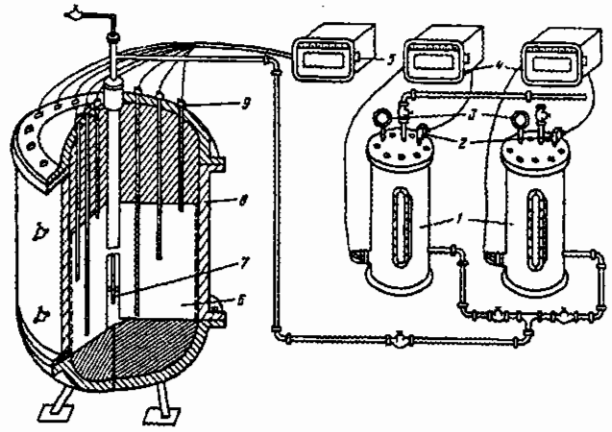


Рис. 5.4. Схема лабораторной установки:
1 – котел; 2 – термосопротивление; 3 – манометр; 4 – электрический мост; 5 – электронный потенциометр; 6 – модель серного пласта; 7 – модель скважины; 8 – корпус модели; 9 – термопара

Скорость стекания жидкой серы за счет гравитационных сил изучалась на установке, состоящей из автоклава, автоматического потенциометра для записи температуры и многоканального прибора для

автоматической регистрации электропроводности. Автоклав служил для разогрева и поддержания заданной температуры внутри модельного пласта, в качестве которого использовался керн серной руды.

Наблюдение за изменением серо- и водонасыщенности осуществлялось путем измерения удельного электрического сопротивления. Для автоматической записи электропроводности была построена специальная аппаратура, прототипом которой послужил прибор для регистрации изменения нефте- и водонасыщенности. Распределение температуры по длине образца измерялось с помощью хромель-копелевых термопар.

Боковая поверхность керна изолировалась стеклотканью, пропитанной эпоксидной смолой. Такое покрытие имеет хорошие механические свойства, предотвращало движение жидкости по поверхности керна и обеспечивало вывод термопарных и электроизмерительных электродов.

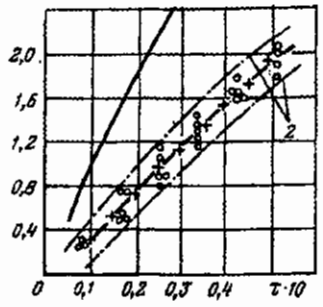


Рис. 5.5. Графики зависимости положения изотерм пласта от времени:
1 – по формуле Ловерье; 2 – опытные границы данных

Для изучения распределения жидкой серы по высоте и во времени на боковой поверхности керна в различных по высоте сечениях устанавливались измерительные электроды. Для более равномерного охвата площади поперечного сечения керна электрическим полем применялась измерительная схема с четырьмя электродами. Число сечений, в которых производились замеры электропроводности, выбиралось равным 4 – 6 в зависимости от длины керна. В каждом измерительном сечении для определения температуры устанавливалась термопара. Скорость стока жидкой серы для различных текстурно-структурных типов руд составляла от $8{,}1\cdot10^{-4}$ см/с для гнездово-прожилковых руд до $3{,}4\cdot10^{-4}$ см/с для тонкорассеянных руд.

Подземное выщелачивание

Селективное фильтрационное выщелачивание полезного компонента из твердой фазы, например кислотное выщелачивание урана или фосфора, может быть описано системой уравнений

$$\left.\begin{aligned}
&\frac{\partial C_T}{\partial \tau} = D_M C_T^n C_{ж};\\
&\frac{\partial C_{ж}}{\partial \tau} + \nu\frac{\partial C_{ж}}{\partial x} - \alpha\frac{\partial C_T}{\partial \tau} = 0;\\
&C_T(x,0) = C_{T_0}, C_T(\nu\tau,\tau) = C_o, C_{ж}(0,\tau) = C_{жо},
\end{aligned}\right\} \qquad (5.23)$$

где $C_т$, $C_{ж}$ – концентрации полезного компонента в твердой фазе и реагента; $D_м$ – коэффициент массоотдачи; α и n – постоянные; C_o – начальное содержание целевого вещества; $C_{жо}$ – концентрация реагента на входе в залежь; x, τ – координата, время, ν – скорость потока реагента.

Первое уравнение описывает взаимодействие твердой фазы с реагентом и является уравнением кинетики гетерогенной реакции. Второе – связывает изменение концентрации реагента в массиве с течением химической реакции и движением реагента по залежи. Показатель степени n определяется экспериментально, и численное его значение лежит обычно в пределах $0<n<1$.

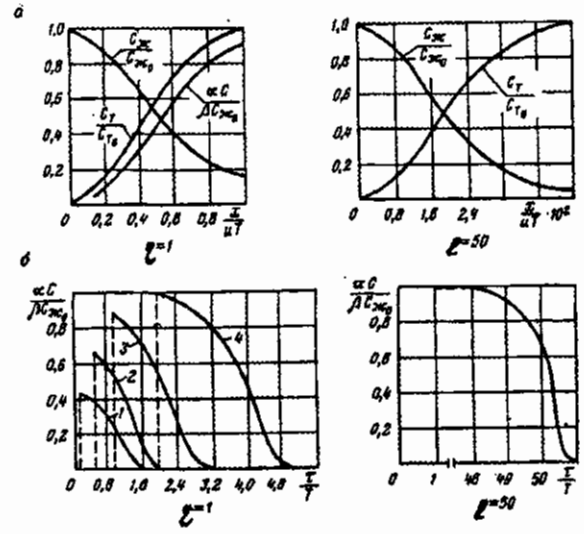


Рис 5.6. Графики зависимости безразмерного содержания полезного компонента в твердой фазе (C_T/C_{T_0}) и растворе $\alpha C/(\beta C_{жо})$ и концентрации реагента ($C_{ж}/C_{жо}$) от расстояния при $\tau = \tau_n$ (а) и зависимость безразмерного содержания полезного компонента в жидкой фазе от времени (б): *1, 2, 3, 4* – соответственно при $x/(uT) = 0{,}25$; 0,5; 1 и 2

Решение включает две стадии: первую – если в начальном сечении имеется некоторое количество полезного ископаемого – и вторую – если образовалась зона полного выщелачивания. Общее решение получено методом характеристик в виде степенных рядов, причем граница зоны полного выщелачивания целевого компонента перемещается по пласту по линейному закону

$$l = V(\tau - \tau_n),$$

где τ_n – время полного выщелачивания в начальном сечении; V – скорость перемещения передней границы области полного выщелачивания. $V = v/(1+\eta)$, $\eta = \alpha C_0 / C_{ж0}$, $\tau_n = C_{T0}^{1-n} / [KC_{ж0}(1-n)]$. Так как $V<v$, ширина зоны, где происходит процесс выщелачивания, увеличивается.

Полученные результаты остаются в силе и для радиального случая, если принять

$$x = r^2 - r_0^2, u = Q/(\pi h), l = R^2 - r_0^2$$

Здесь r и R – текущие значения радиусов; r_0 – начальный радиус, Q – расход реагента, h – мощность пласта. Целесообразно аппроксимировать показатель степени n таким образом, чтобы решение системы уравнений (5.23) не содержало рядов. Это возможно, если $n = m/(1+m)$, m – целое число.

Концентрация полезного компонента C в жидкой фазе определяется выражением

$$C = \beta\left(1 - \frac{C_{ж}}{C_{ж0}}\right),$$

где β – постоянная.

Соответствующие искомые зависимости, полученные из решения системы уравнений (5.23), для m=1 представлены на рис. 5.6 *а, б*. Характер их определяется главным образом параметром η, причем при $\eta >> 1$ существует некоторый временной интервал, в течение которого содержание полезного компонента в отбираемом растворе практически постоянно.

Стохастический анализ геотехнологических процессов

Как уже отмечалось, из-за многообразия горногеологических факторов и местных условий, сказывающихся на параметрах методов скважинной геотехнологии, детерминированные модели процессов позволяют оценивать показатели только по порядку величин для некоторых средних значений влияющих переменных. Этого, как правило, оказывается достаточным при выдаче исходных данных для проектирования предприятий. В процессе эксплуатации их показатели могут значительно

отличаться от средних значений как из-за отличия горногеологических условий, так и из-за неучета детерминированными моделями ряда факторов. Это обстоятельство затрудняет управление процессом добычи.

Задача может быть решена, если применить так называемые стохастические (вероятностные) методы. На примере подземной выплавки покажем некоторые возможности использования данного подхода.

Объектами вероятностных методов моделирования в зависимости от целей могут служить серодобычные скважины, блоки скважин, участки месторождений и предприятие в целом. Под блоками понимаются группы скважин, объединенных по территориальному признаку, времени отработки, сетке расположения.

Участок представляет собой самостоятельную производственную единицу, отрабатывающую достаточно обширную площадь месторождения, включающую группу блоков серодобычных скважин. Участки могут различаться по административному подчинению, моменту начала отработки, территориальному расположению, горногеологическим условиям.

Одной из основных предпосылок стохастического анализа является наличие предварительной гипотезы о взаимосвязях между исследуемыми переменными, которая представляет собой неформальную логическую модель изучаемого процесса, выражающую представления технологов о его физической сущности. В качестве такой зависимости на первом этапе изучалось существование связи между переменными в виде уравнения множественной регрессии.

Таблица 5.2

Сходная информация по отработанным блокам Язовскогорудника ПВС

№№ ПП	№№ блоков	Мощность пласта, м	Начальная приемистость, м³/час	Запасы серы тыс. т	Сетка скважин, м	Удельный расход теплоносителя	Извлечение серы, %	Добыча, т	Расчетная величина удельного расхода теплоносителя, м³/т
1	1	11,4	15,11	430,6	54,3	19,79	43,20	186020	13,9
2	4	15,1	12,08	585,9	42,1	12,87	61,17	358419	9,9
3	5	12,9	14,58	423,5	51,1	15,51	42,57	180288	14,0
4	7	11,9	14,45	729,6	45,4	18,85	45,36	330958	13,2
5	9	11,8	18,98	209,0	72,8	21,39	31,12	65053	19,0
6	10	11,1	11,93	139,6	38,4	34,51	23,56	32900	24,9
7	11	17,0	11,95	830,9	50,2	15,82	38,88	323046	15,3
8	12	8,9	15,65	359,8	50,6	15,40	52,52	188991	11,5
9	13	9,2	12,90	793,2	65,9	15,25	52,00	253839	18,5
10	14	13,3	13,15	938,2	51,5	24,91	16,79	157552	34,8
11	15	7,7	14,43	418,5	47,5	37,75	25,95	108592	22,7

Рассмотрим в этой связи данные эксплуатации Язовского рудника ПВС. В качестве факторов-аргументов были выбраны: x_1 – средняя мощность залежи, м; x_2 – средняя водоприемистость, м^3/час, x_3 – запасы, x_4 – расстояние между скважинами. В качестве зависимых переменных были приняты добыча со скважины – y_3, удельный расход теплоносителя – y_1 и извлечение – y_2. Численное значение исходной информации дано в табл. 5.2.

Матрица парных коэффициентов корреляции, характеризующая статистическую независимость выбранных факторов, приведена в табл. 5.3.

Таблица 5.3

Матрица коэффициентов парных корреляций

Параметры	Мощность	Расход теплоносителя	Запасы	Сетка	Удельный расход
Мощность	1,0000				
Расход теплоносителя	-0,4451	1,0000			
Запасы	0,2723	-0,6611	1,0000		
Сетка	-0,5044	0,5292	-0,2684	1,0000	
Удельный расход	-0,2347	0,7853	-0,3893	0,4807	1,0000

Анализ показывает, что небольшая статистическая связь имеется между мощностью залежи и водоприемистостью, а также между водоприемистостью и расстоянием между скважинами.

Тем не менее была сделана попытка построения модели в виде уравнения множественной регрессии по имеющейся информации. Наилучшие результаты относительно y_1 показало выражение в виде полинома второго порядка

$$y_1 = a_o + \sum_{i=1}^{4} a_i x_i + \sum_{i=1}^{4}\sum_{j=1}^{4} a_{ij} x_{ij} \,. \qquad (5.24)$$

При этом использовались программы с отсевом несущественных факторов. Отсев осуществлялся по двум вариантам. В первом – анализировалась существенность коэффициентов регрессии факторов по критерию Стьюдента, во втором – осуществлялось поочередное добавление факторов по критерию Фишера. В результате обработки информации по первому способу оказалось, что из 14 факторов, входящих в модель (5.26), несущественным признан только один – мощность пласта x_1. При этом коэффициенты модели есть: a_0 = -511,9; a_1 = 0; a_2 = 117,5; a_3 = 13,5; a_4 = -10,0; a_{11} = 0,21; a_{22} = -4,2; a_{33} = 1,7; a_{44} = 0,09; a_{12} = -2,2; a_{13} = -0,9; a_{14} = 0,5; a_{23} = 1,8; a_{24} = 0,1; a_{34} = -1,0.

Средняя ошибка аппроксимации (в процентах) не превышает 1,5 %. Коэффициенты множественной корреляции и детерминации близки к

единице; средняя квадратическая ошибка оценки по уравнению – менее 0,3 и остаточная дисперсия – менее 0,1. Максимальная абсолютная ошибка аппроксимации составляет менее 4 %.

При анализе информации по второму варианту из 14 факторов значимыми признаны:

$$x_1 - x_9, x_{11} \text{ и } x_{14}.$$

При этом коэффициенты уравнения регрессии таковы: a_0 = -390; a_1 = -6,23; a_2 = 110,9; a_3 = 31,38; a_4 = -11,89; a_{11} = -2,26; a_{22} = -31,12; a_{33} = 1,24; a_{44} = 12,57; a_{12} = -8,88; a_{13} = 14,92; a_{14} = 14,92; a_{34} = -9,9.

Средняя ошибка аппроксимации по этому уравнению не превышает 1,3% при средней квадратической ошибке равной 0,92. Наименьшая абсолютная ошибка менее 6%. Коэффициенты множественной детерминации и корреляции близки к единице, а расчетные значимости уравнения регрессии и коэффициента множественной корреляции значительно превышают табличные значения F и T критериев.

Отметим, что уменьшение числа факторов резко снижает качество моделей. Так, уже модель, использующая на один фактор меньше предыдущей, дает абсолютное отклонение до 66 % при средней ошибке аппроксимации около 18 %. При этом значимости уравнений регрессии и коэффициента множественной корреляции ниже табличных.

Близкие результаты получены и для других зависимых переменных – извлечения (y_2) и добычи со скважины (y_3). Удовлетворительные модели получены в виде полиномов второй степени, причем существенную роль играют члены, выраженные через смешанные произведения факторов.

Дополнительное изучение исходного материала позволило установить, что весь набор исследуемой информации может быть условно разделен на две части. Блоки № 10, 14, 15, 16, 18 характеризуются относительно низким (менее 26%) извлечением и считаются неотработанными до конца. Они и дают наибольшее рассеяние. Если их отсеять как непредставительные, то уравнения регрессии могут быть получены в виде полинома первого порядка:

$$y_i = a_{oi} + \sum_{j=1}^{4} a_{ij} x_j, (i = 1.2.3), \qquad (5.25)$$

коэффициенты регрессии которого представлены в табл. 5.4.

Анализ нормированных коэффициентов регрессии, определяющих значимость каждого фактора, свидетельствует о превалирующем влиянии на удельный расход теплоносителя приемистости скважин. Причем с ростом расхода теплоносителя возрастает его удельный расход. Таким образом, для эффективного ведения процесса его расход должен

быть близок к теоретически установленной минимальной величине (8–10 м^3/час).

Таблица 5.4

Коэффициенты регрессии линейного уравнения

Зависимая переменная	Индекс	Коэффициенты регрессионного уравнения					Нормированные коэффициенты регрессионного уравнения				Коэффициент множественной корелляции
y_i	i	a_{i0}	a_{i1}	a_{i2}	a_{i3}	a_{i4}	a_{i1}	a_{i2}	a_{i3}	a_{i4}	R
Удельный расход	1	-3,89	0,20	1,03	0,29	0,04	0,20	0,94	0,22	0,14	0,82
Коэффициент извлечения	2	110,44	-0,93	-0,62	-1,29	0,76	-0,27	-0,17	-0,29	-0,85	0,80
Добыча	3	26,25	-0,06	-0,3	3,21	0,38	-0,02	-0,01	0,72	-0,42	0,93

Вслед за расходом горячей воды на значение удельного расхода примерно равнозначно влияют мощность пласта и запасы, приходящиеся на одну скважину. Последней по степени влияния является сетка скважин.

Коэффициент извлечения больше всего зависит от сетки скважин, затем от запасов и мощности залежи. И в наименьшей степени от приемистости. Причем все коэффициенты корреляции отрицательны. Следовательно, целесообразно испытать вариант отработки с более густой сеткой скважин.

Добыча из блока скважин, как и следовало ожидать, возрастает с увеличением запасов. Для остальных факторов коэффициенты корреляции отрицательны. Причем наиболее существенно влияние сетки скважин.

Как общий вывод из проведенных исследований следует:

1. Расстояние между скважинами в блоках и расход теплоносителя завышены и для улучшения технико-экономических показателей отработки их целесообразно уменьшить.

2. Регрессионное уравнение в виде полинома первой степени может служить основой для оценки и прогнозирования основных показателей процесса при коэффициенте извлечения в блоках более 30%.

Сводная таблица наиболее распространенных критериев подобия

Критерии	Обозначение	Формула	Примечание
Гомохронности (Струхаля)	*Ho (Sh)*	$\frac{V\tau}{l}$	Для неустановившегося движения – безразмерное время; отношение текущего времени к условному времени пребывания потока в системе
Рейнольдса	*Re*	$\frac{Vl}{\nu}$	Мера отношения сил инерции и вязкости
Фруда	*Fr*	$\frac{gl}{V^2}$	Мера отношения сил тяжести и инерции. Для изотермического движения однофазных систем; при напорном /вынужденном/ движении отпадает
Архимеда	*Ar* *Ar*	$Fr\cdot\frac{\Delta\rho}{\rho}$ $Fr\cdot\frac{\Delta T}{T}$	Для изотермического движения двухфазных систем под действием разности плотностей. Мера отношения подъемной силы к силе инерции (частиц) Для неизотермического движения
Грасгофа	*Gr*	$Ar\cdot \mathrm{Re}^2 = \frac{gl^3}{\nu^2}\cdot\frac{\Delta T}{T}$ или $\frac{gl^3}{\nu^2}\beta\Delta T$	При чисто конвективном (свободном) движении заменяет критерий *Re*
Эйлера	*Eu* *Eu*	$\frac{P}{\rho V^2}$ $\frac{\Delta P}{\rho V^2}$	Для упругих жидкостей при скоростях соизмеримых со скоростью звука, приводится к критерию *Ma*. Для нагнетаемых жидкостей и для упругих жидкостей при скоростях, значительно меньших скорости звука. Отношение потери давления в системе к создаваемому за счет этого скоростному напору /отношение сил давления и инерции/. Часто бывает неопределяемым, так как содержит искомую величину потери давления
Маха (Маневского, Берстоу)	*M* *Ma* *Ba*	$\frac{V}{c}$	Скорость потока в долях скорости звука. Иногда называется критерием Берстоу *(Ba)*. Эквивалентен *Eu* для упругих жидкостей.
Стокса	*Stk*	$\frac{1}{\xi}\frac{\delta}{l}\frac{\rho'}{\rho}$	Мера отношения силы сопротивления к силе энергии частицы при движении дисперсных частиц
Рейнольдса	Re_c	$\mathrm{Re}\frac{\delta}{l}$	Критерий Рейнольдса для среды с дисперсными частицами.
Тепловое подобие. Молекулярный теплообмен			

Критерии	Обозначение	Формула	Примечание
Фурье	F_o	$\frac{a\tau}{l^2}$	Безразмерное время, мера отношения текущего времени к полному времени охлаждения или нагрева тела; тепловой критерий гомотронности
Био	Bi	$\frac{\alpha l}{\lambda}$	Критерий граничных условий, мера отношения скорости отвода тепла от поверхности тела к скорости его подвода за счет теплопроводности. Скорость охлаждения или нагрева тела
Конвективный теплообмен			
Пекле	Pe	$\mathrm{Re}\cdot Fr = \frac{Vl}{a}$	Мера отношения скорости изменения теплосодержания среды к скорости подвода или отвода в ней тепла за счет теплопроводности
Нуссельта	Nu	$\frac{\alpha l}{\lambda}$	Отношение скорости отвода тепла от среды к ограничивающим ее поверхностям за счет конвективного теплообмена - к скорости подвода тепла к этим поверхностям за счет теплопроводности среды (или наоборот). Это конвективный аналог критерия Био; безразмерный коэффициент теплоотдачи
Прандтля	Pr	$\frac{\nu}{a}$	Подобие скоростных и температурных полей. Для газа $\approx const$; из-за одинакового механизма переноса импульса и тепла может быть исключен.
Маргулиса (Стентона)	Mo (St)	$\frac{Nu}{Pe} = \frac{Nu}{\mathrm{Re}\cdot\mathrm{Pr}} = \frac{\alpha}{C_p V}$	Заменяет Nu, отношение теплоотдачи от среды к ограничивающим ее поверхностям за счет конвекции к количеству тепла приносимому движущейся средой вдоль этих поверхностей, т.е. отношение радиального теплового потока к осевому
Коссовича	Ko	$\frac{r\Omega}{c(t - t_{\phi.n})}$	Характеризует фазовый переход
Лучистый теплообмен			
Бугера	Bu	kl или e^{-kl}	Характеризует среднюю пропускную способность среды
Больцмана	Bo	$\frac{\sigma_0 T^3}{\gamma C_p}$	Максимальная доля начального теплосодержания среды, могущая быть отданной ограничивающим поверхностям путем излучения; аналог конвективного теплообмена Маргулисса
Физико-химическое подобие			
Диффузионный Прандтля	Pr^*	$\frac{\nu}{D}$	Подобие скоростных и диффузионных полей
Аррениуса	Ar	$\frac{kKc^{n-1}l^2}{D}$	Мера отношения скорости объемной химической реакции к скорости диффузии основного реагента. Для гомогенных

Критерии	Обозначение	Формула	Примечание
			реакций n порядка
		$\frac{Kc^{n-1}l}{D}$	Для гетерогенных реакций n порядка
		$\frac{Kl}{D}$	Для гетерогенных реакций 1 порядка
Фурье диффузионный	Fo^*	$\frac{D\tau}{l^2}$	Диффузионный критерий гомохронности
Пекле диффузионный	Pe^*	$\mathrm{Re}\cdot\mathrm{Pr}^* = \frac{Vl}{D}$	Аналог критерия Pe для диффузионных процессов
Нуссельта диффузионный	Nu^*	$\frac{\alpha_g l}{D}$	Аналог критерия Nu для диффузионных процессов
Режимный критерий	R	$\frac{1}{1 + \frac{\alpha_g}{K}}$	Указывает область протекания реакции, k – константа скорости реакции

Обозначения: l – характерный размер системы, V –скорость, T, t – температура, C – концентрация, P – давление, ρ и γ – плотность и удельный вес, ρ' и γ' – плотность и удельный вес одной фазы в двухфазной системе, $\Delta\rho$ – разность плотностей для двухфазной системы, τ – время, υ –кинематическая вязкость, d – диаметр, g – ускорение силы тяжести, β – коэффициент теплового расширения, ξ – коэффициент трения или сопротивления взвешенных частиц потоку, a – коэффициент температуропроводности, C_p – коэффициент теплопроводности, λ – удельная весовая теплоемкость, α – коэффициент теплообмена, K – коэффициент поглощений, σ_o – коэффициент излучения абсолютно черного тела, D – коэффициент диффузии, α_g – коэффициент массообмена, n – показатель порядка химической реакции, k' и k – константы скорости реакции, отнесенные к единице объема и поверхности раздела фаз.

Литература

1. Развитие исследований по теории фильтрации в СССР. – М., Наука, 1969.
2. Гухман А.А. Теория подобия // Физическая энциклопедия. Словарь. – М., Советская энциклопедия, 1965.
3. Кирпичев М.В. Теория подобия. Изд. АН СССР, 1953 г.
4. Алабутев П.М. и др. Теория подобия и размерностей. Моделирование. – М.: Высшая школа, 1968.
5. Веников В.А. Теория подобия и моделирования. Изд. 2-е, М., Высшая школа, 1976.
6. Кутателадзе С.С. Анализ подобия и физические модели. АН СССР. Сиб. Отд. Ин-тут теплофизики. – Новосибирск: Наука, 1986, 295 с.

7. Корбанов Г.П. Учебное пособие по курсу оптимальное планирование эксперимента. Элементы теории подобия и моделирования. Основы планирования эксперимента. – М.: Изд-во МЭИ, 1991, ч1. 114 с.
8. Резниченко С.С., Ашихмин А.А. Математические методы и моделирование в горной промышленности. – М.: Изд-во МГГУ., 1997, 403 с.
9. Корабейников В.П. Принципы математического моделирования. 1996. В12 К680.
10. Самарский А.А. Математическое моделирование. Идеи. Методы. Принципы. М., 1997, В12 П398.
11. Хчеян Г.Х., Нафтулин И.Г., Глухов Б.П. Моделирование в геотехнологии. М., ГИГХС, 1973.
12. Хчеян Г.Х., Нафтулин И.Г. Геотехнологические процессы добычи полезных ископаемых. М., Недра, 1987.

6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ФХМГ

Технология – это сумма знаний о преобразовании одних предметов в другие. Добыча и переработка сырья при ФХМГ состоит из ряда взаимосвязанных процессов. Теория этих процессов изучается различными горными дисциплинами физической химией, теорией процессов переработки (в т.ч. металлургической и т.д.).

При переходе от единичных процессов к их сложным сочетаниям, составляющим, как правило, основу всех технологических схем современных предприятий, проектировщик сталкивается с большим объемом неупорядоченных сведений эмпирического характера.

Поиск новых решений в технологиях ФХМ возможно сделать, опираясь на технологическую минералогию, знание других дисциплин, причем поиск следует вести на базе возможностей использования физических, механических, химических процессов.

В ФХГ ограничена возможность метода аналогий в подборе новых технологических решений, так как многообразие условий залегания и нестандартность минерального сырья затрудняет использование имеющегося опыта. Именно поэтому требуется поиск новых технологических решений практически в каждом новом проекте разработки месторождений.

Создание технологических схем, выходящих за рамки известных решений, пока не имеет разработанной научной основы.

Как правило, ФХМГ состоят из нескольких последовательных стадий подготовки месторождения, измерения физического состава полезного ископаемого; синтеза соединений и их разделение для получения конечного продукта.

Обычно (особенно в условиях рынка) критерием оценки технологической схемы является экономика. Однако В.И. Вернадский (О задачах организации прикладной научной работы, 1928) высказал идею о единой мере всех естественных производительных сил. Он считал, что только при этом условии можно подойти к энергетической картине окружающей человека природы с точки зрения потребностей его жизни. Н.М. Федоровский (Классификация полезных ископаемых по энергетическим показателям, 1935) проводит идею оценки затрат на добычу полезных ископаемых по их энергетическим показателям. В ее основе классификация полезных ископаемых по энергоемкости (кВт) 1 тонны сырья. А.Ф. Капустинский (О классификации полезных ископаемых по энергетическим показателям минерального сырья, 1961) считал, что использование идей Федоровского должно опираться на физико-химическое изучение технологических процессов. Металлург Т.И. Грей-

вер (Основы постановки и решения технологических задач цветной металлургии. 1999) считает возможным пользоваться технологически обобщенным термодинамическим подходом, рассчитывая изменение энтальпии и энергии Гиббса. Р. Планк предложил анализ технологического процесса делать на базе учения об эксергии. **Эксергия** – свойство системы, характеризуется количеством работы, которая может быть получена внешним приемником энергии при обратимом взаимодействии с окружающей средой до установления полного равновесия.

И все же на сегодня при выборе технологической схемы необходимо пользоваться критериями минимума операций, минимума потерь, минимума затрат и минимума воздействия на окружающую среду.

6.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ

Весь технологический процесс добычи можно подразделить на отдельные процессы, причем критерием их классификации может быть цель, для достижения которой предназначен данный процесс. Основные операции современных технологических методов и способы их осуществления приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Операции	Цель. Способы осуществления
Эксплуатационная разведка	Уточнение физико-геологической обстановки; получение полной характеристики рудного тела и вмещающих пород; герметизация рудного тела; уточнение запасов; выделение разностей руд; определение гидрогеологических параметров скважин и пласта
Вскрытие	Бурение, подготовка и оборудование добычных скважин для обеспечения доступа рабочих агентов к рудному телу; детализация строения и состава рудного тела
Подготовительные	Прокладка подъездных дорог, сети электроснабжения, участковых трубопроводов, устройство участковых КРП
Производство рабочих агентов	Обеспечение добычного участка рабочими флюидами
Очистная выемка, доставка, подъем	Перевод полезного компонента в подвижное состояние; управление процессом добычи: доставка к скважине и выдача продуктивного флюида на поверхность
Управление горным давлением	Контроль и управление сдвижением горных пород и поверхности для обеспечения безопасности ведения горных работ и полноты извлечения полезного ископаемого
Транспорт	Гидротранспортирование добытых флюидов от добычных скважин на склад и фабрику
Переработка и складирование	Переработка добытых флюидов, регенерация рабочих флюидов. Размещение в хранилищах отходов и продуктов
Рекультивация	Вовлечение отторженных горными работами земель в использование, восстановление ценности поверхности земли

Большинство процессов хорошо изучено, и для их расчета разработаны теоретические основы и методы расчета. В то же время, в отличие от фундаментальных наук, где на основе известных законов можно найти одно определенное решение, в горном деле прежде всего нужно учитывать экономику метода, обусловленную местом и временем проведения горных работ.

Часто рекомендации, основанные на физико-химических законах, могут оказаться далекими от оптимальных. Так, например, процесс ПГУ на первой стадии строили из условия подобия с наземной газификацией, когда для создания максимально развитой поверхности контакта угольный пласт предварительно дробили на куски, так как скорость превращения пропорциональна величине контакта. Но такой процесс не обеспечивал оптимальных результатов, и современная подземная газификация ведется в канале нераздробленного угольного пласта.

Создавая процесс, прежде всего нужно руководствоваться поиском решений оптимальных с технической и экономической точки зрения, т.е. целесообразно достичь максимального извлечения полезного ископаемого при минимальных капитальных и эксплуатационных затратах.

Учет всего вышесказанного приводит **к установлению технологических принципов, которые утверждают, что процесс должен вестись при: 1) возможно более высокой движущей силе и наилучшем использовании разности потенциалов на каждом этапе технологического процесса; 2) наибольшем извлечении; 3) наилучшем использовании энергии; 4) наилучшем использовании оборудования; 5) технологической соразмерности и оптимизации процесса; 6) наименьшем нарушении окружающей среды; 7) создании наиболее комфортных условий труда и, конечно, с учетом экономического эффекта.**

Движущая сила – это разность потенциалов, характерных для данного процесса, которая выражает удаленность систем от состояния равновесия. Например, для массообмена движущая сила – разность концентраций; для теплообмена – разность температур, для электрического тока – разность напряжений, а разность давлений – движущая сила для превращения этой работы в кинетическую энергию поля. Остальные принципы фактически не требуют пояснений, но требуют учета и оценки при разработке технологии добычи.

6.2. МЕТОДИЧЕСКИЙ ПРИНЦИП ФХМГ

Проблема генезиса месторождений до сих пор интересовала только геологов, а не технологов, которые имели дело с конкретным месторождением и разрабатывали его традиционной технологией. Совре-

менному геотехнологу необходимо «конструктивное» понимание генезиса, чтобы понять его и воспроизвести обратный процесс в технологии добычи полезного ископаемого.

В геотехнологии общий методологический принцип «трехаспектного единства» основан на постулате, что ни одно явление, процесс, технологическая схема добычи полезных ископаемых геотехнологическими методами ФХГ не могут быть адекватно описаны и объяснены вне системы трех координат: геолого-гидрогеологических, физико-химических и технологo-экономических, включающих в себя экологические аспекты. Иначе говоря, для реализации данного принципа необходимо рассматривать эти «координаты» в качестве активно взаимодействующих факторов.

7. СРЕДСТВА ДОБЫЧИ И УПРАВЛЕНИЯ

7.1. ОБОРУДОВАНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ

При добыче полезных ископаемых геотехнологическими методами используют различное оборудование. Естественно, что тип и параметры этого оборудования существенно влияют на технико-экономические показатели метода. Выбор и расчет оборудования для каждого метода индивидуален. Для систематизации, анализа и обобщения опыта создания и эксплуатации оборудования, определения общих принципов его конструирования и подбора В.П. Шевченко (1) предложена классификация, в основу которых заложены общие принципы конструирования с учетом наиболее существенных признаков, в достаточной степени характеризующих как основные технологические функции, так и конструктивную сущность оборудования в их взаимной связи с горно-техническими условиями месторождения и технологическими особенностями метода добычи.

В широком смысле слова под **оборудованием для ФХМГ (а точнее средствами добычи и управления) подразумеваются всевозможные машины, механизмы и устройства, связанные между собой технологической схемой добычи и предназначенные для отделения, подъема и транспортирования добытого продукта, а также контроля технологии добычи и управления ею.**

Оборудование для геотехнологических методов добычи подразделяется по назначению и расположению в технологической схеме на следующие шесть основных групп: **для сооружения скважин; производства рабочих агентов; поверхностного обслуживания скважин; добычи полезных ископаемых; транспортирования и предварительной переработки продуктов добычи на поверхности; контроля технологического процесса автоматизированной системы управления (АСУ).**

Для определения специфических особенностей всего оборудования указанных классификационных признаков недостаточно. Поэтому некоторые группы разделены на подгруппы, которые отличаются способом производства рабочих агентов (типом рабочих агентов), методами воздействия на полезное ископаемое, подъема и транспортирования его.

Не останавливаясь подробно на рассмотрении оборудования каждой группы, так как некоторые его типы и конструкции (наземный транспорт, насосы, компрессоры и др.) широко известны, рассмотрим

оборудование для сооружения скважин, включающее: буровые установки, цементационные агрегаты, оборудование для подготовки скважин, средства для изучения полезного ископаемого и вмещающих пород. Тип буровой установки выбирается в зависимости от глубины и диаметра скважин, а также крепости пород (см. гл. 8). Диаметр скважины определяет тип специального добычного оборудования (гидромонитор, эрлифт, погружные нагреватели и др.). Для обсадки скважин используются металлические и неметаллические трубы, выпускаемые промышленностью. Цементация и опрессовка скважин производятся с помощью цементационных агрегатов и высоконапорных насосов.

В некоторых случаях для изменения фильтрационных свойств залежи проводится обработка призабойной зоны скважин (прострелы скважин, гидроразрыв, химическая обработка забоя и др.). При этом используется такое оборудование, как кумулятивные перфораторы, поршневые насосные агрегаты, кислотовозы и др.

Для изучения свойств залежи используются такие средства, как скважинные геофизические снаряды (резистивиметры, термометры и др.), оборудование для наливов и откачек (регулировочные баки, водовозки, мотопомпы, передвижные компрессорные агрегаты, эрлифты и др.), глубинные манометры, дебитометры, расходомеры и др.

Оборудование для производства рабочих агентов представлено различными насосными агрегатами для создания высокого напора воды, нагревательными установками для горячей воды и пара, компрессорными и воздуходувными устройствами для производства растворов щелочей и кислот необходимой концентрации, регенерационными установками для регенерации растворителя и др. Для обслуживания скважин на поверхности используют оборудование для монтажа технологических трубопроводов и обслуживания эксплуатационных скважин. Наземные трубопроводы монтируют при помощи трубоукладчиков. Оборудование для обслуживания эксплуатационных скважин, например специальные самоходные агрегаты, манипуляторы для СГД, стационарные монтажные вышки, подъемники «Бакинец».

Добычное оборудование включает следующие два типа оборудования: для отделения от массива и доставки полезного ископаемого к забою скважины и для подъема его на поверхность. К первому типу относятся колонны перфорированных труб, скважинные гидромониторы, скважинные нагреватели (горелки, электронагреватели), вибраторы, скважинные излучатели и др. Ко второму типу оборудования относятся: подъемники, эрлифты, гидроэлеваторы, погружные насосы, колонны эксплуатационных труб.

Транспортирующее оборудование предназначено для доставки продуктов добычи от устья скважины до склада или места дальнейшей переработки. Сюда относятся насосные агрегаты, компрессорные и газо-

воздушные агрегаты, сгустители, классификаторы, обезвоживатели, трубы, арматура и др. В некоторых случаях транспортирование рабочих агентов и продуктов добычи осуществляется однотипным оборудованием.

Иногда возникает необходимость частичной переработки добытого продукта, его очистки от вредных примесей или проведения промежуточной стадии обогащения. Эти мероприятия осуществляются на специальных установках – цементационных ваннах, фильтровальных установках, сорбционных колоннах, экстракционных установках, гидроциклонах, обезвоживателях и др. Тип установки зависит от вида добываемого полезного ископаемого, физико-химических свойств соединений, в виде которых полезный компонент находится в извлекаемом продукте, а также от требований, предъявляемых к конечному продукту добычи.

К этой же группе можно отнести погрузочное и складское оборудование, объединяющее комплекс средств, использующихся при складировании полезного ископаемого на поверхности и отгрузке его потребителю (всевозможные экскаваторы, грейферные погрузчики, краны и другое вспомогательное оборудование).

К средствам контроля технологического процесса и управления им относятся контрольно-измерительные приборы (расходомеры, термопары, манометры, дифманометры и др.), средства автоматизации (датчики, усилители, преобразователи, исполнительные механизмы) и автоматизированной системы управления.

Контроль технологических параметров (расход, давление и температура, концентрации рабочих агентов, подаваемых в скважину, те же параметры извлекаемого полезного компонента, положение запорной и регулирующей арматуры, уровень жидкостей, состояние агрегатов– рабочее или нерабочее – и др.) обеспечивается контрольно-измерительными приборами.

Технические средства АСУ включают контрольно-измерительные приборы и дистанционно управляемые исполнительные механизмы, а также средства автоматической обработки данных (вычисления, сбора, хранения и передачи информации).

7.2. ОБОРУДОВАНИЕ ДОБЫЧНЫХ СКВАЖИН

Под оборудованием добычной скважины подразумевается спуск в нее колонн эксплуатационных труб, специально изготовленных для ведения технологического процесса добычи. Не только каждый геотехнологический метод требует определенного оборудования добычных

скважин, но даже один и тот же метод в различных условиях требует различного оборудования скважин.

Обсадные трубы – предназначены для закрепления стенок скважин и изоляции промежуточных водонасыщенных горизонтов, а также для перекрытия отдельных участков скважины для их последующего опробования или разработки. В качестве обсадных обычно используются стальные бесшовные трубы с резьбой и муфтами к ним. При подземном выщелачивании используются специальные трубы, устойчивые к агрессивным средам (асбестоцементные или полиэтиленовые). Толщина обсадных металлических труб 10–8 мм, длинна колеблется от 80 до 10 м. Иногда при бурении в рыхлых, неустойчивых породах обсадные трубы двигаются вместе с буровым снарядом. Соединение этих труб между собой осуществляется «труба в трубу», т.е. на одном конце трубы нарезается внутренняя резьба, на другом внешняя.

Для крепления стенок скважины больших диаметров используются сварные трубы.

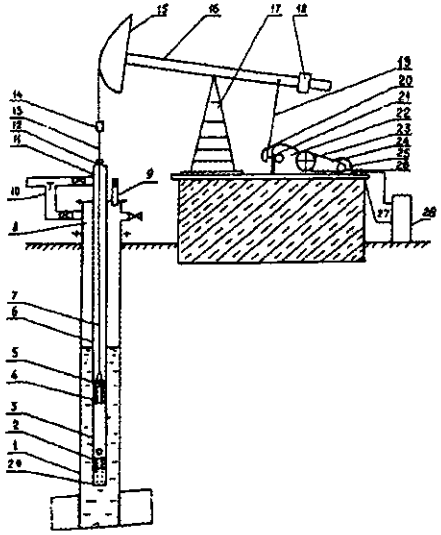


Рис. 7.1. Схема штанговой скважинной установки (ШСНУ):
1 – эксплуатационная колонна; 2 – всасывающий клапан; 3 – цилиндр насоса; 4 – плунжер; 5 – нагнетательный клапан; 6 – насосно-компрессорные трубы; 7 – насосные штанги; 8 – крестовина; 9 – устьевой патрубок; 10 – обратный клапан для выпуска газа; 11 – тройник; 12 – устьевой сальник; 13 – устьевой шток; 14 – канатная подвеска; 15 – головка балансира;16 – балансир; 17 – стойка; 18 – балансирный груз; 19 – шатун; 20 – кривошипный груз; 21 – кривошип; 22 – редуктор; 23 – ведомый шкив; 24 – клиноременная передача; 25 – электродвигатель на поворотной салазке; 26 – ведущий шкив; 27 – рама; 28 – блок управления; 29 – фильтр (газовый или песочный)

В нефтяной и газовой промышленности в зависимости от способа добычи для обвязки скважин используются трубопроводы для движения полезных компонентов, ингибиторов.

Типовые арматуры при фонтанировании скважин комплектуются прямоточными задвижками. Причем задвижки разных комплектов устанавливаются с разным, пневматическим и электрическим приводом.

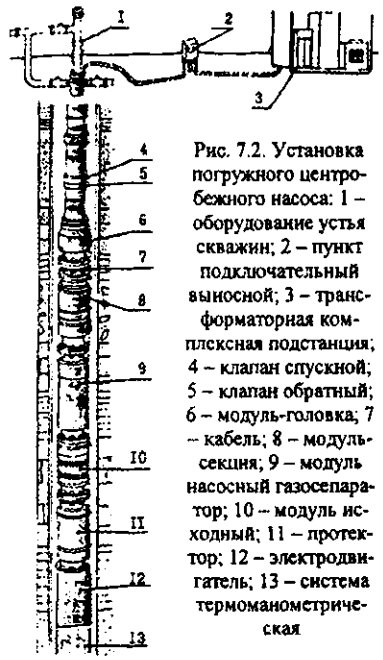


Рис. 7.2. Установка погружного центробежного насоса: 1 – оборудование устья скважин; 2 – пункт подключательный выносной; 3 – трансформаторная комплексная подстанция; 4 – клапан спускной; 5 – клапан обратный; 6 – модуль-головка; 7 – кабель; 8 – модуль-секция; 9 – модуль насосный газосепаратор; 10 – модуль исходный; 11 – протектор; 12 – электродвигатель; 13 – система термоманометрическая

Оборудование для добычи нефти штанговыми насосными установками. Отличается тем, что в скважине устанавливается плунжерный насос, который приводится в действие колонной насосных штанг, а на поверхности расположена качалка (рис. 7.1).

Бесштанговые насосы применяются для добычи нефти включают установку погружных центробежных насосов, установка погружных винтовых электронасосов, гидропоршневых насосов, причем насос в скважину опускается через лубрикатор. Применяется схема установки, представленная на рис. 7.2.

Ниже в качестве примера рассмотрено оборудование скважин для ряда геотехнологических методов.

При ПВС [4] добычные скважины оборудуются концентрически расположенными эксплуатационными трубами диаметром 6–8" для подачи воды, диаметром 3–4" для выдачи полезного ископаемого и дюймовыми трубками для подачи сжатого воздуха при откачке полезного ископаемого. Серодобычная скважина оборудуется колонной водоподающих муфтовых труб. Как правило, колонна этих труб опускается до забоя скважины и опирается на него или подвешивается на оголовке скважины.

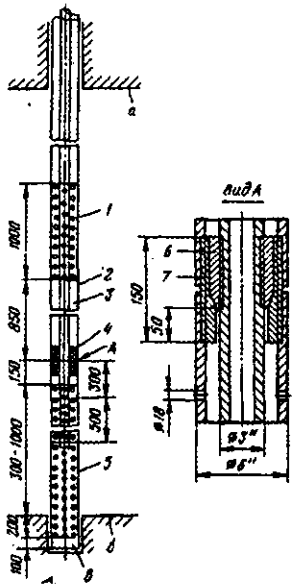


Рис. 7.3. Забойное оборудование добычной скважины при ПВС:
1 – верхняя перфорация; 2 – колонна водоподающих труб; 3 – колонна серовыдачных труб; 4 – разделительный пакер; 5 – нижняя перфорация; 6 – верхний пакер; 7 – гнездо пакера; 8 – кровля пласта; б – почва пласта; в – дно скважины

Интервалы водной и серной перфорации труб проектируются для каждой скважины индивидуально. Во избежание значительных потерь серы в недрах

серная перфорация поднимается над уровнем почвы залежи на 0,3–1 м и опускается в зумпф на величину перебура. На расстоянии 150–300 мм от верха серной перфорации жестко устанавливается внешняя часть пакера (рис. 7.3). На расстоянии 300–1000 мм от пакера начинается водная перфорация, по которой в залежь нагнетается горячая вода. Длина водной перфорации не превышает 0,5–1,5 м и зависит от мощности залежи и приемистости скважины. Перфорация труб осуществляется круглыми отверстиями диаметром 18–20 мм, расположенными в шахматном порядке на расстоянии 80–100 мм друг от друга. После монтажа колонны водоподающих труб в скважину опускают колонну труб для выдачи серы. На расстоянии 300–400 м от конца на колонну этих труб приваривают вторую (внутреннюю) часть пакера, которая отделяет колонну водоподающих труб.

Рассолодобычная скважина во многом подобна серодобычной [7]. Колонна водоподающих труб опускается до кровли предполагаемого гидровруба, а колонна рассолоподъемных труб – на 1,5 м ниже. Расстояние между башмаком и нижним концом колонны водоподающих труб равно высоте гидровруба. Колонна водоподающих труб свободно подвешивается к оголовку на устье скважины. На башмак этой колонны опирается колонна рассолоподъемных труб посредством отражательной муфты. Башмак предназначен для изменения вертикального направления движения воды (в трубах) в горизонтальное.

Выбор диаметра труб в основном зависит от диаметра скважины. Для уменьшения гидравлического сопротивления трубы выбираются возможно большего диаметра. Скважины оборудуются трубами непосредственно перед пуском в работу, так как из-за агрессивности среды нерационально консервировать оборудованную скважину. Процессу оборудования скважин трубами должно уделяться особое внимание, так как успех работы скважин зависит от надежной герметичности труб, поскольку негерметичность труб для подъема полезного ископаемого может повлечь за собой прорыв воды в трубы и нарушение режима работы. Надежная герметичность труб достигается сварным их соединением. Трубы, соединенные при помощи электросварки, по сравнению с трубами, соединенными муфтами, имеют более надежную герметичность, меньшую стоимость, большую прочность на разрыв, меньшие гидравлические сопротивления и большее сечение межтрубного пространства. При муфтовом соединении труб их свинчивание производится станком. Резьбу на трубе и муфте необходимо предварительно очистить и смазать специальной графитовой смазкой. Трубы с дефектной резьбой следует заменять, так как дефекты резьбы наиболее часто становятся причиной их негерметичности.

Оборудование устья скважины заключается в обвязке колонн труб устьевой арматурой, которая герметизирует устье и обеспечивает

возможность раздельного движения рабочих агентов (горячая вода, жидкая сера, воздух или вода, рассол, нерастворитель) в трубах. Оборудование устья может осуществляться различно в зависимости от конкретных условий работы скважины. Наиболее простое и эффективное оборудование устья скважины для добычи серы, обеспечивающее проведение всех необходимых технологических операций и предусматривающее смещение труб в результате теплового линейного расширения, показано на рис. 7.4. Обвязка арматуры на устье скважины должна предусматривать возможность поступления горячей воды как в водоподающие, так и в серодобычные трубы.

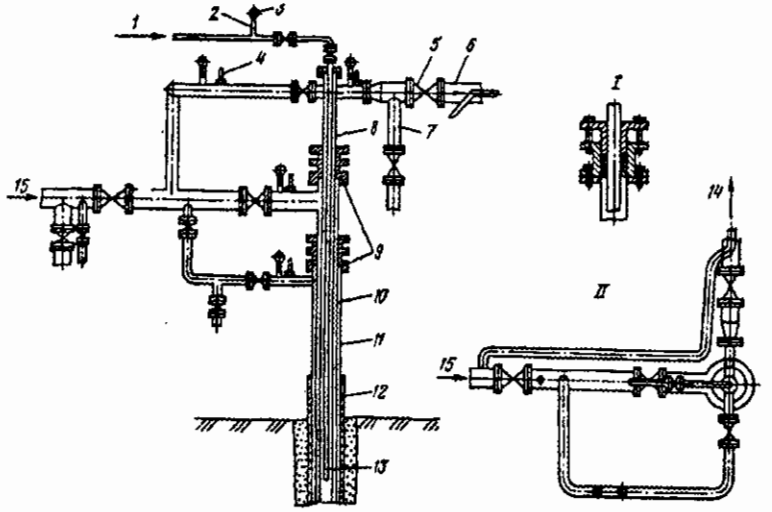


Рис. 7.4.. Оборудование устья серодобычной скважины:
1 – сжатый воздух; 2 – трехходовый кран; 3 – манометр: 4 – термометр; 5 – задвижка; 6 – серопровод; 7 – патрубок для сброса давления из скважины; в – колонна серовыдачных труб; 9 – сальниковое уплотнение; 10 – колонна обсадных труб; 11 – колонна водоподающих труб; 12 – кондуктор; 13 – труба для подачи воздуха; 14 – сера: 15 – горячая вода; I – сальниковое уплотнение: II – вид сверху

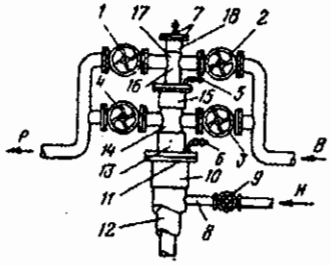
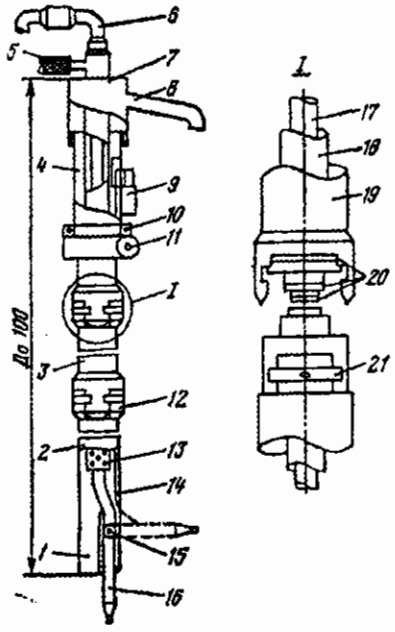


Рис. 7.5. Устьевая арматура добычной скважины при подземном растворении солей

На рис. 7.5 показана арматура скважины при добыче рассола методом гидровруба. Арматура позволяет, оперируя задвижками *1–4*, нагнетаемую воду направлять или в межтрубное пространство, или в рас-

соловыдачную трубу. Контрольные краны 5–7 позволяют отбирать пробы воды и рассола, а также оборудовать их манометрами. Труба *8* с задвижкой *9* служит для нагнетания нерастворителя. Все фланцевые соединения оголовка изготовляются заранее. Оголовок собирается в следующем порядке. На обсадную трубу навинчивают патрубок *10* с приваренным к нему фланцем *11*. После этого спускается труба *12* с навинченным на конец направляющим башмаком. При спуске колонны труб до заданной глубины щель башмака должна остановиться на уровне запроектированного гидровруба. На конец трубы навинчивается муфта .с фланцем *13*. в который ввинчивается патрубок *14* и муфта с фланцем *15*. После этого трубу *12* опирают посредством фланца *13* на фланец *11* обсадной трубы. Затем спускается колонна рассолоподъемных труб до тех пор, пока отражательная муфта не упрется в башмак водоподающих труб. Наверху навинчивается муфта *16*, и к ней присоединяется патрубок-крестовик *17*, на который навинчивается муфта с глухим фланцем *18*.



В заключение на все патрубки надеваются задвижки и подсоединяются соответствующие трубопроводы. После полной подготовки оголовка на устье скважины все оборудование испытывают на герметичность и промывают, подготавливая к пуску.

Выбор оборудования СГД [5] в основном обусловлен свойствами рудного пласта, глубиной залегания и гидростатическими условиями. Для глубин до 25 м разработано несколько вариантов цельносварного одно- и двухскважинного оборудования, состоящего из гидромонитора и эрлифта или гидроэлеватора, управление которыми осуществляется со специального гидродобычного агрегата (рис. 7.6).

Рис. 7.6. Однoскважинное секционное гидродобычное оборудование с соосным расположением труб: 1 – всас эрлифта; 2 – рабочая секция оборудования: 3 – промежуточная секция; 4 – верхняя секция: 5 – воздуховод: 6– водовод; 7 – воздухоотделитель эрлифта; 8 – слив; 9 – гидроцилиндр управления гидромонитором; 10–хомут: 11 – поворотный механизм; 12– стыковочный узел; 13 – форсунка эрлифта; 14 – тяга управления стволом: 15 – поворотное колено гидромонитора; 16 – гидромонитор; 17. 18, 19–грубы воды, воздуха, пульпы; 20 – уплотнительное кольцо; 21–фиксатор секции

Для глубин более 25 м создано секционное оборудование на быстроразъемных соединениях, работающее с помощью манипулятора или бурового станка. Совершенствование добычного оборудования СГД связано с использованием высокого давления воды для размыва руды, применения гибких высоконапорных шлангов, подвижного всаса.

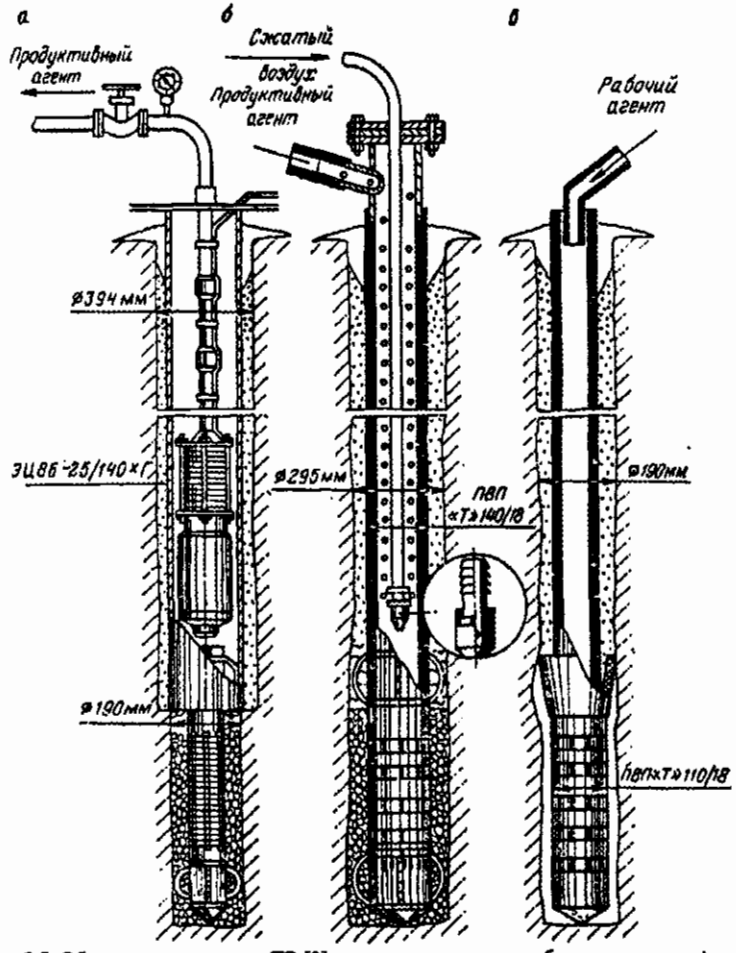


Рис. 7.7. Оборудование скважин ПВ [2]: а – откачная насосная; б – откачная эрлифта; в – закачная

Основное оборудование для подземного выщелачивания металлов связано с обустройством нагнетательных и откачных скважин.

Технологические (эксплуатационные) скважины оборудуются трубами, как правило, из неметаллических материалов (полиэтилен, полипропилен, винипласт, стеклопластик, фанера и т. д.).

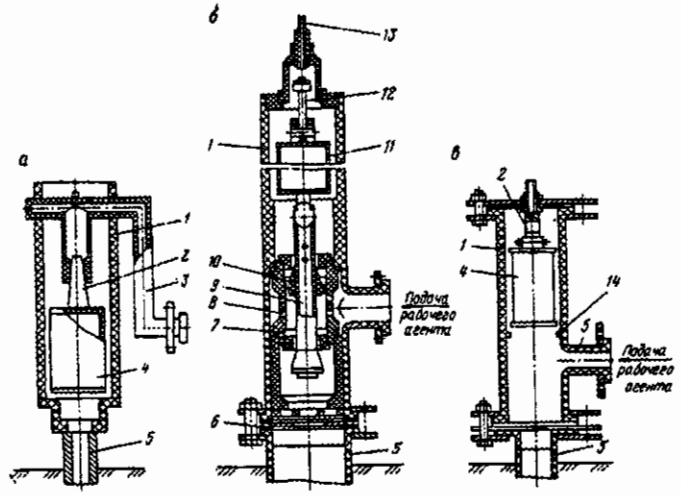


Рис. 7.8. Оборудование устья нагнетательных скважин ПВ [12]:
а – при отсутствии газовых выбросов; б – при наличии газовых выбросов; в – работающих в напорном режиме; 1 – корпус; 2 – клапан; 3 – патрубок; 4 – поплавок; 5 – эксплуатационная колонна; 6 – диафрагма; 7 – втулка; 8–отверстия во втулке; 9 – шток; 10 – клапан; 11–поплавок; 12 – запорный клапан; 13 – отверстия; 14 – фиксаторы

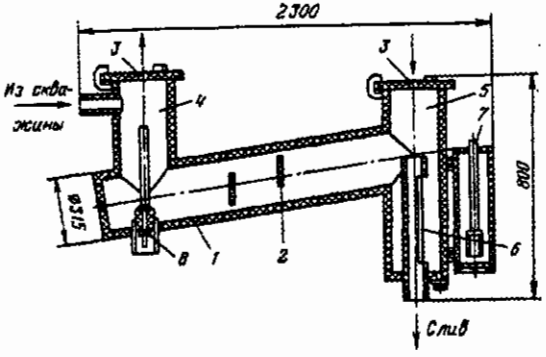


Рис. 7.9. Оборудование устья откачных скважин ПВ [12]:
1 – корпус; 2 – перегородка; 3 – отверстия для выхода воздуха; 4 – камера для раствора, поступившего из скважины; 5 – камера слива; 6 – патрубок слива; 7 – поплавковый расходомер; 8 – пробка

Кроме этого, используются трубы и оборудование, изготовленные из армированных труб и шлангов. Полиэтиленовые трубы при опускании в скважину соединяют термосваркой встык или на резьбе. Забой нагнетательных скважин в интервале продуктивного горизонта оборудуется трубчатыми фильтрами с круглой и щелевой перфорацией, используются также сетчатые фильтры и гравийно-обсыпные фильтры (рис. 7.7).

Оголовки нагнетательных скважин, работающих в режиме свободного налива, снабжены запирающим поплавком при отсутствии газовых выбросов или специальным запорным устройством с клапаном для выпуска газовых выбросов (рис. 7.8). Нагнетательные скважины, работающие в напорном режиме, также оборудуются поплавковым клапаном, открывающимся при давлении газов, превышающем давление рабочих флюидов.

Подъем продукционных растворов из откачных скважин производится с помощью погружных насосов или эрлифта. Устья откачных скважин оборудуются сепараторами для отделения газов и механических взвесей, изготовленных из полиэтилена (рис. 7.9).

7.3. ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РЕМОНТА СКВАЖИН

Самоходные агрегаты (АПРС-32, АПРС-40, А-50М, УПД-7 и др.) предназначены для производства спуско-подъемных операций при ремонте скважин и оборудованы вышечными конструкциями для производства спуско-подъемных операций, свинчивания и развинчивания труб и штанг, для производства тортальных работ, чистки скважин и возбуждения скважин свабированием, установки эксплуатационного оборудования, ремонта скважин и ликвидации аварий.

Агрегат насосный цементированный АНЦ-320 и др. предназначены для нагнетания рабочих жидкостей при цементировании скважин в процессе бурения и при ремонте.

Превентор обеспечивает возможность раскачивания колонны труб при герметизированном устье, подвешивание колонн и удержание колонн от выброса под действием пластового давления.

Ловильный и вспомогательный инструмент (метчики, колокола, труболовки, ловители труб, овершоты) предназначены для извлеченя из скважины колонны труб.

Скважинный пробойник для насосно-компрессорных труб предназначен для пробивки, резки колонны труб, прихваченных в скважине.

Отклонители для зарезки второго ствола скважины предназначены для обеспечения необходимого отклонения от оси основного ствола скважины (окна в эксплуатационной колонне).

Труборезки обеспечивают отрезание аварийных труб и их извлечение за один подъем.

Элеватор предназначен для захвата и удержания на весу штанг при ремонте скважины.

Пакеры применяются для разделения пластов и изоляции эксплуатационных колонн труб от воздействия среды в процессе эксплуатации и проведения в них ремонтно-профилактических работ.

Якори предназначены для создания опоры на стенку обсадки колонны при установке пакера, а также предотвращения падения части колонны штанг в скважину.

Желонки – предназначаются для извлечения из скважины бурового шлама или для бурения в песках и мягких глинах. Желонки состоят из трубчатого корпуса с клапаном на конце, откидывающимся вверх.

7.4. УПРАВЛЕНИЕ И КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ

Автоматизация производственных процессов имеет двоякую цель: улучшение технологических показателей процессов, агрегатов, систем и повышение их экономической эффективности. Как правило, условия достижения указанных целей носят противоречивый характер и приходится либо ограничиваться постановкой только одной (более важной) цели, либо решать задачу оптимального соотношения между технологическим и экономическим факторами. Новизна геотехнологического производства дополняет общие трудности решения этого вопроса. Таким образом, комплексный подход к автоматизации процессов приводит к сложной задаче.

Для решения подобных задач известен метод системного анализа. В основу метода положен кибернетический подход к сложной проблеме. Сущность его заключается в том, что все многообразие вопросов, связанных с решением задачи, рассматривается в единой системе, где все составляющие ее взаимосвязаны как между собой, так и с окружающей средой (другими системами). Под словом «система» подразумевают совокупность взаимодействующих элементов, предназначенных для достижения намеченной цели. Особенностью метода является то, что в процессе решения задачи все частные решения подчинены обеспечению наилучших общесистемных показателей.

Геотехнологический комплекс (участок, цех, предприятие) можно представить в виде системы, состоящей из совокупности технических средств и людских ресурсов, необходимых для получения планового количества полезных ископаемых определенного качества. Основная задача такой системы – достижение максимальной экономической эффективности комплекса путем оптимизации и автоматизации управления технологическим процессом.

Обычно такую систему представляют как комплекс, в котором имеются входы, выходы и помехи. Это дает возможность выделить ее из остальной среды (от других систем) и установить характер взаимосвязей с последней. Материальным выходом системы является конечный продукт производства – полезное ископаемое. Нежелательным выходом будут сбросные воды и газы. Наличие такого рода выходов обязательно учитывают при проектировании системы. Входами действующего геотехнологического комплекса заданной мощности будут: электроэнергия, материалы, природные ресурсы (вода для приготовления рабочих агентов), люди (для обслуживания и ремонта технических средств) и прочие целенаправленные средства воздействия. Особый вид входа и выхода составляет информация (планы, отчеты).

Важным моментом в системном анализе является установление количественных характеристик взаимодействия входов с выходами. Для рассматриваемой системы основным выводом таких зависимостей будет служить калькуляция себестоимости добычи 1т продукта на действующем предприятии. Вид представления характеристик может быть любой: графики, таблицы, математические формулы.

По найденным зависимостям можно провести синтез внутренней структуры системы, которая подразделяется на подсистемы, например, приготовления рабочих агентов, добычных скважин, переработки и складирования и т. д.

Сначала исследуют связи между подсистемами, затем составляют варианты схем и перечни стандартного оборудования, а также выявляют необходимость в разработке новых устройств. Далее решается задача оптимизации структуры по ранее выбранному критерию. На этапе анализа связей в системе каждое альтернативное предложение рассматривается при различных соотношениях входов и воздействиях помех.

Синтез любой подсистемы включает в себя поиск информации (выделение входов, выходов и помех), выполнение некоторых расчетов методами оптимизации и принятие решения (выбор внутренней структуры подсистемы). Исходными данными являются структура технологического процесса и его основные параметры. По числу основных участков комплекса целесообразна разработка следующих локальных автоматических систем для участка: приготовления рабочих агентов; добычных скважин; переработки, очистки и складирования и т. д.

Первые два участка для оптимизации и автоматизации не представляют трудности, так как достаточно исследованы в этом отношении. Задача сведется к оптимальному выбору промышленных регуляторов. Затруднения составляет разработка системы автоматического управления работой скважин из-за отсутствия исследований по динамике работы

скважин и сложности контроля за подземным процессом. В ходе анализа подсистемы не исключено появление вариантов, потребующих пересмотра структуры системы в целом. Итогом синтеза подсистемы должен быть проект, оптимально удовлетворяющий общую задачу системы.

В условиях рассредоточенности объектов комплекса необходимо как оперативное управление отдельными объектами, так и режимом в каждой добычной скважине. Это обеспечивается путем поддержания определенных параметров нагнетаемых в них рабочих агентов.

Поточность и малооперационность процесса добычи дает возможность полностью его автоматизировать и облегчает централизованный анализ и управление горнодобывающим комплексом для эффективного и своевременного контроля за ходом работ на всех важнейших участках предприятия. Все это позволяет повысить эффективность планирования производственных заданий и оперативность управления работами, способствует оптимальной работе скважин, своевременной подготовке новых скважин и достижению высоких технико-экономических показателей процесса добычи.

Для разработки систем оперативного управления комплексом необходимо изучение его технологической структуры как объекта управления с выделением основных звеньев (объектов, производственных участков) комплекса и установлением взаимных связей между ними, исследование каждого из звеньев с определением основных возмущающих воздействий, входных (регулирующих) и выходных (регулируемых) параметров. При этом необходимо установление как внешних (прямых и обратных) связей между отдельными звеньями, так и внутренних между отдельными участками звеньев.

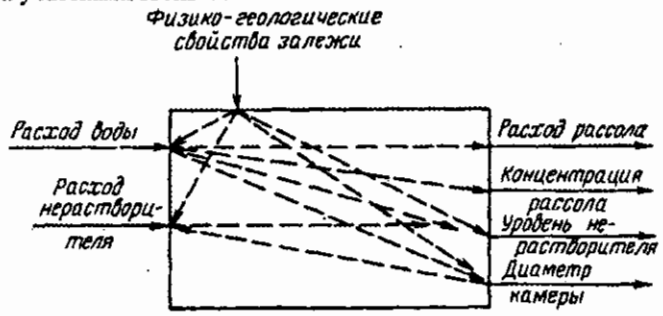


Рис. 7.10. Структурная схема связей подземного растворения

В структуре комплекса могут быть выделены следующие его основные звенья: системы водоснабжения и подготовки рабочих агентов, компрессорная, контрольно-распределительная станция (для распределения рабочих агентов по добычным скважинам и регулирования технологических параметров рабочих агентов и продуктивных растворов), собственно добычной комплекс (добычные скважины с необходимым оборудованием), складские и перерабатывающие объекты, вспомогательные участки.

В качестве примера на рис. 7.10 приведена структурная схема связи технологических параметров подземного растворения солей, из которой видно, что основными регулирующими параметрами являются расход воды и нерастворителя, регулируемыми – расход и концентрация рассола, уровень нерастворителя и диаметр камеры. Основным возмущающим фактором, влияющим на регулирующие и регулируемые параметры, являются физико-геологические свойства пласта.

Другим примером автоматизации управления геотехнологическим процессом является разработка теплометрического метода контроля [8]. Установлено, что при внесении возмущения в продуктивный пласт, характеризуемого повышенным давлением, происходит перераспределение градиента давления в покрывающих горных породах. Скорость перераспределения градиента характеризуется коэффициентом пьезопроводности горных пород, который обусловливает достаточно быстрое появление этого изменения в приповерхностном слое покрывающих пород. Вновь возникающий градиент интенсифицирует конвективный теплоперенос в приповерхностных горных породах за счет возникновения восходящей фильтрации насыщающих вод. При фильтрации вода переносит тепловую энергию с нижележащих и более прогретых слоев (за счет геотермического градиента) в вышерасположенные, что обусловливает проявление тепловой аномалии над местоположением возмущения в пласте. Регистрация относительного изменения тепловых аномалий и их распределения по площади эксплуатируемого участка дает возможность определять местоположение искусственного возмущения в пласте и контролировать его движение. Регистрация тепловых аномалий возможна с помощью специальных датчиков-тепломеров, фиксирующих тепловой поток в заданном направлении.

Разработан метод контроля за развитием процессов ПВС и ПГУ, в основе которого заложена идея использования эффекта проявления тепловых аномалий и закономерностей их распределения в приповерхностном слое покрывающих горных пород.

Экспериментальные исследования, проведенные на действующих рудниках ПВС и газогенераторах ПГУ, показали, что с помощью теплометрического метода контроля можно решать широкий круг задач по управлению добычным процессом: определять направление и траекторию движения теплоносителя или границы зоны горения, ее скорость, интенсивность выгазовывания, направление гидроразрыва, местоположение новых технологических скважин и т. д.

Использование теплометрических измерений позволяет осуществить полную или частичную автоматизацию системы контроля и управления.

Внедрение теплометрического метода контроля по частично автоматизированной схеме осуществлено на действующих предприятиях (Яворовское производственное объединение «Сера», Ангренская станция «Подземгаз»)[8].

Применение теплометрического метода контроля может быть осуществлено при добыче любых полезных ископаемых, сопровождающейся изменением их агрегатного состояния при одновременном создании в пласте избыточного давления.

Координация работы различных объектов комплекса обеспечивается диспетчерской службой, на которую возлагаются следующие задачи непосредственного управления производством: централизованное управление отдельными производственными участками объектами; контроль технологического процесса добычи и откачки полезного ископаемого на поверхность, а также состояния отдельных ответственных узлов, регулирование (в случае необходимости) процессов путем дистанционного изменения установок регуляторов, осуществляющих стабилизацию подачи в скважины рабочих агентов: централизованный учет количества полученного продукта, материальных и энергетических затрат и др. Учитывая опыт работы нефте- и газопромыслов, при геотехнологических методах наиболее целесообразно применять одноступенчатую структуру оперативного управления комплексом, при которой управление и контроль за всем процессом осуществляются из единого центрального диспетчерского пункта (ЦДП), где установлена контрольно-измерительная и управляющая аппаратура. В ЦДП поступает вся необходимая информация о протекании технологических процессов на различных производственных участках. Работы по созданию системы централизованного управления мощным комплексом следует выполнять поэтапно с постепенным усложнением функции системы, подразделив ее на несколько ступеней. Первую ступень образуют местные системы автоматики, включающие устройства дистанционного контроля и управления в пределах определенных объектов комплекса.

Вторая ступень представлена замкнутой через оператора системой централизованного контроля и управления процессом, включающей комплекс средств передачи информации, контроля и управления и объединяющей специализированные устройства контроля работы отдельных объектов комплекса и управления ими, учета количества полученного продукта, расхода рабочих агентов и др.

Третья ступень представлена автоматическим устройством выработки командной информации – управляющей ЭВМ, осуществляющей управление комплексом на основе переработки по определенному алго-

ритму полученной от датчиков информации и последующей передачи команд местным системам автоматики.

При ведении основного технологического процесса (собственно добычи) должна обеспечиваться стабилизация параметров рабочих агентов. С этой целью на трубопроводах устанавливаются регулирующие клапаны и диафрагмы. В процессе добычи на каждой из скважин следует контролировать следующие параметры: расход, давление, концентрацию и температуру рабочих и извлекаемых агентов, а также положение запорной и регулирующей арматуры.

Для современных систем управления предприятиями характерна тенденция к уменьшению объема информации, поступающей на диспетчерский пункт, при максимальной местной автоматизации объектов. На ЦДП добывающего комплекса должна поступать информация двух типов:

сведения о факторах, имеющих чисто производственное значение (о работе или простое скважин, агрегатов, насосов, компрессоров и др.), а также данные, необходимые для расчета технико-экономических показателей (объем добычи, расход рабочих агентов по каждой скважине, время работы скважин, количество и качество получаемого продукта, расход электроэнергии, затраты на материалы и др.);

данные, связанные с безопасностью ведения работ, и аварийная информация.

Информация поступает по запросу диспетчера (за исключением аварийной сигнализации, поступающей на ЦДП в первую очередь). Информация, необходимая для оперативного управления комплексом, демонстрируется на мнемосхеме и световых табло. Время работы скважин и добыча регистрируются автоматически.

Важнейший критерий целесообразности автоматизации технологических процессов – экономическая эффективность. Поэтому для определения наиболее рациональной степени автоматизации необходимо провести технико-экономический анализ различных вариантов. Обязательной предпосылкой создания автоматизированной системы централизованного управления комплексом является механизация всех основных и вспомогательных операций технологического процесса.

Литература

1. Шевченко В.П. Классификация оборудования применяемая при разработке полезных ископаемых горногеологическими методами. // Проблемы геотехнологии, вып. 21 изд. ГИГХС 1972, С. 34-40.
2. Сергиенко И.А., Бочко Э.А. и др. Бурение и оборудование геотехнологических скважин. М., Недра, 1984.
3. Лисовский Г.Д., Лобанов Д.П. и др. Кучное и подземное выщелачивание металлов. М., Недра 1982 г.
4. Аренс В.Ж. Подземная выплавка серы. М., Недра, 1973.

5. Аренс В.Ж., Исмагилов Б.В., Шпак Д.Н. Скважинная гидродобыча тверды полезных ископаемых. М., Недра, 1980.
6. Нефтегазовое оборудование (комплект каталогов). Томск, 1999.
7. Аренс В.Ж., Белов В.Н., Зыков В.А. Разработка месторождений каменной и калийных солей методом подземного выщелачивания. МГИ, 1969. 195 с.
8. Аренс В.Ж., Бирман И.М. Автоматизация системы управления технологическими процессами на основе теплометрического метода контроля. // Автоматизированные системы управления технологическими процессами в горном производстве. Новосибирск, 1986.

8. ВСКРЫТИЕ И ПОДГОТОВКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

8.1. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВСКРЫТИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Подготовка месторождения к эксплуатации – комплекс работ, связанный с доразведкой месторождения и его вскрытием, т. е. сооружением добычных скважин, их заканчиванием, исследованием, оборудованием и подготовкой к эксплуатации.

В геотехнологических методах **скважина – основная выработка, вскрывающая залежь полезного ископаемого, подготавливающая ее к разработке и служащая для транспортирования рабочих и продуктивных флюидов**, поэтому успех работы всего геотехнологического предприятия зависит от работы буровиков.

Задача буровиков не только найти новые технические и технологические решения, сокращающие затраты труда при бурении скважин, но и резко улучшить качество вскрытия продуктивных пластов.

При решении основных проблем сооружения скважин приходится вести поиск в области способов и технологии проходки скважин, учитывая, что проходка должна быть скоростная, комфортная и экономичная. Решение этой проблемы сложно, так как, несмотря на многовековую историю бурения, более 99 % скважин бурится за счет разрушения забоя горных пород сжатием, т. е. самым невыгодным способом воздействия. Термическое, кислотное, электрическое, реактивное и другие способы разрушения забоя скважин пока еще ждут применения.

Основные требования к буровому станку для геотехнологического бурения: скорость бурения (принудительная подача), максимальная механизация работ по бурению, возможность обсадки скважины буровым станком и ее извлечение после отработки. Для ряда геотехнологических методов, например СГД, эффективно последовательное соединение процессов бурения и добычи полезных ископаемых, которые можно совместить с помощью специальных станков [8, 9].

Вторая проблема – это проблема эффективного сооружения наклонно направленных скважин, причем в условиях сложного залегания продуктивных пластов чрезвычайно сложно управлять движением забоя скважин в заданном направлении с учетом гипсометрии пласта.

Третья основная проблема для геотехнологических скважин – это качество вскрытия продуктивного горизонта, т. е. подготовки месторождения для его эффективной разработки через скважины.

Успешная работа исследователей в решении этих проблем – актуальная задача НИР.

8.2. ВСКРЫТИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СКВАЖИНАМИ

Выработки, обеспечивающие доступ к месторождению полезного ископаемого с поверхности земли и служащие для его подготовки и разработки, называются **вскрывающими**. При геотехнологических методах вскрывающей выработкой является (как правило) **скважина**.

По своему назначению вскрывающие скважины подразделяются на **добычные, вспомогательные** (разведочные, кольматационные, водоотливные, оценочные, контрольные и т. д.) и **специальные** (баражные, ликвидационные).

Добычные скважины (могут быть вертикальные, наклонные и наклонно-горизонтальные) предназначаются для добычи полезного ископаемого. Они оборудуются колоннами эксплуатационных труб для подвода к продуктивной залежи рабочего агента и извлечения из недр полезного ископаемого. Диаметр добычной скважины определяется конструкцией ее оборудования, глубина – глубиной залегания полезного ископаемого.

Разведочные скважины закладываются на открытых месторождениях с целью уточнения параметров залежи, водоотливные – с целью регулирования технологических параметров и поддержания пластового давления. **Контрольные и оценочные** скважины предназначены для систематического наблюдения за технологическим процессом и оценки результатов работы добычных скважин. Диаметр этих скважин в пределах продуктивного пласта обычно не превышает 93–112 мм.

Добычная скважина является основной выработкой при геотехнологических методах добычи полезных ископаемых и представляет собой самостоятельный объект. Геотехнологические методы требуют нового подхода к вопросу вскрытия и подготовки фронта работ, потому что делить проходку и оборудование добычных скважин на вскрывающие (горно-капитальные), подготовительные и нарезные работы было бы в данном случае неверно. **При ФХМГ добычные скважины являются одновременно вскрывающими, подготовительными и нарезными выработками, так как они вскрывают месторождение, подготавливают его к разработке и используются для добычи полезного ископаемого.**

Выбор способа вскрытия зависит от многочисленных факторов, главные из которых – технологическая схема разработки, размеры месторождения в плане, мощность, угол падения, глубина залегания залежи, физико-механические свойства залежи и вмещающих пород, рельеф поверхности и др. Вопрос о типе и месте расположения скважин решается применительно к конкретным условиям разработки. В табл. 8.1 и на рисунках 8.1 – 8.5 представлена классификация способов вскрытия месторождений при отработке их геотехнологическими методами.

Вскрытие месторождения добычной скважиной – один из самых ответственных моментов в процессе подготовки его к разработке. Малейшие упущения при бурении, подготовке и оборудовании скважины могут привести к потере скважины или вызвать необходимость в проведении трудоемких ремонтных работ.

Наклонно-горизонтальные добычные скважины наиболее эффективны при отработке маломощных залежей, так как позволяют отработать большие запасы. Однако в положении каждой скважины совершенно необходима строгая определенность, так как отклонение от проекта может нарушить работу соседних скважин и вызвать повышенные потери полезного ископаемого.

Таблица 8.1

Способ вскрытия месторождения	Область применения
1. Отдельной скважиной: а) вертикальной (рис. 8.1, а) б) наклонной, наклонно-горизонтальной (рис. 8.1, б)	Скважинная гидродобыча (устойчивые покрывающие породы), подземное растворение солей (мощные залежи) Скважинная гидродобыча (неустойчивые покрывающие породы)
2. Группой скважин: а) спаренными (рис. 8.2) б) взаимодействующими (вертикальными, наклонными и вертикальными) (рис. 8.3)	Скважинная гидродобыча (небольшая глубина залегания), подземное растворение солей, добыча тепла Земли Подземные выщелачивание металлов, выплавка серы, газификация угля (залежи полезного ископаемого небольшой мощности)
3. Горной выработкой и скважинами: а) скважинами из подземных выработок (рис. 8.4) б) скважинами с поверхности и из подземной выработки (рис. 8.5) в) подземными горными выработками	Отработка локальных рудных тел в сочетании с традиционной технологией добычи (подземное выщелачивание металлов, скважинная гидродобыча и т. д.)

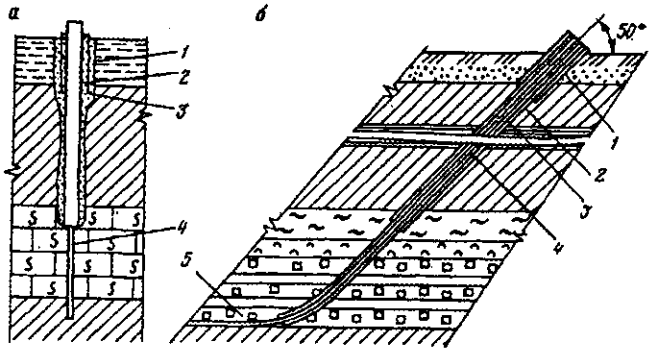


Рис. 8.1. Вскрытие месторождения полезного ископаемого:
а – вертикальной скважиной; 1 – кондуктор; *2* – колонна обсадных труб; *3* – зацементированное затрубное пространство; 4 – скважина в продуктивной толще; *б* – наклонно-горизонтальной скважиной; 1, 2, 3, 4 – соответственно направляющая, промежуточная, обсадная, водоподающия колонна труб; 5 – каменная соль

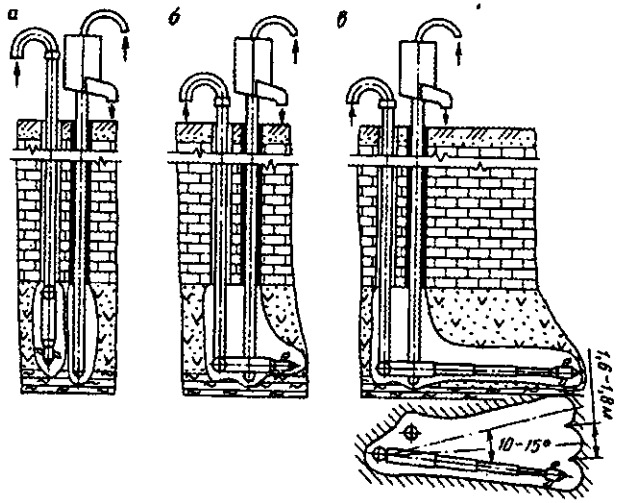


Рис. 8.2. Вскрытие двумя спаренными скважинами и технологическая схема отработки камеры СГД:
а–оборудование скважин гидромонитором и эрлифтом; б–вывод ствола гидромонитора в горизонтальное положение; в – выемка руды телескопическим гидромонитором

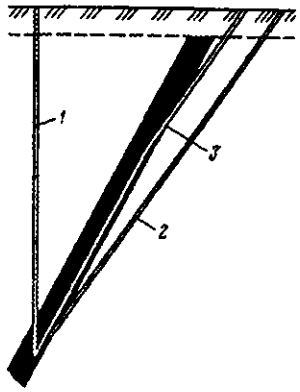


Рис. 8.3. Вскрытие месторождения несколькими одновременно работающими скважинами для подготовки газогенератора при ПГУ: 1, 2,3 – соответственно розжиговая, дутьевая и газоотводящая скважины

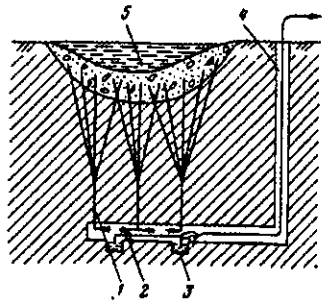


Рис. 8.4. Схема вскрытия залежи золотоносного песка скважинами из выработки (обычная разработка месторождения осложнена наличием большого числа крупных валунов): 1 – скважина; 2 – насос; 3 – зумпф; 4 – шахта; 5 – река

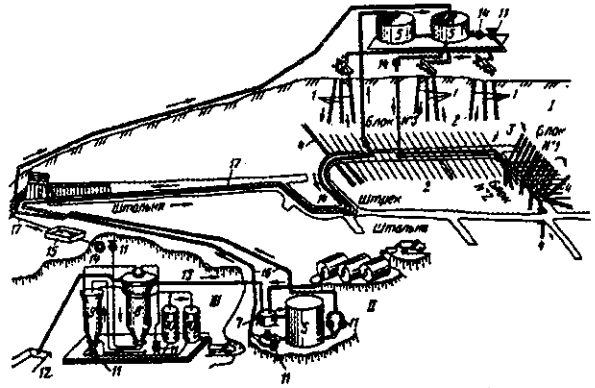


Рис. 8.5 Схема вскрытия скважинами с поверхности и из подземной выработки и технология ПВ при отработке месторождения с трещинной проницаемостью руд [13]:
1 – горный участок; II–узел приготовления рабочих растворов; Ш–узел переработки продуктивных растворов; скважины: 1 – нагнетательные, пробуренные с поверхности, 2 – разгрузочные подземные, 3 – подземные нагнетательные, 4 – наблюдательные; емкости: 5 – для рабочих растворов, 6 – для реагента; 7 – смеситель; 8 – сорбционная колонна; 9 – десорбционная колонна; 10 – емкости для продуктивных агентов; 11 – насосы; 12 – хвостохранилище; 13–трубопровод растворов на доукрепление; 14–расходомеры; 15– оттойник; 16 – трубопроводы рабочих растворов; 17 – трубопроводы продуктивных агентов

8.3. БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Для бурения добычных скважин применяются станки, обычно используемые при поисковом глубинном бурении. Целесообразно использование самоходных и передвижных буровых установок, выбираемых в зависимости от глубины скважины и крепости покрывающих пород. При небольшой глубине продуктивного пласта, залегающего под слоем прочных покрывающих пород, весьма эффективен буровой станок типа СБШ. При слабых покрывающих породах можно использовать станки шнекового вращательного бурения типа СБР. В породах мягких и средней крепости при глубине бурения до 500 м используются роторные буровые установки типа УРБ, УБВ – 600, 2БА-15В, БА-15.

Для бурения глубоких добычных геотехнологических скважин был модернизирован станок СБШ. Опыт его эксплуатации показал эффективность работы и необходимость изготовления ряда таких станков для бурения скважин на 100, 200 и 400 м.

Ведутся работы по использованию турбобуров для бурения неглубоких скважин гидродобычи, а по предложению МГРИ для этих целей опробуется гидродинамическое бурение скважин высоконапорными струями воды.

Все буровые установки состоят из следующих основных узлов:

вышки или мачты, механизмов подъема, вращения и промывки, двигателя с трансмиссией, генераторной и компрессорной установок, контрольно-измерительных приборов, превенторов и вспомогательного оборудования. Циркуляция промывочной жидкости (глинистый раствор или вода) осуществляется с помощью поршневых насосов двойного действия. Наибольшее применение находят насосы 11ГР, 9МГР, ЦНС. На большинстве буровых установок используются двигатели внутреннего сгорания (дизели Д-54, КДМ-46, В2-300). Для геотехнологических скважин, расположенных вблизи друг от друга, весьма перспективно использование буровых станков с электроприводом. Чтобы предупредить открытый выброс газа или жидкости при бурении в опасных по выбросам зонах устанавливаются превенторы, герметизирующие пространство между обсадными и бурильными трубами. В комплект противовыброс-ного оборудования входят превентор с плашками, патрубок с двумя отводами, колонный фланец, уплотнительные кольца и четыре задвижки высокого давления. В комплект буровой установки входит также оборудование для выполнения вспомогательных работ: глиномешалки, приспособления для очистки глинистого раствора (желоба, сита, гидроциклоны и др.), отопительная установка и др.

Породоразрушающий инструмент (долота) для проходки скважин по назначению подразделяются на долота сплошного бурения, разрушающие забой скважины по всей его площади; колонкового бурения,

разрушающие забой по кольцу с оставлением в центре забоя столбика породы – керна; специального назначения.

При проходке скважин в мягких породах используются лопастные долота, в породах средней крепости – шарошечные. Долота истирающего типа применяются при бурении крепких пород, лопастные разрушают горные породы резанием или скалыванием. Наиболее широко применяются двухлопастные и трехлопастные долота. Из шарошечных долот, работа которых основана на дробящем действии, наиболее широкое применение получили трехшарошечные.

Из долот истирающего действия, применяющихся при роторном и турбинном бурении глубоких скважин в крепких породах, наибольшее распространение получили алмазные и фрезерные, армированные твердым сплавом.

При разбуривании скважин (увеличении диаметра), а также различных аварийных работах используются долота специального назначения – пикообразные, эксцентричные, ступенчатые, долота-расширители и долота-фрезы.

Бурильные трубы предназначены для сообщения долоту вращения и передачи на него нагрузки, а также для подвода к забою промывочной жидкости. Соединение бурильных труб в колонну производится с помощью замков и ниппелей; у ведущих бурильных труб толстые стенки. Наружная поверхность их имеет шестигранную или квадратную форму. С помощью этих труб передается вращение от ротора колонне бурильных труб. Для обеспечения вертикальности буримых скважин используются центраторы.

8.4. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН

Выбор конструкции скважин зависит от многих геологических и технических факторов, к числу которых в первую очередь относятся технология добычи полезного ископаемого, а также глубина и мощность водоносных горизонтов и продуктивной залежи. Так как добычные скважины всегда бурятся на изученных месторождениях, проект бурения скважин ориентировочно указывает все их параметры. Конструкцию скважины заносят в геолого-технический наряд, в котором дается разрез скважины с ориентировочным указанием ее общей глубины, диаметра по интервалам, размеров колонн обсадных труб, способа цементации затрубного пространства, необходимых гидрогеологических и геофизических исследований.

Конструкция скважины включает:

приспособление для задания направления, предназначенное для крепления устья скважины; при большой глубине скважины оно тща-

тельно центрируется и надежно закрепляется; при скважинах небольшой глубины оно может не применяться;

кондуктор, перекрывающий верхнюю часть скважины и обеспечивающий изоляцию верхних водоносных горизонтов, а также вертикальность скважины; он обязательно цементируется с подъемом цемента до устья скважины;

колонну обсадных труб, которая спускается до залежи; при обнаружении сильных водопритоков или обвалов спускается промежуточная колонна обсадных труб и дальнейшая обсадка ведется трубами меньшего диаметра.

При определении диаметра добычных скважин исходят из расчетного размера рабочих колонн, которые определяют диаметр обсадных колонн и бурового инструмента.

Герметичность колонны обсадных труб при геотехнологических методах добычи имеет особое значение, поэтому, когда это необходимо, следует вести цементацию затрубного пространства. После цементации производится испытание колонны на герметичность.

8.5. БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Значительный опыт бурения технологических скважин накоплен при циклично-поточном методе сооружения добычных скважин (табл.8.2.).

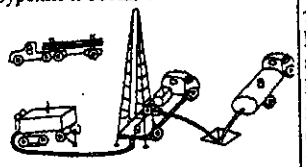
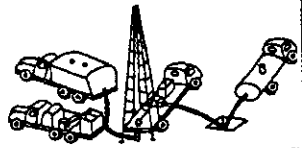
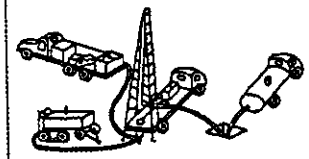
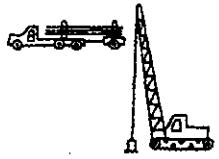
Процесс вскрытия залежи разбивается на три этапа:

бурение и крепление скважин; исследование скважин и работы по их подготовке; чистка и оборудование скважин рабочими колоннами труб.

Добычные скважины до продуктивного горизонта бурятся почти так же, как и обычные нефтяные, газовые и другие скважины. При использовании роторных установок осевая нагрузка на долото составляет примерно 300–500 кН на 1 м диаметра долота. При форсированном режиме бурения нагрузка на долото увеличивается на 40–50 %. В мягких породах нагрузку следует ограничивать, так как насос может не обеспечить полный вынос шлама на поверхность. По этой причине рекомендуется также перед подъемом инструмента промыть скважину (объем промывочной жидкости принимается из расчета не менее двух объемов скважины). Нежелательно искривление скважин, которое затрудняет спуск колонн технологических труб (особенно в трещиноватых и закарстованных породах). Высокая механическая скорость бурения и безаварийная работа могут быть обеспечены только при правильном режиме промывки. В практике бурения скважин часто возникает необходимость понижения или повышения плотности раствора. Понижение плотности

требуется при глубоким залегании уровня подземных вод и низкой проницаемости залежи. В этом случае высокое давление столба раствора приводит к кольматации трещин. Уменьшение плотности промывочного раствора достигается различными способами.

Таблица 8.2.

Технологический процесс	Выполняемые операции	Оборудование
Бурение и обсадка скважи 	Бурение, спуск обсадных труб Бурение по продуктивному пласту Подвозка воды и глинистого раствора. Подвозка обсадных труб, ГСМ, бурового инструмента	Буровые установки УРБ-3АМ, 1БА-15В, УБВ-600. Буровые установки и компрессоры ПК-15, УПК-80 Автоцистерны Автомобили тру-бовозы и бортовые
Цементирование обсадных колонн 	Установка устьевого оборудования. Приготовление и закачка цементного раствора Подвозка технической воды. Подвозка цемента	Буровые установки УРБ-3АМ, 1БА-15В Цементирующие агрегаты ЦА-320. Смесительные машины 2СМ-20. Автоцистерны. Автомобили
Заканчивание скважин (гидрогеологические исследования после бурения и кислотной обработки, гидроразрыва) 	Спуск и подъем насосно-компрес-сорных, эрлифтных труб, пакеров откачка, нагнетание, кислотная обработка, гидроразрыв Подвозка воды и кислоты для нагнетания	Буровые установки УРБ-3АМ, 1БА-15В Компрессоры УКП-80 и ПК-15 Цементирующий агрегат ЦА-320, «Азинмаш-30А» Автоцистерны
Оборудование скважин технологическими колоннами труб 	Спуск рабочих колонн труб Подвозка труб Опробывание герметичности рабочих колонн и задвижек	Подъемники на тракторах «Бакинец», «Азинмаш» Автомашины-трубовозы Компрессоры, цементирующие агрегаты

Технология бурения с продувкой забоя сжатым воздухом отличается от обычной тем, что бурение производится в условиях водопритоков. При этом используются компрессоры высокого давления. Высокое давление сжатого воздуха и требуемый расход позволяют обеспечить выброс столба промывочной жидкости из скважин, а также устойчивое

эрлифтирование промывочной жидкости и поступающих в скважину пластовых вод. Практически при наличии водопритоков более 5 м/ч бурение проводится с одновременной откачкой пластовых вод, что полностью исключает кольматацию пласта шламом.

Сущность технологии бурения с обратно-всасывающей промывкой заключается в непрерывной откачке эрлифтом с глубины 60–80 м промывочной жидкости, находящейся внутри бурильной колонны труб. При этом возникает обратный поток промывочной жидкости по кольцевому зазору на забой скважины через породоразрушающий инструмент внутрь бурильных труб и через приставку к сальнику-вертлюгу на поверхность (рис. 8.6). Шлам выбуренных пород вместе с промывочной жидкостью выносится на поверхность и не кольматирует забой скважин. Если рудное тело для нормальной работы эрлифта обводнено недостаточно, в процессе бурения необходимо доливать чистую воду в скважину.

На практике наиболее широко применяется способ бурения с частичной аэрацией столба промывочной жидкости (рис. 8.7). При этом сохраняется обычная технология бурения с промывкой и используются компрессоры низкого давления (0,6–0,8 МПа). Бурение по пласту осуществляется по обычной технологии с промывкой водой. Одновременно в кольцевой зазор между обсадной и дополнительной колоннами диаметром 127 или 146 мм нагнетается сжатый воздух, который через отверстия поступает внутрь дополнительной колонны труб, аэрирует находящуюся в ней промывочную жидкость и откачивает ее на поверхность. При таком способе бурения кольматации забоя происходить не будет при условии, что пластовое давление вод превышает суммарное давление столба промывочного раствора и воздушно-водяной эмульсии.

Практически указанный способ может применяться с использованием компрессоров низкого давления при глубине статического уровня пластовых вод не более 45 м. Результаты бурения скважин с продувкой, обратновсасывающей промывкой и частичной аэрацией промывочной жидкости позволят значительно повысить качество работ при сооружении скважин и сохранить естественные горно-геологические характеристики пласта.

На основе способа бурения скважин с аэрацией столба промывочной жидкости была разработана и изготовлена клапанная приставка к насосу 9МГР, позволяющая получить аэрированную промывочную жидкость требуемой плотности на поверхности с использованием компрессоров низкого давления (0,6–0,8 МПа).

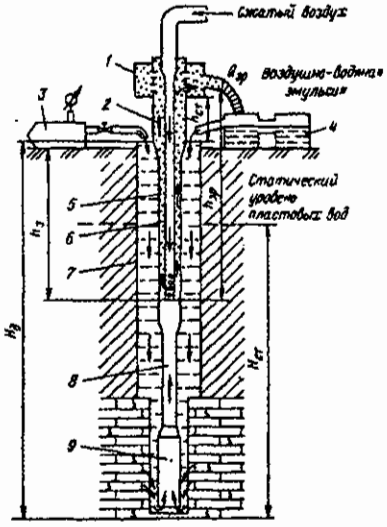


Рис. 8.6 Схема бурения с обратно- всасывающей промывкой:

1 – приставка к вертлюгу; 2 – ведущая бурильная труба; 3 – насос буровой; 4 – трубы эрлифтные диаметром 89 мм; 5 – полиэтиленовая трубка; 6 – обсадная колонна; 7 – бурильные трубы диаметром 50 или 73 мм; 8 – буровой снаряд; 9 – емкости

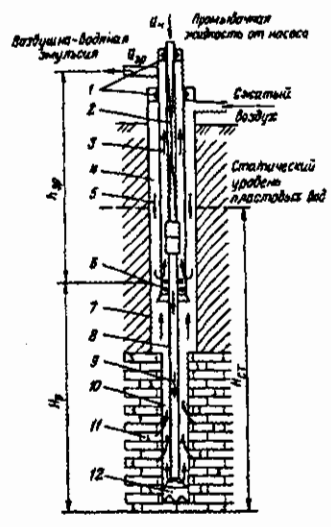


Рис. 8.7 Схема бурения с частичной аэрацией столба промывочной жидкости:
1 – устьевой герметизатор; 2 – ведущая бурильная труба; 3 – поток аэрированной жидкости; 4 – промежуточная колонна; 5 – поток сжатого воздуха; 6 – смеситель; 7 – обсадная колонна; 8 – бурильные трубы; 9 – поток промывочной жидкости; 10 – ствол скважины; 11 – серный пласт; 12 – долото шарошечное

Для утяжеления раствора применяют добавки порошка барита, гематита, магнетита, пиритовых огарков, колошниковой пыли в количестве соответственно 3,5 – 4,2; 4,3 – 4,6; 3,6 – 4,5; 3,6 – 3,8; 4,1 г/см^3. Утяжеленные растворы применяются во избежание выброса воды, пара и газа. При использовании низкосортных местных глин повышение качества раствора может быть достигнуто за счет их обработки поверхностно-активными веществами. Наиболее целесообразно для этой цели применение сульфит-спиртовой барды (ССБ) и углещелочного реагента (УЩР). При бурении пород, насыщенных высокоминерализованными водами, глинистый раствор следует готовить с добавками соли или на пластовой воде.

Особенностью бурения добычных скважин при геотехнологических методах является использование специальной конструкции скважины, отбор керна из продуктивного пласта и пород кровли и почвы (несколько метров керна над пластом и под ним), бурение продуктивного пласта без глинистого раствора (например, при бурении соли скважи-

на промывается крепким раствором соли, при бурении серного пласта – чистой водой). В ряде случаев при бурении происходит интенсивное поглощение промывочной жидкости, что приводит к понижению уровня и обваливанию стенок скважины в неустойчивых интервалах. Для борьбы с поглощением применяют специальные реагенты – структурообразователи, гельцемент, быстросхватывающиеся смеси (БСС). Реагенты-структурообразователи увеличивают вязкость промывочной жидкости и повышают ее тиксотропные свойства. Такой раствор, попадая в трещины и поры, закупоривает их и предупреждает поглощение. В глинистый раствор вводят жидкое стекло (до 5 % объема циркулирующего раствора), кальцинированную соду (до 6 %), инертные добавки (опилки, рисовая шелуха, кордное волокно, торф, слюда, пакля и др.). Последние вводятся в количестве до 3 %, а при необходимости и больше. Гельцемент представляет собой смесь глинистого раствора с цементом. На приготовление 1 м^3 гельцемента идет 0,6 – 1 тампонажного цемента и 0,6 – 0,7 м^3 глинистого раствора. Гельцемент закачивают в скважину, продавливают до забоя и через сутки возобновляют бурение.

В условиях сильно закарстованных залежей необходимо не только предотвратить поглощение промывочной жидкости, но и заполнить наиболее крупные карстовые полости тампонажным материалом. Для этого по данным бурения определяется процент закарстованности и готовится тампонажная смесь из расчета заполнения карста в радиусе до 10 м. В качестве тампонажного материала можно применять глиноцементный раствор с добавлением 300 кг цемента на 1 м^3 глинистого раствора и инертных наполнителей.

После вскрытия залежи скважина обсаживается и цементируется. Только после ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента) продолжается бурение на всю мощность залежи с небольшим перебуром в подстилающие породы.

8.6. БУРЕНИЕ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН*

Область применения наклонно направленных геотехнологических скважин

Основными выработками для вскрытия и освоения продуктивных пластов при ФХМГ служат буровые скважины. Затраты на сооружение скважин составляют значительную часть общих затрат на добычу (25–35%). Можно без преувеличения сказать, что дальнейшее успешное развитие новых методов во многом будет зависеть от прогресса в технике и технологии сооружения этих скважин.

* Раздел написан действ. членом РАЕН, проф. А.Г. Калининым и к.т.н. А.П. Назаровым

Большинство методов ФХГ основано на использовании вертикальных скважин для добычи полезных ископаемых.

Использование наклонно направленных скважин на одной площадке (кустовые скважины) позволяет повысить эффективность добычи полезных ископаемых и улучшить охрану окружающей среды за счет: отработки участков месторождений под дном рек и водоемов, под зданиями и промышленными сооружениями, под охранными зонами ЛЭП; сокращения протяженности технологических трубопроводов; значительного сокращения площади культурных земель, отчуждаемых в процессе деятельности горнодобывающего предприятия; увеличения приемистости скважин за счет пересечения продуктивного пласта под острым углом; сокращения затрат времени на сооружение площадок под буровую установку, монтаж, демонтаж и перевозку бурового оборудования и инструмента.

Направленное бурение кустовых наклонно направленных скважин применяется во многих отраслях народного хозяйства. На современном этапе в разработке техники и технологии направленного бурения скважин определенные успехи достигнуты в нефтяной и газовой промышленности, при проведении геологоразведочных работ. Однако использовать технологию сооружения наклонно направленных скважин, разработанную в этих отраслях, нельзя без учета условий применения методов.

Условия сооружения и эксплуатации наклонных скважин весьма специфичны. В результате взаимодействия компоновки низа бурильной колонны со стенками скважины, сложенными мягкими неустойчивыми породами, происходит увеличение диаметра и изменение формы поперечного сечения ствола скважины. Наличие пор, трещин и каверн может привести к значительным потерям промывочной жидкости, вплоть до катастрофических. Кроме того, слабая устойчивость стенок скважин может привести к осложнениям при наклонном бурении, особенно при специальных работах, связанных с управлением трассой скважины.

Оптимальная схема расположения кустовых скважин

Выбор оптимальной схемы расположения скважин сводится к нахождению минимума стоимости сооружения и эксплуатации участка месторождения для различных вариантов совмещения устьев вертикальных и наклонно направленных скважин на кустовых площадках. При увеличении отклонения забоев наклонных скважин от вертикали растет концентрация их устьев на кустовых площадках, сокращается площадь отчуждаемых культурных земель. Увеличение отклонения забоя от вертикали приводит к росту стоимости бурения скважины за счет увеличения длины участка направленного искривления и общей длины скважины. Сравнение стоимости различных вариантов показывает, что целесо-

образно совмещение на кустовой площадке устьев скважин, принадлежащих к одной ячейке, при величине отклонения забоя от вертикали около 50 м (рис. 8.8).

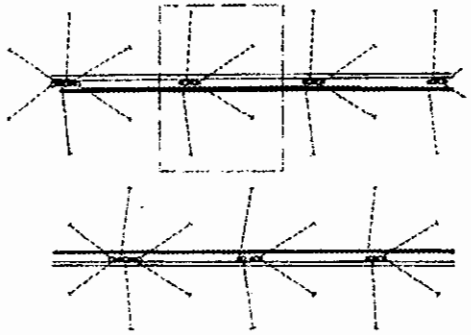


Рис. 8.8. Схема расположения кустовых наклонно направленных скважин

При вскрытии и освоении наклонно направленными скважинами продуктивных пластов, которые не могут быть отработаны с помощью вертикальных скважин, увеличение отклонения забоя скважин от вертикали приводит к увеличению полноты выемки полезного ископаемого, т.е. к повышению эффективности добычи. Поэтому величина отклонения забоя этих скважин ограничена только возможностями технических средств направленного бурения и точностью проведения скважины по проектной трассе.

Рациональные профили наклонно направленных скважин

Условия оборудования скважин эксплуатационной колонной определяют одноствольный тип профиля. Наиболее рациональны типы профилей плоскоискривленных скважин:

- одноинтервальный профиль с начальным наклонным заложением ствола (рис. 8.9);
- комбинированный профиль, состоящий из трех интервалов: первого – вертикального; второго – криволинейного, на котором производится искусственное искривление ствола скважин, и третьего – наклонного (рис. 8.10).

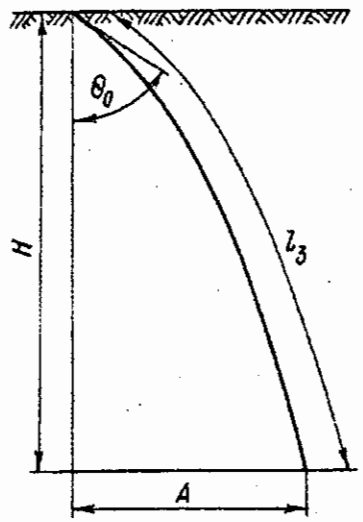


Рис. 8.9. Одноинтервальный тип профиля

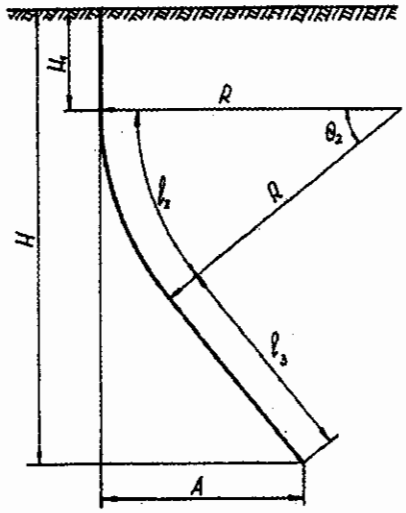


Рис. 8.10. Трехинтервальный тип профиля

Первый тип профиля не требует дополнительных работ по искусственному искривлению ствола скважины. Однако его использование возможно только при применении буровых станков со шпиндельными или подвижными вращателями и буровых мачт с изменяющимся углом наклона. Основной недостаток рассматриваемого типа профиля в необходимости заложения скважины под большим углом к горизонту. Серийно выпускаемые станки шпиндельного типа имеют недостаточную мощность для эффективного бурения скважин диаметром 160–240 мм на глубину до 600 м. Создание мощных станков с подвижным вращателем для наклонного бурения геотехнологических скважин, насущная необходимость в которых возникла во многих отраслях народного хозяйства, позволит широко применять этот тип профиля.

Второй тип профиля в настоящее время является наиболее рациональным при сооружении наклонно направленных скважин. При бурении скважин с этим типом профиля могут быть использованы высокопроизводительные станки с роторным вращателем и вертикальной мачтой. Направленное искривление ствола скважины на втором интервале осуществляется с помощью отклоняющих компоновок низа бурильной колонны. Применение этого типа профиля не требует перевооружения парка буровых станков, имеющихся в настоящее время на предприятиях.

Методика расчета типовых профилей наклонно направленных скважин

Так как одноинтервальный тип профиля – это частный случаем трехинтервального, у которого длина первых двух интервалов равна нулю, в дальнейшем будем рассматривать методику расчета только трехинтервального профиля.

Исходными параметрами для расчета профиля служат: - проектная глубина скважины H; - проектная величина отклонения забоя от вертикали A; - интенсивность искусственного искривления второго интервала i_2; - интенсивность естественного искривления третьего интервала i_3.

Проектная глубина скважины и величина отклонения забоя от вертикали определяется условиями залегания продуктивного пласта и принятой схемой расположения скважин. Интенсивность искусственного искривления второго интервала определяется с учетом возможностей искривления второго интервала определяется с учетом возможностей отклоняющей компоновки и условий нормальной эксплуатации в криволинейном стволе скважины колони бурильных и обсадных труб. Проведенные исследования показали, что с учетом допустимых напряжений изгиба в колоннах бурильных и обсадных труб интенсивность искусственного искривления не должна превышать i_2=0,3 град/м. Вместе с тем для достижения необходимой величины отклонения забоя от вертикали интенсивность искривления должна быть не менее i_2= 0,2 град/м.

Основным фактором, определяющим выбор методики расчета профилей наклонно направленных скважин, является характер естественного искривления наклонного ствола. Современные методики расчета профилей исходят из предпосылки, что ось скважины представляет собой дугу окружности постоянного радиуса или ряд сопряженных дуг окружностей разного радиуса в зависимости от направления вектора анизотропии отдельных пачек пород. Проведенные исследования показали, что интенсивность естественного искривления наклонных участков ствола скважин в слабосвязанных осадочных породах (практически изотропных) является переменной величиной и зависит от параметров режима бурения и величины текущего зенитного угла. При постоянном режиме бурения зависимость интенсивности естественного искривления от величины зенитного угла может быть выражена формулой:

$$i_3 = b - a\sin\theta \ , \qquad (8.1)$$

где θ - величина текущего зенитного угла, коэффициенты a и b равны:

$$a = 57{,}3\frac{kq}{2P} \ , \qquad (8.2)$$

$$b = 57{,}3\frac{P(D-d)\cdot(1-0{,}363k)}{\pi EI(0{,}215+0{,}691k)} , \qquad (8.3)$$

где k – коэффициент боковой фрезерующей способности долота, q – вес 1 м низа колонны бурильных труб, P – осевая нагрузка на забой, D – диаметр скважины, d – диаметр бурильных труб, E – модуль упругости материала бурильных труб, I – осевой момент инерции низа колонны бурильных труб.

Направление скважины стабилизируется при достижении "равновесного" зенитного угла

$$\theta_p = \arcsin\frac{b}{a} . \qquad (8.4)$$

Анализ выявленных зависимостей показывает, что, правильно подбирая тип породоразрушающего инструмента и величину осевой нагрузки, можно стабилизировать направление скважины при значительных величинах зенитного угла. Вместе с тем даже при небольших отклонениях величины осевой нагрузки от расчетной интенсивность естественного искривления может существенно меняться не только по величине, но и по направлению. Наиболее эффективный способ стабилизации направления наклонных интервалов скважины – применение специальных компоновок низа бурильной колонны, которые позволяют поддерживать заданное направление скважины в широком диапазоне величин осевой нагрузки.

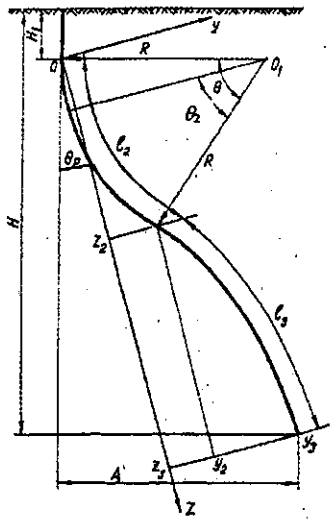


Рис. 8.11. Расчетная схема трехинтервального профиля

Расчетными параметрами профиля являются:

- длины вертикального интервала (глубина зарезки наклонного ствола) H_1;
- длина участка искусственного искривления L_2;
- длина наклонного интервала L_3;
- величина изменения зенитного угла на участке искусственного искривления θ_0.

Длина вертикального интервала H_1 выбирается с учетом геологического строения участка работ, конструкции скважины, затрат времени и средств на ориентацию и установку отклонителя. Длина этого интервала должна быть больше мощности неустойчивых пород, требующих крепления их обсадной колонной. При увеличении длины первого интервала,

увеличивается объем работ по направленному искривлению скважины на втором интервале и увеличивается сложность ориентации отклоняющей компоновки. Наиболее рациональна такая длина первого интервала, при которой второй интервал находится в ближайшей к поверхности пачке устойчивых глин или мергелей.

Установив характер зависимости интенсивности искривления скважины от величины зенитного угла, можно определить ее траекторию. Для упрощения процесса интегрирования определим характер кривой в прямоугольных координатах (Z;Y), лежащих в вертикальной плоскости, начало которых находится в месте зарезки наклонного ствола, ось Z направлена вниз под углом θ_p к вертикали, а ось Y по направлению проектного азимута скважины (рис. 8.11).

Величина зенитного угла и координаты забоя будут соответственно равны:

$$\theta' = \theta - \theta_p, \tag{8.5}$$

$$z_3 = (H - H_1)\cos\theta_p + A\sin\theta_p, \tag{8.6}$$

$$y_3 = A\cos\theta_p - (H - H_1)\sin\theta_p, \tag{8.7}$$

Уравнение траектории наклонного участка ствола скважины в этих координатах:

$$y = \frac{1}{a}\left\{\theta_0' - \arcsin\left[\sin\theta_0' e^{-\frac{a}{57,3}(z - z_2)}\right]\right\} + y_2, \tag{8.8}$$

где θ_0' – начальный зенитный угол наклонного участка ствола скважины в координатах (Z;Y), z_2 и y_2 – начальные координаты наклонного участка ствола скважины (координаты точки сопряжения второго и третьего участка), которые определяются по следующим формулам:

$$z_2 = \frac{57,3}{i_2}\left(\sin\theta_p + \sin\theta_0'\right), \tag{8.9}$$

$$y_2 = \frac{57,3}{i_2}\left(\cos\theta_p - \cos\theta_0'\right). \tag{8.10}$$

Подставив в уравнение (8.8) координаты забоя из уравнений (8.6) и (8.7), можно решить его относительно неизвестной величины θ'_0.

Длина участка искусственного искривления определяется по формуле:

$$L_2 = \frac{\left(\theta_0' - \theta_p\right)}{i_2}. \tag{8.11}$$

Длина наклонного участка ствола скважины определяется по следующей формуле:

$$L_3 = \frac{57,3}{a}\left[\ln tg\frac{\theta_0'}{2} - \ln tg\frac{\theta_0' - a\left(y_3 - y_2\right)}{2}\right]. \tag{8.12}$$

Методика управления трассой скважины

Существующие методики расчета комбинированных профилей и определения угла установки отклонителей при управлении трассой скважины исходят из предпосылки, что ось прямолинейного интервала ствола является касательной к оси предыдущего криволинейного интервала в точке их сопряжения. В действительности при забуривании прямолинейного интервала ствола компоновка низа бурильной колонны составляет с нормалью к плоскости забоя криволинейного интервала угол γ, в результате чего происходит спрямление некоторого участка криволинейного интервала (рис. 8.12). Для скважин небольшого диаметра в плотных устойчивых породах величина этого угла невелика, и ее можно не принимать во внимание. При бурении в мягких слабосвязанных породах осадочного комплекса за счет разрушения стенок боковой поверхностью долота и размыва их потоком промывочной жидкости диаметр скважины существенно отличается от диаметра бурильных труб. Величина угла γ может достигать значительной величины (до 2°), и не учитывать этот угол при управлении трассой скважины нельзя.

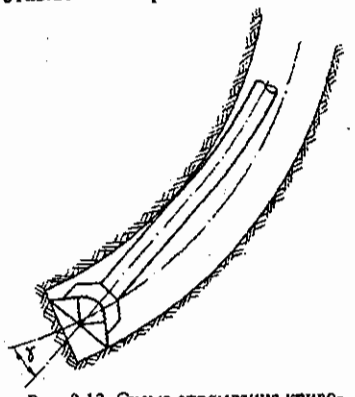


Рис. 8.12. Схема спрямления криволинейного участка при забуривании прямолинейного ствола

Величина угла γ может быть вычислена по формуле:

$$\gamma = 7,57\sqrt{i\left[D\left(2K_d - 1\right) - d\right]}, \tag{8.13}$$

где i – интенсивность искривления криволинейного участка, D – диаметр долота, K_d – коэффициент увеличения диаметра скважины; d – диаметр бурильных труб.

Расчетный зенитный угол θ, который должен быть достигнут в процессе искусственного искривления скважины, с учетом снижения его величины при забуривании прямолинейного участка, определяется по формуле:

$$\theta = \theta_0 + \gamma. \tag{8.14}$$

Способы и технические средства направленного бурения скважин

Известные способы направленного бурения скважин основаны либо на использовании закономерностей естественного искривления

скважин, либо на применении технических средств искусственного искривления (отклонители).

Теоретические и опытно-промышленные исследования показали, что в характерных для месторождений породах осадочного комплекса, залегающих горизонтально или слабонаклонно, естественное искривление наклонных скважин направлено в сторону уменьшения зенитного угла. Анализ естественного искривления вертикальных скважин, пробуренных в этих условиях, показал случайный характер их азимутального искривления. Можно сделать вывод, что использование закономерностей естественного искривления для отклонения забоя скважин в требуемом направлении невозможно, но они должны быть учтены при расчетах типовых профилей и при выборе технических средств направленного искривления скважин.

Таким образом, основным способом наклонно направленного бурения скважин в породах осадочного комплекса является бурение с использованием технических средств искусственного искривления. Условие оборудования скважин колонной эксплуатационных труб требует плавного искривления ствола с интенсивностью, не превышающей определенной величины. Таким требованиям отвечают технические средства направленного искривления, действующие постоянно в процессе бурения. К отклонителям такого типа можно отнести бесклиновые снаряды скользящего типа (ТЗ-3, СБС), применяемые при направленном искривлении геологоразведочных скважин. Однако использование таких отклонителей возможно только при бурении твердых устойчивых пород, так как при наличии вывалов, каверн или просто в случае увеличения диаметра скважины происходит поворот статора и теряется ориентация отклонителя.

Наиболее полно требованиям направленного искривления скважин соответствуют отклонители, скомпонованные на базе забойных двигателей. Отсутствие вращения колонны бурильных труб позволяет искривлять скважину в любом направлении, оперативно управлять проведением скважины по проектной трассе без существенного снижения технико-экономических показателей бурения. Отклоняющие компоновки, включающие забойный двигатель, позволяют добиваться плавного искривления ствола скважины без резких локальных перегибов.

В качестве забойных двигателей применяются турбобуры, электробуры и винтовые забойные двигатели. Для достижения проектной величины отклонения забоя при небольших глубинах залегания полезного ископаемого необходимо добиться значительного изменения зенитного угла на сравнительно небольшом интервале бурения. Интенсивность искривления при асимметричном разрушении забоя, т.е. при оптимальном для забойного двигателя режиме работы, зависит от соотношения габаритов забойного двигателя и породоразрушающего инструмента.

Серийно выпускаемые турбобуры имеют диаметр 172, 195 и 240 мм и значительную длину (8,5-26 м), что определяет невысокую интенсивность искривления скважины.

Для увеличения интенсивности искривления скважин в отклоняющих компоновках используют укороченные турбобуры, турбобуры малых диаметров и специальные турбинные отклонители. Укороченные турбобуры имеют длину 4–6 м и число ступеней турбин 40–60. Однако сокращение числа ступеней турбин ведет к снижению их энергетических параметров, повышению частоты вращения вала и ухудшению запуска при работе с отклоняющими приспособлениями. С уменьшением диаметра турбобура энергетические параметры его также снижаются, а перепад давления на турбине растет. Для улучшения энергетических характеристик приходится применять двух- и трехсекционные турбобуры. Рост перепада давления на турбине вынуждает сократить расход промывочной жидкости или увеличить мощность применяемых насосов, что ведет к ухудшению технико-экономических показателей турбинного бурения. Современные конструкции специальных турбинных отклонителей обладают незначительным межремонтным периодом.

Для плавного искривления со стабильной интенсивностью весьма важно сохранение поперечной и продольной формы ствола скважины. При бурении высокооборотными турбобурами вероятность увеличения диаметра ствола и образования локальных искривлений значительно возрастает. Кроме того, при бурении в мягких неустойчивых породах большой расход промывочной жидкости, необходимый для нормальной работы современных турбобуров, способствует образованию каверн и нарушению устойчивости стенок скважин, что приводит к снижению стабильности искривления скважин. Использование турбобуров для наклонно направленного бурения потребует увеличения насосного парка, изменения системы водоснабжения агрегатов, увеличения парка спецмашин для доставки промывочной жидкости. Поэтому применение турбобуров для наклонно направленного бурения скважин нецелесообразно.

Важным преимуществом наклонно направленного бурения скважин электробурами является наличие телеметрической системы, обеспечивающей получение необходимой информации о положении ствола скважины в пространстве в процессе бурения. Вместе с тем при большой длине электробуров (12–14 м) невозможно обеспечить необходимую интенсивность искривления, поэтому достижение проектного отклонения забоя скважин от вертикали с помощью электробуров затруднено. Кроме того, применение электробуров потребует создания разветвленной сети линий электропередач напряжением 6 кВ, установки специальных трансформаторных подстанций, системы защиты и т.п. Рекомендовать электробуры для направленного искривления скважин пока нельзя. Однако в дальнейшем, при появлении серийных электробуров, не

требующих для работы высокого напряжения, и создании долговечных шарнирных отклонителей, очевидно, ситуация изменится.

Применение винтовых забойных двигателей Д-85 и Д-127, разработанных для ремонтных работ в нефтяных скважинах, возможно при использовании существующего парка бурового и насосного оборудования без изменения применяемых схем водо- и энергоснабжения. Мощность применяемых буровых насосов позволяет эксплуатировать эти двигатели при оптимальных режимах бурения.

По своим энергетическим параметрам для эффективного бурения скважин шарошечными долотами диаметром 151–161 мм наиболее подходит винтовой забойный двигатель Д-85. Габаритные размеры двигателя позволяют получать с долотами этих диаметров интенсивность искривления 0,2–0,3 град/м, вполне отвечающую требованиям проведения скважины по проектной трассе. Небольшой расход промывочной жидкости (3–5 л/с), необходимый для привода винтовых двигателей, позволяет избежать размыва стенок скважины в неустойчивых породах осадочного комплекса. Низкая частота вращения вала двигателя (133 об/мин) позволяет отрабатывать долота в оптимальном режиме, что увеличивает их стойкость и позволяет набирать расчетный зенитный угол за один рейс. При этом исключается необходимость повторного ориентирования отклоняющей компоновки, снижается вероятность ошибки.

Таким образом, требованиям технологии бурения наклонно направленных скважин наиболее полно отвечают отклонители на базе низкооборотных малолитражных гидравлических забойных двигателей типа Д-85.

В состав отклоняющей компоновки вместе с забойным двигателем могут входить элементы с эксцентричной несоосностью (эксцентричный ниппель, накладка на корпус забойного двигателя и др.), с угловой несоосностью (кривой переводник, кривая труба, турбинные отклонители, отклонитель Р-1) или их комбинации (например, кривой переводник и накладка на корпус забойного двигателя).

При использовании отклоняющей компоновки, включающей элементы с эксцентричной несоосностью породоразрушающий инструмент прижимается к стенке скважины. Искривление скважины происходит в основном за счет фрезерования стенки скважины боковой поверхностью породоразрушающего инструмента. Интенсивность искривления ствола скважины за счет этого процесса зависит от величины силы, действующей на боковую поверхность породоразрушающего инструмента, его фрезерующей способности, физико-механических свойств горных пород, осевой нагрузки на забой и механической скорости бурения. Все эти параметры могут существенно меняться в процессе бурения, что приводит к значительным колебаниям интенсивности искривления, особенно в осадочных породах, где скорость фрезерования стенок скважины близка к скорости бурения.

При использовании отклоняющих компоновок, включающих элементы с угловой несоосностью можно добиться искривления скважины только за счет асимметричного разрушения забоя торцом породоразрушающего инструмента. Интенсивность искривления ствола скважины за счет асимметричного разрушения забоя в основном зависит от геометрических размеров отклоняющей компоновки и почти не зависит от параметров режима бурения и механической скорости проходки. При отсутствии фрезерования стенок скважины улучшаются условия запуска и работы забойного двигателя, более полно используется мощность двигателя на разрушение забоя, улучшаются условия работы шарошечных долот. Приведенные факторы очень важны при использовании малогабаритных забойных двигателей, имеющих небольшую жесткость и эксплуатируемых в режиме максимальной мощности. Следовательно, добиться стабильной интенсивности искривления скважин в осадочных породах можно при использовании отклоняющих компоновок, в которых процесс фрезерования стенок скважины сведен к минимуму.

В зависимости от физико-механических свойств разбуриваемых пород, технических и технологических факторов, диаметр и форма поперечного сечения скважин могут существенно отличаться от диаметра применяемого породоразрушающего инструмента. Увеличение диаметра и изменение формы поперечного сечения наклонной скважины происходит в два этапа. На первом этапе увеличение диаметра происходит в призабойной зоне за счет действия горизонтальной составляющей осевой нагрузки, поперечной вибрации породоразрушающего инструмента и бурильных труб, размыва промывочной жидкостью стенок скважины. На втором этапе изменение формы поперечного сечения скважины происходит за счет нарушения целостности стенок скважины (образование желобов) под действием контактного давления изогнутого низа отклоняющей компоновки в сочетании с вибрацией, возникающей при работе породоразрушающего инструмента на забое. Увеличение диаметра и нарушение целостности стенок ствола скважины приводит к изменению расположения отклоняющей компоновки в скважине и оказывает большое влияние на процесс ее искривления.

Для достижения стабильного искривления наклонно направленных скважин в мягких неустойчивых породах, характеризующихся увеличением диаметра ствола скважины по сравнению с диаметром долота, необходимо применять отклоняющие компоновки, включающие элементы с угловой несоосностью и имеющие не менее двух точек контакта со стенкой скважины. Этим требованиям отвечает отклонитель Р-1, представляющий собой отрезок утяжеленной бурильной трубы с двумя пере-

водниками, имеющими угловую несоосность, лежащую в одной плоскости и направленную в одну сторону.

Наиболее подробно методика расчета конструктивных параметров отклоняющих компоновок с забойными двигателями разработана для бурения наклонно направленных скважин на нефть и газ. Существующая в этой отрасли методика расчета отклоняющих компоновок исходит из предпосылки, что влиянием деформации элементов компоновки и стенок скважины можно пренебречь. При направленном искривлении скважин в мягких неустойчивых породах отклоняющими компоновками, в состав которых входят малогабаритные забойные двигатели, влияние этих факторов возрастает. Под действием упругой деформации отклоняющей компоновки и пластической деформации стенок ствола скважины меняется величина бокового усилия на долоте и положение компоновки относительно оси скважины, в результате чего фактическая интенсивность искусственного искривления может существенно отличаться от расчетной.

Исходными данными для расчета отклоняющей компоновки являются:

- допустимая интенсивность искривления скважины;
- размеры элементов отклоняющей компоновки (длина, диаметр);
- вес элементов компоновки;
- модуль упругости материала компоновки;
- физико-механические свойства пород;
- осевая нагрузка;
- зенитный угол и диаметр скважины.

Расчетными параметрами компоновки являются:

- оптимальная интенсивность искривления ствола скважины;
- величина угловой несоосности переводников отклонителя.

В основу методики положена предпосылка, что для каждой компоновки в заданных условиях существует одно соотношение конструктивных параметров, при котором искривление скважины происходит только за счет асимметричного разрушения забоя. Правильный выбор и расчет этих параметров позволяет получить стабильное искривление ствола скважины при максимальной скорости бурения, наиболее эффективно отработать породоразрушающий инструмент и, что особенно важно, забойный двигатель.

Предотвращение искривления наклонных прямолинейных интервалов наклонно направленных скважин – одна из наиболее важных и сложных задач, особенно при бурении в слабосвязанных и пластичных осадочных породах (пески, глины). Применение методов направленного искривления для управления трассой скважины требует дополнительных затрат времени и может, кроме снижения производительности, привести

к возникновению в незакрепленном стволе скважины различных геологических осложнений: обрушению стенок, образованию каверн, желобов, сальников, вспучиванию глин и пр.

Применение компоновок низа бурильной колонны (КНБК), которые позволяют стабилизировать направление наклонных прямолинейных интервалов скважины без снижения механической скорости бурения, позволяет свести возможность подобных геологических осложнений к минимуму.

В существующих методиках проектирования компоновок критериями стабилизации направления служит равенство нулю либо боковой силы, действующей на долото со стороны стенки скважины, либо угла между осями породоразрушающего инструмента и скважины. Наиболее корректная методика проектирования стабилизирующих компоновок предложена А.Ф. Федоровым, К.М.Солодким, А.Г.Калининым и А.С.Повалихиным. Критерием стабилизации авторы считают равенство нулю обоих этих параметров. Методика конструирования КНБК для стабилизации направления наклонных стволов скважин основана на определении диаметра и места установки опорно-центрирующих элементов, при котором условное шарнирное закрепление компоновки на забое трансформируется в закрепление свободного конца консоли с нулевым углом поворота. Эта методика может быть использована для проектирования компоновок для стабилизации направления наклонных стволов скважин при условии учета того, что диаметр ствола скважины заметно (на 15-20%) больше диаметра породоразрушающего инструмента.

Технология вскрытия продуктивных горизонтов

Вскрытие продуктивных горизонтов при сооружении наклонно направленных скважин является одним из мероприятий повышения производительности и срока службы скважин, снижения эксплуатационных затрат. При вскрытии продуктивных пластов, сложенных мелкозернистыми песками, практически всегда происходит нарушение их естественных фильтрационных свойств, что выражается прежде всего в уменьшении проницаемости пород приствольной зоны в результате образования зоны кольматации участка скважины, в поры которого проникли частицы дисперсной фазы промывочной жидкости. Выделяют две зоны кольматации: зону, примыкающую к приствольной части скважины, обусловленную проникновением частиц бурового шлама и промывочной жидкости, а также зону фильтрата промывочной жидкости, чаще всего глинистого раствора, в породы продуктивного горизонта.

Возникновение зоны кольматации неизбежно, если в промывочной жидкости присутствуют твердые частицы и бурение осуществляется с депрессией на пласт.

Величина зоны кольматации зависит от перепада давления в процессе бурения, продолжительности бурения и от соотношения размеров твердой фазы промывочной жидкости и размеров пор и трещин. При попадании твердых частиц в поры и трещины продуктивного пласта площадь сечения их уменьшается, что приводит к резкому снижению проницаемости.

Глубина проникновения глинистого раствора в поры продуктивного горизонта зависит от свойств пород и глинистого раствора.

Основные требования к фильтрам наклонно направленных скважин

Фильтры для оборудования призабойной зоны геотехнологических скважин в интервале продуктивного горизонта применяются только при подземном выщелачивании металлов (ПВ).

Продуктивные горизонты пластовых месторождений, отрабатываемых способом ПВ, в подавляющем большинстве случаев слагаются неоднородными песчаными толщами тонко-, мелко- и среднезернистых песков с включением глинистых частиц.

Продуктивные горизонты скальных месторождений, отрабатываемых методом ПВ, слагаются из крупных блоков пород с естественной трещиноватостью или из кусков крупностью 25–400 мм, полученных путем взрывания непроницаемых пород при подготовке их к выщелачиванию.

Фильтры технологических скважин предназначены для свободного пропуска в продуктивный пласт выщелачивающих растворов и свободного, без механических примесей извлечения из пласта продуктивных растворов.

К фильтрам технологических скважин ПВ предъявляются следующие основные требования: 1) высокая стойкость материалов, из которых изготовлен фильтр, к химически агрессивным средам; 2) повышенная механическая прочность с учетом дополнительных нагрузок на фильтр при спуске в наклонную скважину; 3) высокая удерживающая способность, фильтр должен обеспечивать прохождение в скважину раствора, не содержащего песка; 4) сохранение работоспособности в течение всего срока эксплуатации скважины; 5) должна обеспечиваться необходимая площадь фильтрующей поверхности для пропуска требуемого количества раствора при допустимых входных скоростях и сопротивлениях; 6) возможность обеспечения быстрой замены или ремонта; 7) небольшая стоимость фильтров и невысокая трудоемкость их изготовления.

Расширение призабойной зоны геотехнологических скважин

Расширение призабойной зоны наклонно направленных скважин является одним из путей повышения их производительности и снижения стоимости бурения и добычи полезных ископаемых.

При расширении призабойной зоны происходит увеличение дебита скважин ПВ, что связано с увеличением площади притока технологических растворов и с разрушением зон кольматации продуктивных пластов. Метод скважинной гидродобычи руд требует обязательного расширения скважины в зоне рудного пласта для обеспечения устойчивой и более эффективной работы добычных устройств (гидроэлеваторов, гидромониторов и др.).

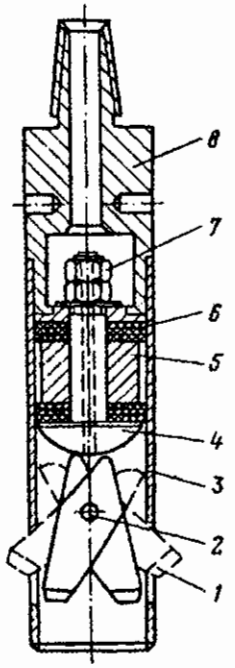


Рис. 8.13. Расширитель механический
1 – режущие лопасти, 2 – втулка, 3 – корпус расширителя, 4 – нажимное устройство, 5 – корпус поршня, 6 – резиновая манжета, 7 – гайка, 8 – переходник

При определении величины расширения призабойной зоны технологических скважин ПВ и СГД необходимо учитывать следующие основные факторы: а) размеры добычного оборудования, опускаемого в скважину (фильтры, эрлифты, гидроэлеваторы, гидромониторы и др.); б) эффективное разрушение зон интенсивной кольматации продуктивных горизонтов; в) создание гравийных обсыпок необходимой толщины; г) устойчивость кровли над зоной расширения.

Диаметр расширенной части в зоне рудного пласта при скважинной гидродобыче достигает величины 1000–1200 мм и зависит от диаметра добычного снаряда.

При подземном выщелачивании металлов диаметр зоны расширения определяется толщиной слоя гравийной обсыпки, величина которого оказывает существенное влияние на производительность скважины и срок ее службы.

Практика эксплуатации скважин в различных горно-геологических условиях показала, что наиболее надежны в работе фильтры с гравийной обсыпкой толщиной 150–200 мм. С учетом зазоров между фильтром и стенками скважины зона расширения должна составлять 100–120 мм, а иногда и более. Это обеспечивает во многих случаях разрушение зоны кольматации.

При определении величины расширения призабойной зоны наклонных скважин необходимо также учитывать устойчивость висячей стенки скважины. Поэтому переход на расширенный участок ствола скважины должен быть постепенным. Надежным средством поддержания устойчивости нависающей кровли является наличие в скважине столба промывочной жидкости для создания противодавления на пласт.

Расширение призабойной зоны буровых скважин может осуществляться по самым разнообразным схемам, требующим соответственно различных технических средств. В практике сооружения гидрогеологических и технологических скважин различного целевого назначения наиболее широко применяются следующие три способа расширения призабойной зоны: механический, гидродинамический и комбинированный. Для скважин подземного выщелачивания предпочтение следует отдать механическому и особенно комбинированному способу, основанному на механическом разрушении горных пород с использованием энергии струи промывочной жидкости. При сооружении скважин для СГД широкое применение может найти гидродинамический способ расширения призабойной зоны.

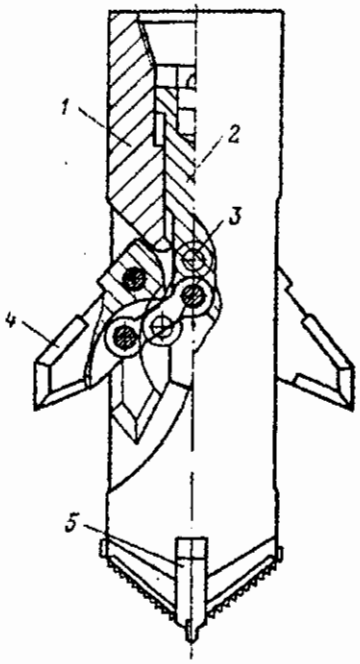


Рис. 8.14. Расширитель механический с промежуточными тягами
1 – корпус, 2 – поршень, 3 – тяга, 4 – лопасти, 5 – породоразрушающий наконечник

На эффективность расширения призабойной зоны скважин большое влияние оказывает конструкция расширителя и режим его работы. При сооружении технологических скважин ПВ и СГД находят применение расширители механические, показанные на рис. 8.13.

Режущие лопасти расширителя выводятся в рабочее положение посредством поршня, приводимого в движение потоком жидкости, нагнетаемой буровым насосом. Основное достоинство таких расширителей высокая надежность в работе благодаря незначительному числу подвижных органов. Приведение лопастей расширителя в транспортное положение по окончании расширения производится в процессе подъема бурового инструмента при движении расширителя по стволу скважины. Существенным недостатком описанных расширителей является то, что увеличение длины лопастей приводит к ослаблению прочности режущих элементов, в связи с чем такие расширители не всегда можно применять при сооружении скважин для СГД, где величина расширения достигает 1000 мм и более.

Другой, более эффективной разновидностью механических расширителей, применяемых при сооружении технологических скважин, является расширитель, показанный на рис. 8.14.

Режущие лопасти расширителя выводятся в рабочее положение с помощью поршня, приводимого в действие потоком жидкости, нагнетаемой буровым насосом, и промежуточных тяг. Усиление резания регулируется путем изменения давления, развиваемого буровым насосом. Для проработки ствола скважины, очистки его от шлама нижняя часть расширителя снабжена режущими элементами (лопастями). Испытания расширителей показали их высокую надежность в работе. Диаметр камеры может достигать 300–400 мм при первоначальном диаметре скважины 190 мм. Режущие лопасти занимают исходное положение при подъеме бурового инструмента и прекращении подачи жидкости буровым насосом.

При сооружении скважин широкое применение находят гидромеханические эксцентриковые расширители, сконструированные на кафедрах разведочного бурения и геотехнологии руд МГГА (рис. 8.15).

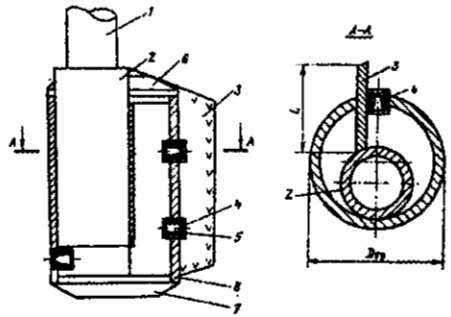


Рис. 8.15. Расширитель гидромеханический эксцентриковый
1 – бурильная труба, 2 – переходник, 3 – лопасть, 4 – насадка, 5 – втулка, 6 – верхняя крышка, 7 – нижняя крышка, 8 – корпус расширителя

Корпус расширителя 8 представляет собой трубу, а режущим элементом является лопасть 3, армированная твердосплавными резцами. Для повышения эффективности разрушения пород и очистки лопастей от шлама в корпус расширителя вмонтированы насадки 4. Расширитель имеет переходник 2 для присоединения к бурильным трубам 1. На расширитель надевается корпус, изготовленный из трубы, диаметр которой зависит от диаметра расширяемой скважины. Сверху и снизу к корпусу привариваются крышки 6 и 7, а в корпусе делаются отверстия, к которым привариваются гнезда 5 для гидромониторных насадок. Внутренний диаметр гидромониторных насадок обычно принимает-

ся равным 9 или 10 мм, что обеспечит получение высокой скорости струи на выходе из насадки.

Расширитель эксцентриковый отличается простотой конструкции, высокой надежностью в работе (из-за отсутствия подвижных элементов) и быстротой изготовления.

Процесс разрушения породы стенок буровых скважин таким расширителем основан на свойстве вращающихся предметов занимать положение в пространстве, при котором их момент инерции относительно оси вращения стремится к максимальному. Расширение скважин происходит за счет возникающих центробежных сил и частично за счет гидромониторного эффекта струи жидкости.

8.7. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

Процесс крепления скважин разделяется на два этапа: спуск обсадных труб и их цементация. Обсадные трубы в скважине испытывают сложные напряжения: наружное давление горных пород, внутреннее давление текущих по ним рабочих агентов, продольное растяжение и изгиб под действием собственного веса, а в некоторых случаях и температурное удлинение. Для большей надежности обсадные трубы изготавливаются цельнотянутыми или цельнокатаными. Соединяются трубы при помощи муфт или сваркой.

Перед спуском обсадных труб кавернометром определяется внутренний диаметр скважины и рассчитывается потребное количество цементного раствора. Цементация добычных скважин один из основных моментов в подготовке скважины к эксплуатации. Хорошо выполненный тампонаж затрубного пространства обеспечивает герметичность, а следовательно, успех работы скважины при добыче полезного ископаемого. Кондуктор и колонна обсадных труб крепятся подбашмачной заливкой цементным раствором. Кроме герметичности, цементация затрубного пространства предохраняет трубы от воздействия агрессивных сред (подземные воды, растворы солей). Перед цементацией затрубное пространство промывается водой или глинистым раствором до выравнивания удельного веса раствора в трубах и за ними. Цемент закачивают цементировочным агрегатом.

При цементации колонны обсадных труб в глинистых или соляных породах применение цементного раствора, приготовленного на пресной воде, не обеспечивает необходимой герметизации. Это объясняется тем, что избыток пресной воды в цементном растворе взаимодействует с этими породами, в результате чего в зоне контакта образуется рыхлый пограничный слой, служащий каналом для перетоков. Качество контакта цемент–глина (цемент–соль) значительно повышается при приготовлении цементного раствора на насыщенном водном растворе соли (360 кг на 1 м^3 воды). Промывка скважин перед цементацией и продавка цементного раствора производится насыщенным раствором поваренной соли. Продавку цементного раствора следует производить при скорости движения его в затрубном пространстве 1,2–1,8 м/с, т. е. закачку раствора на глубоких скважинах целесообразно вести параллельно тремя-четырьмя цементировочными агрегатами.

После окончания цементации скважину оставляют в покое на 16–24 ч для затвердевания цементного раствора. Время схватывания раствора можно изменять путем добавления специальных добавок. Ускорителями являются хлористый натрий и хлористый кальций, которые добавляют в раствор в количестве 2–3% массы сухого цемента. Замедлителями служат ССБ и карбоксилме-тилцеллюлоза (КМЦ), добавляемые в количестве до 1% массы сухого цемента. Для улучшения свойств раствора в него можно добавлять до 30–40% кварцевого песка тонкого помола.

Опрессовка скважин. Обычно испытание пробуренных скважин на герметичность производится в два этапа. Первый этап проводится после затвердевания цемента, но до разбуривания цементного башмака. При малой глубине скважин колонна испытывается под давлением, в 2–3 раза превышающем давление рабочего агента в процессе разработки. При больших глубинах (до 1000 м) испытание ведется под давлением 60–100 МПа.

Второй этап осуществляется после разбуривания цементного башмака в трубе и под колонной обсадных труб; давление при этом равно двойному давлению рабочего агента.

Испытание герметичности скважин в несколько этапов позволяет сразу установить и ликвидировать нарушения. Герметичность испытывается водой, нагнетаемой в скважину поршневым насосом буровой установки, а при значительной приемистости скважины – центробежным насосом. Нагнетание воды производится до тех пор, пока давление не поднимается до заданной величины. Затем, перекрыв задвижку на напорной линии, наблюдают за падением давления. Отсутствие падения давления в течение часа указывает на надежную цементацию скважины. При появлении воды в затрубном пространстве приступают к повторной цементаци скважины.

8.8. ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

При вскрытии продуктивного пласта, представляющего какую-то конкретную поровотрещинную среду, с превышением давления промывочных флюидов над давлением пластовых происходит кольматация призабойной части скважины, которая связана с внесением разрушенно-

го материала в пласт, набуханием частиц, образованием эмульсии и адсорбцией молекул промывочных растворов, что снижает проницаемость коллектора. Так, опыт работы скважин в Ивано-Франковской области показал, что от 30 до 70 % скважин при их вскрытии по обычной технологии не обеспечивают приемистость для добычи серы и требуют специальных обработок (гидроразрыв, солянокислотная ванна и ее обработка, гидроперфорация или торпедирование и т. д.), что увеличивает стоимость сооружения скважин на 20 %.

Выше уже говорилось о способах вскрытия продуктивных пластов, позволяющих избежать кольматации, в дополнение к этому следует отметить работы М. И. Бирчака, в которых выполнен ряд интересных исследований, позволивших разработать и внедрить бурение слабопроницаемых коллекторов с аэрированными растворами ПАВ. Кроме эффекта «бесшламового» вскрытия серного коллектора, использование новой технологии бурения позволило вдвое увеличить скорость бурения скважин и проходку на долото.

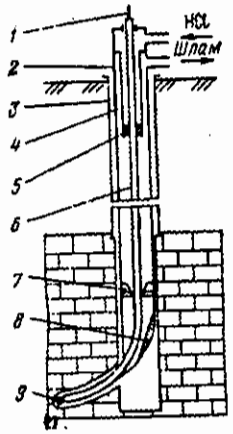


Рис. 8.16. Схема гидроперфоратора с подвижным рабочим органом:
1 – штанга подъемника; 2 – корпус гидроперфоратора; 3 – обсадная колонна скважины; 4 – цилиндр; 5 – поршень; 6 – рабочий орган; 7 – направляющая; 8 – отклонитель; 9

Химические методы повышения приемистости скважин основаны на растворимости карбонатного материала осеренных известняков соляной кислотой. За счет растворяющего действия кислоты формируется сеть каналов растворения, образующих пути фильтрации, связывающие малопроницаемые пропластки с участками пласта повышенной проницаемости. В зависимости от характера воздействия кислоты на продуктивный пласт и необходимого радиуса обработки разработаны и внедрены следующие методы: *кислотной ванны* – для очистки поверхности ствола скважины в интервале продуктивного горизонта; *солянокислотной обработки*, осуществляемый нагнетанием кислоты под давлением, – для интенсивного воздействия соляной кислоты на призабойную зону; *кислотного подруба*, осуществляемый направленными высоконапорными струями кислоты, для обеспечения повышения приемистости в заданном интервале пласта; площадной кислотной подготовки, основанный на создании депрессивных полей.

Методом кислотной ванны были обработаны сотни скважин и получены положительные результаты. Метод солянокислотной обработки применялся на 80 % пробуренных добычных скважин. При недостаточном увеличении приемистости скважин в результате первичной обработки проводились повторные кислотные обработки с применением 6–10 м^3 соляной кислоты и нагнетанием ее со скоростью 0,1–0,3 м^3/мин.

Исследованиями Л. И. Курицыной установлены оптимальные параметры солянокислотных обработок различных карбонатных коллекторов для обеспечения заданной приемистости скважин. Недостаток солянокислотных обработок, заключающийся в закачке кислоты на всю мощность пласта и ее воздействии в наиболее проницаемых пропластках, ликвидируется применением направленных высоконапорных кислотных струй с последующей продавкой кислоты в пласт, что обеспечивает гидродинамическую связь между скважинами. На Язовском месторождении Б. С. Бережницким проведено более ста скважин-операций по кислотному подрубу, позволяющих вовлечь в эксплуатацию 86 % простаивающих скважин и получить значительный экономический эффект.

Для создания протяженных каналов длиной до 10 м, соединяющих непроницаемую призабойную зону с зоной повышенной проницаемости, Е. А. Степанчиковым и др. разработан выдвижной гидроперфоратор, который осуществляет комбинированное гидромониторное и солянокислотное воздействие на пласт (рис. 8.16).

Последний этап заканчивания скважины – ее испытание. Полностью оборудованная скважина перед пуском в эксплуатацию подготавливается для испытаний герметичности арматуры и трубопроводов. В первую очередь опробуется герметичность вентилей и задвижек, регулирующих расход рабочих флюидов, для чего на добычных колоннах поочередно открывают задвижки на сброс, и, повысив давление воздуха, следят за герметичностью различных узлов добычного оборудования.

8.9. ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ СИСТЕМА СКВАЖИНА-ПЛАСТ*

Под гидравлической системой скважина-пласт понимают сложную гидродинамическую систему движения потока флюида в пласте, призабойной зоне, (слабопроницаемой корке, гравийной обсыпке, фильтре) и эксплуатационной колонне, обусловленную созданным возмущением в одной либо нескольких соседних скважинах.

Гидравлическая система скважина–пласт определяет важнейшие эксплуатационные параметры скважины, такие как себестоимость добычи единицы полезного ископаемого, удельный дебит, долговечность, стабильность работы. На характер системы влияют природные и технологические факторы. К природным факторам относят фильтрационные параметры эксплуатируемого пласта и тип пластовой жидкости. Посредством технологических факторов, таких как конструкция скважины, технология вскрытия пласта и степень кольматационных процессов, тип фильтра, режимы эксплуатации и тип нагнетаемой жидкости, имеется

* Раздел написан член.-корр. РАЕН, д.т.н. Башкатовым А.Д.

эффективный механизм воздействия и управления на систему скважина-пласт.

При выборе технологии сооружения скважины следует ориентироваться прежде всего на максимально возможное снижение потерь напора в гидравлической системе и в каждом ее элементе в отдельности. По мере снижения потерь напора в системе за счет уменьшения гидравлического сопротивления на пути движения потока улучшаются эксплуатационные характеристики скважины.

Потери напора составляют величину, соответствующую **понижению уровня жидкости в скважине** либо разнице между **статическим** и динамическим уровнями. Под **статическим уровнем** понимают уровень жидкости в стволе скважины, установившийся после вскрытия пласта и оборудования скважины. **Динамический уровень** может быть больше или меньше статического при нагнетании или откачке. С точки зрения гидродинамики процесс откачки или нагнетания аналогичный, хотя на практике при всех равных условиях эксплуатационные параметры нагнетательной скважины хуже, чем откачной. Это объясняется кольматацией околоскважинной зоны различными примесями, имеющимися в закачной жидкости, уменьшением порового пространства при репрессии на пласт. При откачке происходит обратный процесс, характеризующийся раскольматацией и выносом мелких и инородных частиц из околоскважинной зоны пласта по мере эксплуатации. В дальнейшем рассмотрим гидравлическую систему скважина–пласт применительно к откачным эксплуатационным скважинам, которую с достаточной степенью достоверности можно экстраполировать на нагнетательные скважины после внесения соответствующей корректировки, основанной на экспериментальных данных.

Потери напора в пласте. Потери напора в пласте, обусловленные работой сил трения, определяются на основании положения о том, что поток движется по пути наименьшего сопротивления и выбирает наиболее энергетически выгодное направление. При создании возмущения поток в пласте может двигаться в плоскопараллельном, радиально-сферичном, либо промежуточном направлении.

Анализ известных уравнений для определения потерь напора в пласте при различных формах движения показывает, что на удаленных участках пласта более энергетически выгодным является радиально-сферичный поток, а в околоскважинной зоне – плоскопараллельный.

Потери напора в пласте I_1 определяются из выражения [11]:

$$I_1 = \frac{\mu \cdot Q}{2 \cdot \pi \cdot K \cdot m_1}\left[\ln\frac{r_{кр}}{r_1} + \left(\frac{m_1}{r_{кр}} - \frac{m}{R}\right)\right], \qquad (8.15)$$

где μ – вязкость жидкости; Q – расход; R – радиус влияния скважины; K – коэффициент проницаемости; m_1 – мощность интервала пласта, через который осуществляется фильтрация; r_1 - радиус скважины; $r_{кр}$ – радиус удаления от скважины, на котором происходит изменение радиально-сферичного направления фильтрации на плоскопараллельное; m – общая мощность пласта.

Между зонами радиально-сферичного и плоскопараллельного потоков существует переходная зона, в которой линии тока выполаживаются.

Расстояние от скважины, на котором происходит изменение направления движения потока в пласте определяется из выражения [11]:

$$r_{кр} = \frac{m_1 \cdot R}{m}, \qquad (8.16)$$

Мощность реально работающего интервала пласта в околоскважинной зоне легко определяется методом расходометрии и затем может экстраполироваться на аналогичные горно-геологические и гидрогеологические условия отработки месторождения.

Традиционно несоответствие реально работающей мощности пласта и общей мощности регулируют введением в формулу притока к скважине безразмерного параметра **несовершенства по степени вскрытия, равного отношению вскрытой части пласта к общей.** В реальных условиях вскрытая часть пласта работает не полностью. Из выражения (8.16) следует, что реально несовершенство скважины по степени вскрытия определяется выражением:

$$\xi_1 = \frac{m_1}{r_{кр}} - \frac{m}{R}. \qquad (8.17)$$

При удалении от скважины на расстояние **радиуса влияния** потери напора равны нулю и величина динамического уровня соответствует статическому. По мере приближения к скважине возрастают скорости фильтрации за счет уменьшения площади фильтрации и потери напора увеличиваются все с большей интенсивностью, а разница между статическим и динамическим уровнем растет. Поверхность, образованная вращением вокруг оси скважины кривой изменения динамического уровня от стенки скважины до радиуса влияния, называют **депрессионной воронкой.** Чем круче поверхность депрессионной воронки, тем интенсивнее потери напора в пласте и наоборот.

Анализ характера движения в пласте позволяет сделать вывод полезный для практических работ. Снижение потерь напора в пласте возможно за счет увеличения диаметра скважины и замены в околоскважинной зоне низко проницаемого пласта на более проницаемый гравий. Увеличение диаметра скважины в интервале продуктивного пласта разумно до определенного предела, при определении которого прежде всего должны учитываться экономические факторы. При несовершенном вскрытии пласта нижний интервал пласта практически не работает.

Эти выводы подтверждаются на практике многочисленными экспериментами и данными расходометрии и должны быть положены в основу при проектировании рациональных конструкций скважин.

Кольматация. Под кольматацией понимают процесс снижения фильтрационных параметров пласта при сооружении и эксплуатации скважины. Наиболее интенсивно кольматация проявляется в околоствольной зоне, а по мере удаления от стенок резко затухает.

Различают кольматацию фильтратом бурового раствора, инородными частицами, попадающими в пласт при его вскрытии и эксплуатации. В результате кольматации существенно уменьшается поровое пространство, увеличиваются реальные скорости фильтрации, возрастают потери напора, это приводит к снижению удельных дебитов и интенсификации физико-химических процессов в пласте, приводящих к выпадению осадков, преимущественно карбонатных и железистых, зарастанию со временем фильтра и околоскважинной зоны.

Наиболее опасно попадание частиц в пласты, которые после разбуривания и соприкосновения с жидкой фазой, после попадания в поры или трещины продуктивного интервала набухают. Некоторые типы глин способны увеличиваться в размере в сотни раз в сравнении с первоначальным объемом. Определенные требования следует соблюдать при использовании технологии вскрытия с полимерными растворами. При невозможности своевременного удаления фильтрата такого раствора из околоскважинной зоны он образует гель, который затем переходит в плотную устойчивую структуру.

Известны случаи, когда за счет кольматации скважины, пробуренные на высокопродуктивные горизонты, оказывались непригодными к эксплуатации.

Традиционно количественное определение кольматации сводится к введению в формулу притока к скважине параметра несовершенства скважины по характеру вскрытия. ***Несовершенство скважины по характеру вскрытия носит обобщенный характер, описывающий общее снижение фильтрационных параметров околоскважинной зоны пласта под воздействием кольматации, старения и уплотнения пород.*** При определении потерь напора при притоке к скважине предполагается наличие ламинарного режима фильтрации в скважине, когда они пропорциональны скорости потока. В реальных условиях при кольматации происходит закупорка порового пространства и реальные скорости фильтрации резко возрастают. Пренебрегать в этом случае турбулизацией потока некорректно.

Потери напора в зоне кольматации с учетом турбулизации потока I_2 определяются выражением [11]:

$$I_2 = \frac{\mu Q}{2\pi K_2 m_1}\left(\ln\frac{r_1}{r_2} + \frac{Q}{2\pi m_1}\left(\frac{1}{r_2} - \frac{1}{r_1}\right)\right), \qquad (8.18)$$

где K_2 – обобщенный коэффициент фильтрации в закольматированной зоне; r_2 – радиус зоны кольматации.

Значения коэффициента фильтрации изменяются по мощности зоны кольматации, увеличиваясь от минимальных на стенках скважины и приближаясь к естественным пластовым на удалении r_2.

Решение уравнения притока с учетом изменяющейся проницаемости громоздко, хотя позволяет оценить потери напора во всем диапазоне зоны кольматации, в том числе в слабопроницаемой корке на стенках скважины. Для практических расчетов целесообразно использовать опытные данные, характерные для различных типов пород продуктивного пласта и технологии вскрытия [12].

На практике избежать кольматации удается исключительно редко. Даже при вскрытии пласта с промывной жидкостью, аналогичной по свойствам пластовой, избежать поглощения фильтрата естественного раствора, частиц шлама и уплотнения пород не удается. Поэтому наиболее актуально использование методов, позволяющих разрушить и удалить из скважины закольматированную породу после вскрытия пласта. Для достижения поставленной цели используют различные методы, из которых наиболее простой и эффективный – создание в продуктивном интервале каверны за счет расширения ствола скважины специальным инструментом.

Наряду с удалением закольматированной зоны пласта при создании каверны появляется возможность существенного снижения гидравлического сопротивления в системе скважина–пласт за счет замены слабопроницаемых пород на более проницаемый гравий при намыве фильтра. Это обеспечивает несомненный выигрыш в дебите и предотвращает выноса песка [11].

Гравийный фильтр. Под гравийным фильтром понимают слой песка или гравия, располагающийся между стенками скважины и каркасом фильтра и состоящий из частиц, превышающих размер частиц пластового песка.

Наиболее широкое применение нашли гравийные фильтры, формируемые непосредственно в скважине после спуска фильтровой колонны. Такая технология не требует бурения скважин повышенного диаметра, что особенно актуально при больших глубинах скважин. Гравий доставляют в зону формирования отсыпки различными путями. Наиболее простой и дешевый – **засыпка гравия через кольцевое пространство скважины.**

Фильтры. Фильтром называют устройство, устанавливаемое в скважину в интервал продуктивного пласта, обеспечивающее пропуск

жидкой фазы и задержку твердой фазы по своему внешнему контуру.

Фильтр или каркас фильтра контактирует либо с материалом гравийного фильтра, либо непосредственно с продуктивным пластом, когда в гравийной обсыпке нет необходимости. Фильтры устанавливают в неустойчивые породы, которые склонны к обрушению, оплыванию и проникновению в скважину при эксплуатации.

Часто рациональна комбинация фильтра с гравийной обсыпкой, так как в этом случае появляется возможность увеличения размеров отверстий фильтра в несколько раз на величину коэффициента межслойности и, соответственно, резкого снижения гидравлического сопротивления при прохождении потока через фильтр. Особенно это актуально при эксплуатации продуктивных пластов, сложенных глинистыми, пылеватыми, тонко-, мелко- и среднезернистыми песками. При размере пластовых частиц более 1 мм в гравийной обсыпке нет смысла.

В зависимости от агрессивности среды, в которой эксплуатируется фильтр, он выполняется из соответствующего материала. В относительно устойчивых породах, например трещиноватых известняках, доломитах и др., когда возможные части пластовой породы, поступающей в скважину, можно классифицировать как куски, конструкции фильтров наиболее просты и представлены в виде перфорированных труб с самым разным размером и формой отверстий фильтра.

Основными параметрами фильтра являются: размер отверстий, их форма, протяженность, наружный и внутренний диаметр фильтрующей поверхности, скважность.

При выборе рационального **размера отверстий фильтра** необходимо обеспечить задержание твердой фазы по внешнему контуру при минимуме гидравлического сопротивления.

Скважинность фильтра – отношение поверхности отверстий фильтра к общей поверхности. Различают скважинность каркаса и фильтрующей оболочки. От правильного выбора параметров и типа фильтра зависят основные эксплуатационные параметры скважины.

Бесфильтровые скважины. Бесфильтровыми называют скважины, в которых приемная часть не оборудуется фильтром, а представлена открытым стволом либо полостью различной формы и размеров.

С точки зрения гидродинамики бесфильтровые конструкции скважины предпочтительнее всех остальных, так как появляется возможность снижения общих потерь напора за счет исключения потерь напора в фильтре и гравийной обсыпке. При откачке из бесфильтровой скважины выносится закольматированная порода и такая конструкция становится наиболее перспективной с точки зрения оптимального освоения.

Бесфильтровые скважины имеют неоспоримые экономические преимущества, так как не требуют затрат на фильтр, установку фильтро-

вой колонны, упрощается освоение и снижаются требования к технологии вскрытия продуктивного пласта, выбору промывочной жидкости.

Бесфильтровые скважины оборудуются в основном в продуктивных пластах, представленных устойчивыми породами, либо в слабосцементированных породах при наличии устойчивой кровли выше интервала продуктивного пласта.

Подробно технология сооружения бесфильтровых скважин описывается в работе В.Г. Богомолова. Основное ограничение применения прогрессивных бесфильтровых скважин – относительная устойчивость пород. Поэтому даже в устойчивых трещиноватых породах в большинстве случаев проектом предусматривается установка перфорированного каркаса. Для расчета устойчивости кровли применяют различные методики, основанные на согласовании размера бесфильтровой полости и прочностных характеристик вышезалегающих пород. При наличии устойчивой кровли в процессе откачки под ней формируется конусообразная полость под углом естественного откоса пород продуктивного пласта. С увеличением размера полости, под которым понимают обычно ее радиус, устойчивость кровли снижается. Поэтому с точки зрения обеспечения стабильной эксплуатации при формировании полости проводят **строительную откачку.** Строительная откачка проводится с дебитом, превышающим проектный дебит на 25-50%. При этом формируется полость увеличенного размера, устойчивая при более низком эксплуатационном дебите к перепадам давления при включении и выключении насоса.

Основное ограничение в применении бесфильтровых скважин в продуктивных пластах, представленных слабосцементированными породами – относительная устойчивость кровли. Породы кровли по мере разработки каверны испытывают все большие напряжения, происходит их обрушение, а в скважину выносится большое количество твердой фазы, что приводит к выходу из строя насосного оборудования. Существуют многочисленные решения по созданию искусственной кровли либо упрочнению естественным путем: цементный мост, закачки твердеющих материалов и прочее. Однако по причине сложности проведения таких работ и их недостаточной экономической целесообразности, они не нашли широкого распространения.

В целях поддержания устойчивости бесфильтровой полости при переменном режиме эксплуатации было предложено заполнять формируемую воронку гравием. В этом случае эксплуатационная конструкция скважины без фильтра приобретает вид гравийного фильтра с различием в технологии формирования каверны.

Расширение скважин. Увеличение начального диаметра скважины в заданном интервале называют расширением.

Расширение осуществляют в двух основных случаях: под гравийный фильтр и для повышения качества изоляции пластов за счет увеличения кольцевого зазора у башмака обсадных колонн и увеличения притока к скважине. Расширение осуществляют раздвижными и нераздвижными конструкциями расширителей. Нераздвижные конструкции представлены эксцентричными, гидромониторными или комбинированными расширителями, габаритный размер которых вписывается в диаметр скважины и остается неизменным. **Эксцентричные расширители** основаны на том, что при наличии в породоразрушающем инструменте эксцентричной массы при вращении колонны она описывает прецессионное движение. Под действием центробежных сил породоразрушающий инструмент прижимается к стенкам скважины, входит в контакт и подрабатывает забой по боковой поверхности. Эксцентричные расширители характеризуются простотой и высокой эффективностью разрушения забоя и создания каверны при правильном подборе параметров инструмента и режимов вращения и промывки.

Одним из первых широко применяемых эксцентричных расширителей был инструмент конструкции И.Я. Пархоменко. На обычный замок бурильных труб приваривалась эксцентричная лопасть, армированная твердым сплавом. Промывочная жидкость из колонны труб через замок поступает в специальную трубку, жестко приваренную к лопасти и выведенную в ее торец с противоположной от лопасти стороны. При работе расширителя гидродинамическая сила истечения потока из отверстия с дополнительным усилием прижимает лопасть к стенке скважины.

Исследования, проведенные и подробно описанные в работе [12], показывают, что на самом деле масса породоразрушающей лопасти ничтожно мала в сравнении с массой колонны бурильных труб, отклоняемых лопастью от оси симметрии скважины. Поэтому забой подрабатывается не лопастью, а противоположной стороной инструмента и замка бурильных труб. Лопасть выполняет функцию отклонителя. Для повышения эффективности разрушения породы в работе [12] предложена специальная компоновка эксцентричного расширителя, в котором имеется собственно породоразрушающая лопасть и ряд отклонителей или центраторов. Особенностью данного инструмента является то, что габаритный размер лопасти меньше радиуса скважины и она выполняет функцию разрушения породы, но не отклонения колонны бурильных труб. Компоновка центраторов подбирается, исходя из типа бурильных труб, начального диаметра скважины, коэффициента расширения по специальной методике. Применение эксцентричных расширителей позволяет увеличивать диаметр скважины более чем до 1 м при коэффициентах расширения 5–6.

Особенностью эксцентричных расширителей, как и всех нераздвижных конструкций, является непостоянный диаметр создаваемой каверны по мощности. В слабосцементированных породах разрушение происходит более интенсивно, а в твердых – менее. Таким образом, в скважине создается подобие профиля равномерной суффозионной устойчивости по мощности продуктивного интервала. В более проницаемых, а следовательно, более продуктивных интервалах диаметр каверны получается больше.

Другая важная особенность применения эксцентричных расширителей – возможность создания каверн, увеличивающихся по размеру сверху вниз в относительно однородных породах продуктивного пласта. При работе расширителя сверху вниз увеличивается выход из-под башмака обсадной колонны и, следовательно, возрастает осевая нагрузка на забой. Данное преимущество особенно полезно при неоднородных продуктивных пластах, представленных проницаемыми породами в сочетании с инородными пропластками.

Регулировкой технологических параметров расширения, достигается создание профиля каверны, оптимального, с точки зрения выравнивания скоростей притока, по мощности продуктивного интервала.

Регулировать параметры создаваемой в скважине каверны возможно не только подбором компоновки расширителя, но и частотой вращения снаряда. С увеличением частоты вращения диаметр скважины увеличивается. Обычно при работе эксцентричным расширителем рекомендуется создавать каверну поэтапно, производя расширение сначала на 1-ой скорости с постепенным увеличением частоты оборотов.

Гидромониторные расширители основаны на силе воздействия струи потока промывочной жидкости, истекающей из насадок, расположенных в корпусе. Гидромониторные конструкции в чистом виде применяются ограниченно.

Экспресс-опробование скважины. В процессе сооружения, опробования или ремонта скважин часто необходимо оперативно определить дебит скважины, оценить гидродинамическое состояние околоскважинной зоны пласта, фильтра. Традиционно такие данные можно получить при откачке, которая требует существенных затрат времени, монтажа (демонтажа) насоса или эрлифта, отвода и утилизации сточных вод. Сложно определить дебит резервных скважин, другого назначения, которые некоторое время простаивали. Откачка из таких скважин требует демонтажа установленного устьевого оборудования.

Разработан метод, обеспечивающий получение оперативной информации о дебите скважины, ее техническом состоянии. Возможность измерения фильтрационных параметров околоскважинной зоны делает метод незаменимым при внедрении новых технологий вскрытия пласта, типов промывочной жидкости, конструкций фильтров, фракций гравийной обсыпки и т. д.

Применение данного метода в процессе сооружения скважины позволяет на базе изменения фильтрационных параметров околоскважинной зоны и сопротивления системы скважина–пласт оценить эффективность использования тех или иных методов. При ремонтно-восстановительных работах, раскольматации и освоении скважин экспресс-опробование обеспечивает без прекращения работ выбор рациональных режимов и прежде всего времени обработки. Обычно удаление кольматирующих осадков из околоскважинной зоны и с поверхности фильтра идет наиболее интенсивно на начальном этапе обработки и освоения. Со временем интенсивность снижения гидравлического сопротивления околоскважинной зоны уменьшается и дальнейшая обработка неэффективна. Следует периодически прекращать работы и проводить откачку, что из-за сложности операций на практике не производится. Экспресс-метод не требует прекращения обработки и существенно экономит время.

Метод основан на анализе реакций скважины на возбуждения, в результате которого определяют фильтрационные характеристики околоскважинной зоны. При возбуждении скважины возникает перепад давления, начинается фильтрация и со временем давление уравновешивается. Чем быстрее происходит выравнивание давления, тем лучше фильтрационные параметры околоскважинной зоны и более совершенна конструкция скважины.

Изменение перепада давления в скважине со временем t

$$J = J_0 \cdot e^{-\alpha}, \tag{8.19}$$

где J_0 – начальный перепад давления в скважине при t=0; α – постоянная времени.

Постоянная времени a может быть выражена отношением водопроводимости пласта km к произведению радиуса скважины на сопротивление фильтра и околоскважинной зоны n:

$$\alpha = \frac{k \cdot m}{r \cdot n} \tag{8.20}$$

Постоянную времени можно также выразить через перепад давления, фиксируемый в определенный промежуток времени,

$$\alpha = \frac{\ln(J_1/J_2)}{t_2 - t_1}, \tag{8.21}$$

где J_1, J_2 – перепад давления в скважине в моменты времени соответственно t_1 t_2.

Применяя метод переменного напора Хворслева, получаем фильтрационную характеристику околоскважинной зоны k пласта как функцию постоянной времени:

$$k = \frac{r_1^2 \cdot \alpha \cdot \ln\frac{\eta L}{r}}{2 \cdot L}, \tag{8.22}$$

где η – коэффициент изотропности среды; r – радиус скважины в интервале изменения уровня; L – длина фильтра.

В.М. Шестаков предлагает оценивать фильтрационные параметры околоскважинной зоны пласта по формуле:

$$k = 7{,}2\frac{r^2}{l_0(t_2 - t_1)}\ln\frac{J_1}{J_2}, \tag{8.23}$$

$$l_0 = \frac{2{,}7 \cdot L}{\lg(0{,}7 - L/r_1)}, \tag{8.24}$$

где J_1 и J_2 – понижение в скважине в моменты времени t_1 и t_2 соответственно. Преобразовав это выражение, получим:

$$k = \frac{r_1^2 \alpha \cdot \ln\frac{0{,}7 \cdot l}{r_1}}{2 \cdot L} \tag{8.25}$$

Выражения (8.22) и (8.25) идентичны и отличаются только величиной коэффициента η, который рекомендуется принимать равным единице. Влияние коэффициента m в интервале изменения 0,7-1 не превышает 10%.

Удельный дебит скважины выражается через постоянную времени следующей зависимостью:

$$q = a \cdot r_1^2 \cdot \beta, \tag{8.26}$$

где β – постоянный коэффициент.

Экспресс-опробование осуществляется специальным измерительным комплексом ИК. Измерительный комплекс состоит из датчика давления, устанавливаемого в скважину, соединенного посредством канала связи с первичным преобразователем, расположенным на поверхности. Первичный сигнал, поступающий из скважины, преобразуется во вторичном приборе.

Применение метода показало его высокую сходимость с данными откачки, возможность оперативной диагностики скважины и экономии средств.

Изоляция пластов. В процессе сооружения скважин в качестве основного требования выдвигается необходимость надежной изоляции пластов друг от друга и исключение гидравлической связи между ними. Традиционно пласты изолируются друг от друга обсадной трубой с последующей ее цементацией. Техника и технология крепления скважин обсадными трубами подробно описана и рассмотрена в работах А.И. Булатова и других исследователей.

В ряде случаев, например при изоляции интервалов, представленных сильно трещиноватыми кавернозными породами, наблюдается поглощение цементного раствора, иногда катастрофическое. В таких условиях вполне вероятно образование заколонных перетоков, грифонов, которые, постепенно развиваясь, обусловливают устойчивую гидравлическую связь между горизонтами.

При опасности возникновения заколонных перетоков ствол скважины необходимо определенным способом подготавливать перед проведением изоляционных работ. Аналогичные мероприятия рекомендуется осуществлять при бурении в процессе проходки зон поглощения, карстообразования в целях экономии труб и оптимизации конструкции скважины.

В зависимости от интенсивности поглощения, степени трещиноватости применяют различные методы. При незначительных поглощениях используют наиболее простой и дешевый – выбор рационального типа промывочной жидкости. Хорошо зарекомендовали себя глинистые растворы с низкой водоотдачей, гипановые растворы. Целесообразна добавка жидкого стекла. Установлено, что при контакте водогипанового раствора с глинистыми частицами формируется гель, который достаточно надежно изолирует зоны поглощения. Структурные характеристики геля возрастают с течением времени, и он преобразуется в устойчивую систему, обеспечивающую беспрерывное бурение и изоляцию пластов друг от друга при креплении и последующей эксплуатации.

Метод поинтервального тампонирования используют в случаях, когда подбором раствора избежать поглощения не удается. Суть метода заключается в том, что в обломочные породы, карстовые полости закачивается глинистый или цементный материал, который затирается специальным инструментом в стенки скважины. Глинистый или цементный материал доставляется в интервал тампонирования в контейнерах или кусках. Специальным инструментом, подробно описанным в работе [1] тампонажный материал затирается в пласт, заполняя трещины, полости и каверны. Со временем глинистые частицы увеличиваются в объеме, еще с большей надежностью заполняя открытое пространство. При интенсивных поглощениях для создания структуры или каркаса в зону тампонирования закачивают гравий или крупнозернистый песок, инертные материалы.

Взаимодействие скважин. При эксплуатации каждая из скважин определенным образом взаимодействует с пластом и создается система скважина–пласт, описанная ранее. Разработка месторождений методом подземного выщелачивания предполагает сооружение комплекса закачных и откачных скважин, которые влияют друг на друга по мере отработки месторождения. На основе анализа взаимодействия скважин друг с другом выбирают наиболее перспективную систему расположения

скважин, их число, режим эксплуатации и характер изменения режимов эксплуатации по мере отработки блока месторождения в целях снижения себестоимости полезного компонента и его наиболее полного извлечения.

Под воздействием скважин понимают их влияние друг на друга по мере эксплуатации. Влияние скважин выражается в основном через изменение формы поверхности депрессионной воронки при откачной скважины и бугра налива для закачной.

Закачные скважины служат для нагнетания жидкости в пласт и создания гидродинамического подпора. Таким образом искусственно увеличивают пластовое давление, обеспечивают преимущественное направление движения рабочих растворов от закачной к откачной скважине. увеличивают скорости фильтрации, а следовательно и добычу полезного компонента и способствуют более полному и равномерному отрабатыванию месторождения.

Взаимодействие скважин зависит от целого ряда условий, среди которых фильтрационные параметры продуктивного пласта, его неоднородность, расположение скважин, их конструкция, режимы нагнетания и откачки. Расчет взаимодействия скважин базируется на анализе эксплуатации одиночной скважины в пласте с заданными горно-геологическими параметрами. Например, работа нагнетательной скважины проявляется в том, что на определенном расстоянии от нее увеличивается пластовое давление, проявляющееся в снижении статического уровня. Если на определенном расстоянии от одной нагнетательной скважины пробурена другая нагнетательная скважина, то поле повышения давления от первой накладывается на вторую и наоборот.

При сооружении в поле взаимодействия нагнетательных скважин откачной скважины на поверхность бугра налива накладывается депрессионная воронка, которая принимает в результате более сложную форму.

С увеличением расстояния и ухудшением фильтрационных параметров пласта влияние скважин друг на друга снижается, а при повышении расхода нагнетания и откачки – увеличивается.

8.10. ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ И ИХ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Перед оборудованием пробуренных скважин необходимо провести цикл геологических и гидрогеологических работ по опробованию продуктивного горизонта.

Геофизические исследования скважин обязательны для определения физической и уточнения гидрогеологической характеристик продуктивной толщи. Каждый пласт обладает определенными физическими

свойствами – электропроводностью, твердостью, радиоактивностью и др., которые зависят от литологического состава пород, их пористости, проницаемости и др. Следовательно, измеряя по глубине скважины физические свойства пород, можно получить представление о геологическом разрезе скважины.

Для изучения характеристик пласта применяются такие методы, как электрический каротаж, кавернометрия, инклинометрия, термокаротаж и др.

Электрический каротаж. Различные горные породы обладают разным удельным электросопротивлением, величина которого определяется прежде всего пористостью пород. Электрический каротаж сводится к измерению кажущегося удельного сопротивления (КС) и потенциала естественного электрического поля (ПС). КС замеряется с помощью каротажного зонда, который представляет собой систему из трех электродов. Через один из них пропускается постоянный электрический ток, который, проходя по горному массиву, замыкается на поверхности с четвертым электродом. Этим в скважине создается электрическое поле, а между другими электродами возникает разность потенциалов, зависящая от силы тока и удельного сопротивления пород. Зная силу тока и замеряя разность потенциалов на измерительных электродах, можно определить КС горных пород. Величина ПС отражает разность потенциалов между КС горных пород. Величина ПС отражает разность потенциалов между электродами в скважине и заземленным на поверхности электродом.

Результаты измерений ПС и КС по глубине .скважины характеризуют электропроводимость и следовательно, гидравлическую проницаемость горных пород. Для уточнения результатов электрокаротажа целесообразно проведение резистивиметрии (измерение скорости уменьшения концентрации соленых вод), которая четко выделяет зоны повышенного тока по всей глубине скважины, а также нейтронного каротажа и гамма-каротажа. Последние позволяют расчленить геологический разрез, определить литологические свойства пород и границы пористых участков, содержащих влагу.

Термокаротаж скважины применяется для выделения слоев с различными температурными свойствами, а следовательно, и с различным литологическим составом.

Кавернометрия (определение истинного диаметра скважины) применяется для косвенного определения пористости (плотности) и трещиноватости пород.

Инклинометрия (замер кривизны скважины) применяется для определения положения ствола скважины в пространстве. Одновременно измеряются угол наклона и азимут искривления скважины.

Расходометрия – метод послойного определения дебита скважины с помощью прибора с крыльчаткой который перемещается по глубине скважины. Вращающееся движение крыльчатки преобразуется в

пульсацию электрического тока, который считывается электромеханическим датчиком.

Резистивиметрия – наблюдение изменения удельного сопротивления раствора в скважине после искусственного повышения его минерализации. Резистивиметрия позволяет установить место притока в скважину и скорость фильтрации по участкам залежи.

Сопоставление результатов комплексного геологического, гидрогеологического и геофизического исследований дает полную характеристику свойств полезного ископаемого и вмещающих его пород.

Документация пробуренных скважин. Все данные наблюдений и исследований в процессе вскрытия месторождения систематически фиксируются. Перед бурением скважин составляют план горных работ, где указывается порядок бурения и сдачи скважин в эксплуатацию. При бурении каждой добычной скважины составляются следующие документы: геолого-технический наряд и буровой журнал для указания параметров бурения, описания керна и последующего построения геологического разреза; акты: о заложении скважины с указанием точного ее местоположения; контрольного замера глубины скважины; на скрытые работы, в котором указывается порядок бурения и разбуривания скважины; об обсадке и цементации скважины; о замере искривления скважины; отчеты о проведении гидрогеологических (табличный материал и выводы) и геофизических исследований (с приложением всех полученных диаграмм); акт об оборудовании скважины добычными трубами с указанием точного их расположения по отношению к почве залежи; геолого-технический паспорт скважины, дающий все основные сведения по ее геологии и гидрогеологии.

Литература

1. Аренс В.Ж., Полкунов В.Ф. и др. Подготовка месторождений самородной серы методами ПВС. М., изд. ГИГХС, 1970.
2. Аренс В.Ж. Вскрытие месторождения полезных ископаемых при физико-химических методах добычи. М., изд. МГИ, 1968.
3. Материалы семинара-симпозиума «Бурение геотехнологических скважин». М., изд. ГИГХС, 1984.
4. Осипов Г.М. Современное состояние и перспективы развития техники и технологии сооружения геотехнологических скважин. Там же.
5. Аренс В.Ж., Исмаилов Б.В. Технические и технологические требования к буровой технике для скважинной гидродобычи твердых полезных ископаемых. Там же.
6. Бобко П.С., Резников В.А. и др. Основные требования к строительству скважин при подземном растворении солей. Там же.
7. Справочник по бурению и оборудованию для скважин на воду. М., Недра, 1972.
8. Семашко И.А., Моисеев А.Ф. и др. Бурение и оборудование геотехнологических скважин. М., Недра, 1984.
9. Осипов Г.М. и др. Опыт сооружения геотехнологических скважин с применением станка СБШ-250 МИ. Горн. журн. 1983, №12. с. 31-32.

10. Реутский В.Ф. и др. Устройство для создания направленных подземных выработок через скважины. М., НИИТЭХИМ, 1979.
11. Башкатов А.Д. Создание высокодебитных скважин. М., Недра 1992.
12. Башкатов Д.Н., Попков А.В., Коломенц А.М. Прогрессивные технологические сооружения гидрогеологических скважин. М., Недра, 1995.
13. Добыча урана методом подземного выщелачивания. М., Недра, 1983.

9. СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ

Под системой разработки месторождений полезных ископаемых ФХМГ понимается порядок расположения, проходки и включения в работу добычных и вспомогательных скважин (выработок). Система разработки может быть признана рациональной, если она выбрана в результате комплексного анализа показателей возможных вариантов разработки залежи с учетом геологических, гидрогеологических, технологических, экологических и экономических факторов.

9.1. КЛАССИФИКАЦИЯ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

В основу классификации систем разработки при традиционной технологии добычи закладываются самые разнообразные принципы. Так, например, системы подземной разработки рудных месторождений обычно классифицируются по способу управления горным давлением. Этот принцип классификации можно использовать и при некоторых геотехнологических методах, например при скважинной гидродобыче, где можно выделить следующие системы: с открытым очистным пространством (рис. 9.1), которые эффективны при устойчивых покрывающих породах; с обрушением вмещающих пород или их плавной посадкой (рис. 9.2); с закладкой выработанного пространства (рис. 9.3).

В основу других классификаций положены способы подготовки залежи к ведению технологического процесса, порядок разработки месторождения, его геологическая характеристика, порядок ведения подготовительных, нарезных и очистных работ, метод воздействия на пласт, схема движения рабочих агентов и продуктивных флюидов и т.д.

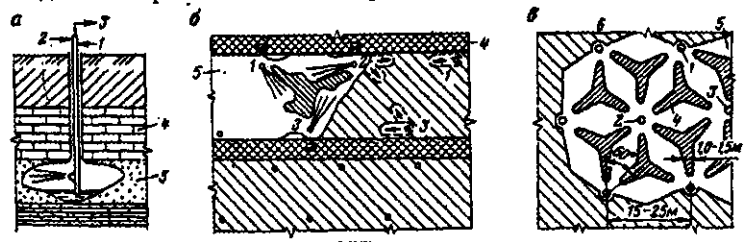


Рис. 9.1 Система разработки при СГД с открытым очистным пространством:
а – одиночная камерная; 1 – вода; 2 – сжатый воздух; 3 – пульпа; 4 – кровля; 5 – руда; 6 – блоковая с ленточными целиками; в – камерная с звездообразными целиками (МГРИ); 1–3 – добычные скважины; 4 – целик; 5 – добычная камера; 6 – массив

По некоторой аналогии с нефтяниками классифицировать системы разработок ФХМГ можно по форме расположения добычных и вспомо-

гательных скважин: линейными рядами (рис. 9.4) или ячейками. В свою очередь, системы разработки рядами могут подразделяться по форме рядов (замкнутые и незамкнутые), взаимному расположению рядов и скважин (с выдержанным расстоянием между скважинами и с уплотнением в центральной части), степени уплотнения (малая, средняя, большая), темпу ввода скважин в эксплуатацию (одновременный ввод целого блока скважин или постепенный рядами), порядку ввода скважин в эксплуатацию, в отношении структуры залежи (по простиранию, падению, восстанию) и т.д.

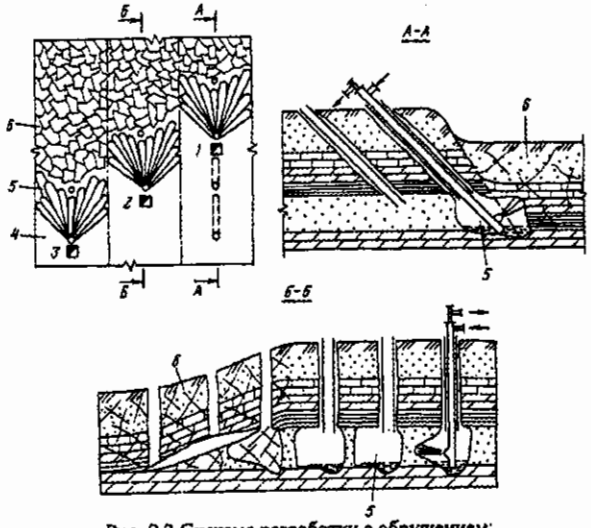


Рис. 9.2 Система разработки с обрушением:
1 – 3 – добычные агрегаты; 4 – отрабатываемая камера; 5 – заходки; 6 – обрушенная камера

Не всегда геотехнологические методы осуществимы через скважины. В ряде случаев геотехнологические процессы перевода полезных ископаемых в подвижное состояние используют при традиционных способах разработки месторождений, а также при сочетании их со скважинами.

Если классифицировать системы разработки при геотехнологических методах добычи по способу подготовки месторождения (табл. 9.1), то можно выделить:

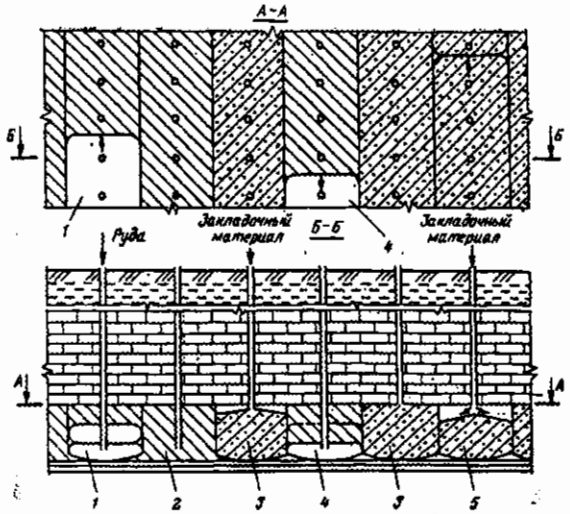


Рис. 9.3. Система разработки при СГД с закладкой выработанного пространства:
1 – разрабатываемый блок; 2 – целик; 3 – закладываемые блоки; 4 – разработка целиков; 5 – закладка отработанных целиков

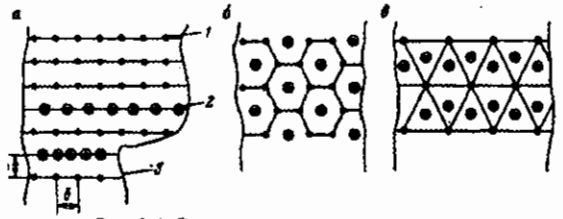


Рис. 9.4. Системы расположения скважин:
а – рядами (прямоугольные, шахматные); б – гексагональная ячейка; в – треугольная ячейка; скважины: 1 – откачные; 2 – закачные; 3 – контур рудной залежи

системы разработки месторождений отдельными скважинами-камерами (например, разработка месторождений калийной соли через отдельные скважины;

системы разработки месторождений взаимодействующими скважинами (подземная выплавка серы, подземное выщелачивание металлов, сплошная разработка месторождений каменной соли, подземная газификация угля и т. д.), система с отработкой двух и более горизонтов ярусами с совместной и раздельной эксплуатацией;

системы разработки месторождений, сочетающие традиционную технологию добычи со скважинной (подземное выщелачивание металлов)

Таблица 9.1

Классификация систем разработки по способу подготовки месторождения

Индекс системы	Название системы разработки месторождения	Технологическая схема
I	Скважинами-камерами	Отдельными скважинами
		Сдвоенными скважинами
II	Взаимодействующими скважинами	Рядами
		Ячейками
III	Скважинами и подземными выработками	Скважинами с поверхности и выработками
		Выработками и скважинами из них
IV	Традиционная	Орошение магазина
		Орошение отработанных блоков
V	Кучное	Орошение кучи
		Орошение слоями

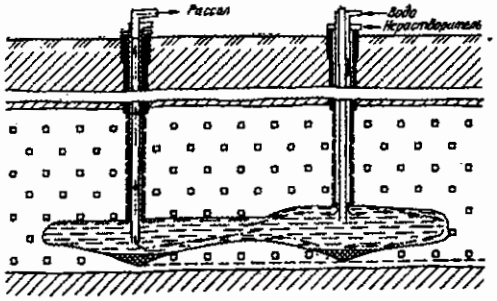


Рис. 9.5. Камерная система отработки соляной залежи через сдвоенные скважины (батарейный метод)

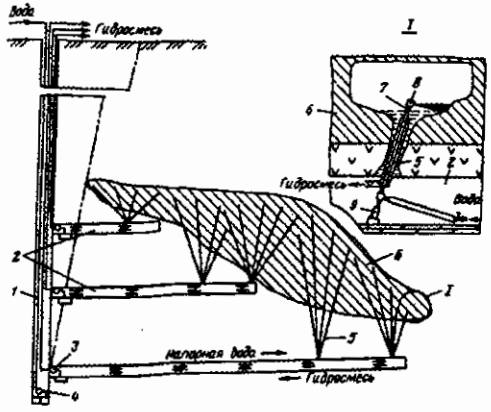


Рис. 9.6. Комбинированная система разработки СГД из подземных выработок и скважинами:
1 – ствол шахты; 2 – горизонтальные полевые выработки; 3 – землесос; 4 – водоотливной насос; 5 – добычные скважины; 6 – рудное тело; 7 – водовод; 8 – гидромонитор; 9 – устройство для монтажа секций водовода и подачи гидромонитора на забой

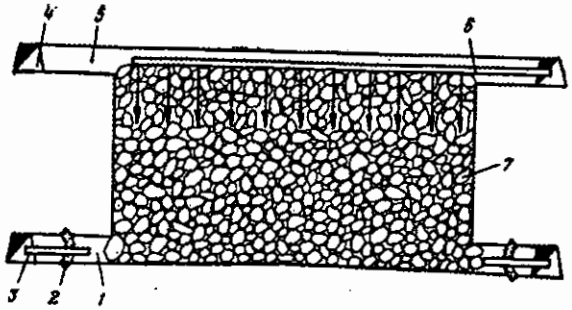


Рис. 9.7. Система подземного выщелачивания дробленой и замагазинированной руды:
1 – буровой (дренажный) орт; 2 – напорная перемычка; 3 – трубопроводы для выдачи продукционных растворов; 4, 5 – выработки вышележащего горизонта; 6 – трубопровод для подачи выщелачивающих растворов; 7 – замагазинированная руда

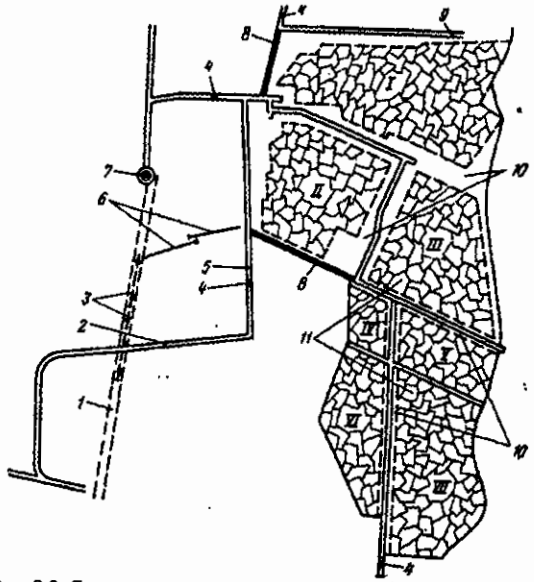


Рис. 9.8. Схема довыщелачивания ранее отработанных блоков:
1 – полевой штрек; 2 – специальная дренажная выработка; 3 – вертикальные скважины гидробарьера; 4 – перемычки; 5 – дренажный штрек; 6 – наклонные скважины гидробарьера, 7 – ствол шахты; 8 – заложенные упрочненной закладкой выработки; 9 – орт; 10 – междублоковые целики; 11 – руда; I-VII – выщелоченные блоки

системы разработки характерные для традиционных методов добычи полезных ископаемых, но использующие геотехнологический принцип перевода полезных ископаемых в подвижное состояние (под-

земное лугование при шахтной добыче соли, подземное выщелачивание металлов из отработанных блоков).

Система кучного выщелачивания металлов из отвалов бедных и забалансовых руд основана на создании под кучей гидронепроницаемого основания из глины, пластика, который соединяют с дренажными выработками. На гидронепроницаемом основании формируют дренажный слой (1,5–2 м) крупнокусковой руды, на который отсыпают слой дробленой руды высотой 5–10 м и укладывают оросительную систему для подачи выщелачиваемого раствора. В ряде случаев на отработанный слой укладывают новое гидронепроницаемое основание, на которое отсыпают 5–10-метровый слой дробленой руды. Иногда количество слоев увеличивают до 3–4.

9.2. ВЫБОР СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Цель производственного процесса добычи полезного ископаемого – получение максимального эффекта при минимальных затратах. Однако в каждом конкретном случае возникает необходимость удовлетворения дополнительных технологических и экономических требований. В частности, при разработке месторождений полезных ископаемых в одних случаях требуется обеспечить заданный уровень добычи или поддержать определенное качество продукции, в других – достичь минимальной себестоимости или заданного уровня извлечения ископаемого из недр и т. д. Стремление к максимальному извлечению является безусловным требованием к рациональной отработке месторождений полезных ископаемых.

Исходными данными для выбора системы разработки служит плановая производственная мощность предприятия, с одной стороны, и физико-геологическая обстановка залежи полезного ископаемого – с другой.

Производственная мощность предприятия устанавливается при разработке проекта и обосновывается наличием запасов полезного ископаемого, коэффициентом извлечения из недр и сроком службы предприятия.

Физико-геологическая обстановка определяется такими факторами, как физические, химические, геологические, гидрогеологические характеристики полезного ископаемого, рудного тела и массива в целом. Кроме этого, фактором, оказывающим значительное влияние на показатели работы предприятия, являются экономико-географические условия.

При анализе факторов, влияющих на систему разработки, для каждого конкретного месторождения необходимо выделять главные и второстепенные. К первым прежде всего следует относить какое-либо

свойство или фактор, которое определяет существо данного метода отработки месторождения. Например, для многих ФХМГ таким фактором будет проницаемость, для других – текстура и структура полезного ископаемого, для третьих – гидрогеологические условия залежи, для четвертых – количество нерастворимых и т. д.

Выбрать систему разработки – это значит определить направление отработки залежи в целом и установить сетку размещения скважин.

Следует сразу оговорить, что не может быть единой рациональной системы разработки для всех месторождений. Даже для одного месторождения какая-то система разработки может рекомендоваться для одних участков, другая для других, т. е. оптимальное размещение скважины должно обеспечить технологичность выемки полезного ископаемого и получение наивысших технико-экономических показателей.

При проектировании рациональной системы разработки должны удовлетворяться следующие условия: обеспечение потребности страны в данный момент; соблюдение правил эксплуатации и охраны недр; учет максимального числа производственных, экономических, географических и физико-геологических особенностей разработки залежи; обеспечение максимального экономически целесообразного извлечения полезного ископаемого.

Основными элементами системы разработки являются: направление отработки; сетка скважин (расстояние между рядами и между скважинами в ряду); порядок ввода скважин в эксплуатацию во времени и пространстве.

Направление отработки определяется с учетом элементов залегания, формы залежи, региональных гидрогеологических условий. По этим факторам в плане месторождения выделяются первоочередные объекты разработки. Направление отработки должно учитывать естественное движение пластовых вод, а также структуру пласта, т. е. вестись по падению, восстанию или простиранию рудного тела. Желательно, чтобы ряды скважин полностью пересекали залежь, достигая ее границ.

При выборе последовательности отработки отдельных участков необходимо стремиться к обеспечению минимального числа стыковок отработанных и вновь вводимых участков, поскольку это ведет к потере рабочих агентов и продуктивных флюидов.

Скважины располагаются по площади залежи по какой-то определенной геометрической сетке, например кольцами или рядами.

Сетка расположения скважин в зависимости от производительности пласта и других физико-геологических условий разработки может быть равномерная и неравномерная. Равномерная сетка может быть квадратной, треугольной, пяти- и шестиугольной. Геометрический расчет показывает, что треугольная сетка скважин в сравнении с квадратной

позволяет более полно охватить месторождение зоной отработки, в то же время при треугольной сетке на 15,47 % возрастает число скважин, приходящихся на единицу площади. При равномерном расстоянии между скважинами l (м) площадь S ($м^2$) ее охвата определяется по формуле

$$l = 1{,}075\sqrt{S}\ .$$

При наклонном расположении пластов или направленной фильтрации скважины целесообразно располагать по вершинам не равносторонних, а равнобедренных треугольников. В этом случае расстояние между рядами берется больше, чем между скважинами.

Расстояния между скважинами, с одной стороны, определяют наименьшее число скважин для разработки залежи (учитывают вопросы экономики вскрытия), а с другой – обеспечивают технологические требования метода, т.е. являются компромиссом между ними. Для выбора расстояния между скважинами необходимо учитывать физико-геологические условия (мощность, структурную форму, коллекторские свойства, гидрогеологический режим и т.д.), взаимодействие (интерференцию) скважин, задаться конечным извлечением (по мере увеличения плотности сетки скважин извлечение полезного ископаемого растет, но темп его роста постепенно замедляется и при определенной плотности остается практически неизменным, т.е. для каждого конкретного месторождения существует оптимальный предел плотности сетки скважин, отвечающий наиболее экономичной эксплуатации) и обеспечить добычу через каждую скважину определенных запасов полезного ископаемого за конкретный срок ее работы.

При определении расстояний между скважинами учитываются:

глубина залегания залежи (в общем случае при прочих равных условиях чем глубже месторождение, тем реже сетка);

ширина залежи, мощность рудовмещающих горизонтов, состав руд и т.д.

технологичность процесса добычи (в конкретных ГМ можно осуществлять процесс добычи на каких-то определенных расстояниях между добычными скважинами);

извлекаемость полезного ископаемого при различных сетках скважин;

производительность пласта – каждая скважина должна обеспечить получение заданного объема добычи. При конкретных данных по мощности залежи, содержанию полезного компонента и коэффициенту извлечения сетка скважин позволяет рассчитывать извлекаемые запасы;

условия залегания (для горизонтального и наклонного пластов расстояние между скважинами должно быть разным. Необходимо считаться с наличием тектонических нарушений и граничных зон залежи).

Помимо перечисленных факторов при выборе сетки скважин следует учитывать неоднородность пласта и особенно характер рельефа, его почвы, располагая добычные скважины в углублениях почвы рудного тела. В общем случае чем выше проницаемость пласта, тем больше могут быть расстояния между скважинами.

В ряде ГМ (например, подземное растворение солей) сетка скважин прежде всего определяется устойчивостью кровли камер растворения, причем зависимость размеров целиков и камер растворения определяется расчетным путем.

С экономической точки зрения расстояние между скважинами можно определить из расчета окупаемости затрат на сооружение скважины и ее эксплуатацию

$$zl \geq \frac{Б_и}{m\rho\eta},$$

где $Б_и$ – извлекаемые запасы, реализация которых покрывает затраты на добычу; m –мощность пласта; η –коэффициент извлечения; zl – параметры сетки скважин.

Увеличение извлечения в результате уплотнения сетки скважин влечет за собой повышение затрат на добычу. При этом возникает задача определения рациональной сетки скважин. Эффективность упрощенных технико-экономических расчетов, основанных на качественных оценках и зависимостях, становится недостаточной при отработке месторождений высокопроизводительными ГМ. Размещение добычных скважин, отвечающее требованиям рациональной отработки месторождения, может быть определено в результате анализа технико-экономической модели процесса. В качестве критерия оптимизации параметров сетки скважин может быть принят максимум суммарной прибыли предприятия, получаемой в результате отработки месторождения, так как он учитывает целевые показатели – коэффициент извлечения и затраты на добычу.

Рассматривая математическую постановку задачи о наиболее эффективном размещении скважин, отвечающем оптимальным значениям затрат и извлечения, учитываем влияние совокупности горно-геологических и технико-экономических факторов на извлечение и величину затрат для задаваемых типов оборудования скважин, т. е. приходим к типичной экстремальной задаче.

Прибыль предприятия определяться разностью стоимости реализованной продукции и ее себестоимостью. Стоимость реализованной продукции является функцией совокупности постоянных и переменных параметров, в том числе и параметров сетки расположения добычных скважин, оказывающих влияние на коэффициент извлечения.

Себестоимость продукции определяется затратами по различным статьям расходов, величина которых зависит от принимаемой системы отработки месторождения и параметров технологии.

Значительное влияние на себестоимость продукции оказывает общее число скважин, определяемое параметрами сетки скважин. Характер влияния числа добычных скважин на различные статьи расходов определяется в каждом случае, исходя из принятой методики определения себестоимости.

Математически проблема выбора наиболее рациональной сетки скважин заключается в максимизации целевой функции при наличии начальных и граничных условий. Недостаток максимизируемой функции (отсутствие учета ценности неизвлекаемой части запасов месторождения) может быть устранен путем введения величины ущерба, связанной с недоизвлечением части балансовых запасов.

Для расчета параметров сетки добычных скважин, соответствующих максимальному экономически целесообразному коэффициенту извлечения, следует максимизировать суммарную прибыль предприятия, получаемую в результате отработки месторождения с учетом ценности теряемых балансовых запасов.

Для конкретного составления технико-экономической модели процесса необходимо установить ряд зависимостей, из которых к основным относится зависимость коэффициента извлечения от параметров сетки расположения скважин.

В качестве примера рассмотрим задачу об определении сетки расположения добычных скважин при разработке серных месторождений методом подземной выплавки (ПВС).

Потери при ПВС, возникающие вследствие расположения скважин, обусловлены образованием зон пласта, не подверженных плавлению. Они определяются неоднородностью пласта как по простиранию, так и по мощности, а также особенностями процесса распространения температурного поля, возникающими из-за различия плотностей инжектируемой и пластовой воды. Начальный этап изучения влияния плотности размещения скважин на извлечение серы – исследование процесса в однородном пласте. Для этого И. Л. Демьяновой была проведена серия опытов на модели ПВС из эквивалентных материалов [6].

Характеристикой квадратной сетки расположения добычных скважин служило отношение расстояния между добычными скважинами l к мощности пласта m. Сопоставление извлечения проводилось в условиях равных затрат теплоносителя и длительности его воздействия на пласт.

Исследование образовавшихся в результате воздействия на пласт зон плавления показало, что с увеличением плотности сетки скважин увеличивается равномерность отработки пласта, о чем наглядно свидетельствовали разрезы зон плавления и расчеты коэффициента извлечения. Характер изменения коэффициента извлечения в зависимости от плотности сетки скважин в исследуемом процессе может быть аппроксимирован линейной зависимостью. На основе этого вывода была получена линейная зависимость коэффициента извлечения, определяемого системой разработки, от параметров сетки скважин, которая является следствием сопоставления геометрических форм зоны плавления, характеризуемой расстоянием между добычными скважинами и средним значением угла α между образующей зоны плавления и почвой пласта, с объемом части пласта, приходящейся на одну скважину. Данная зависимость выводится из предположения отсутствия теплового и гидродинамического взаимодействия добычных скважин, что возможно, если доля влияния на прогрев пласта, обусловленная взаимодействием скважин, незначительна. Рассматривая стационарную задачу, полагаем α постоянной величиной, которая не зависит от времени и координаты пласта. В предлагаемой зависимости под α понимается среднее значение угла на конечный момент воздействия на пласт.

$$\eta_p = 1 - \frac{l\ tg\alpha}{m\ \ 3}?$$

При изложенных допущениях полученная зависимость может быть использована для определения оптимальной сетки скважин при разработке серных месторождений методом ПВС. Для иллюстрации ограничимся несложным случаем, сведя задачу к исследованию функции одной переменной l. Затраты на добычу серы могут быть разделены на затраты, зависящие и не зависящие от числа добычных скважин. Установление степени влияния числа добычных скважин n на различные статьи расхода является вопросом экономических исследований, поэтому здесь ограничимся условным делением общих затрат. К затратам c, зависящим от числа добычных скважин, относятся затраты на бурение и оборудование добычных скважин, к не зависящим – все прочие расходы,

$$c = c_1 + c_2 + c_3 + c_4$$

где $c_1 = H_a B_{cp} \frac{S}{l^2} \tau; c_2 = c_m q_m Б\eta; c_3 = c_e q_e Б\eta; c_4 = p_1 + p_2 + p_3 + p_4.$

В формулах приняты следующие обозначения: H_a –норма амортизации; B_{cp} – средняя восстановительная стоимость добычной скважины; τ – время отработки скважины; C_m – себестоимость 1 м^3 рабочего агента; q_m – средний удельный расход рабочих агентов, м^3/т; C_e – себестоимость 1 тыс. м^3 воздуха; q_e – удельные затраты воздуха на эрлифтирование; p_e – расходы на заработную плату с начислениями; p_2 и p_3 – затраты соответственно на амортизацию и электроэнергию; p_4 – цеховые расходы.

После упрощения целевая функция, отвечающая прибыли предприятия, примет следующий вид:

$$П = Ц_o Б_з \eta - \left[H_o B_{cp} \frac{S}{l^2} \tau + (c_m q_m + c_э q_э + p_1 + p_2 + p_3 + p_4) Б_з \eta \right] - Ц_п Б_з (1 - \eta).$$

Максимальному значению прибыли будет соответствовать оптимальная сетка скважин, характеризуемая значением l.

Для определения ценности потерь при той или иной сетке расположения скважин необходимо выполнить исследования. Однако полученной формулой можно пользоваться и без учета величины ущерба У. При квадратной сетке расположения добычных скважин на горизонтально залегающем пласте расстояние между скважинами определяется по формуле

$$l = \sqrt{\frac{6 B_{cp}}{(Ц_o - c_m q_m + c_э q_э + p_1 + p_2 + p_3 + p_4) \sigma \eta_m \varkappa g \alpha}}$$

Оптимальная плотность расположения скважин и время их отработки определяются методом расчетных вариантов.

Решение вопроса о расположении добычных скважин при различных геотехнологических методах может быть достигнуто в результате анализа технико-экономических моделей процессов, составленных на основе физических и экономических исследований.

9.3. ПОРЯДОК ВВОДА СКВАЖИН В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

При вводе скважин в эксплуатацию определяется темп разработки месторождения, число одновременно работающих скважин и очередность их включения в работу.

Темп ввода скважин в эксплуатацию должен обеспечить равномерность добычи в среднем по участку, полю, руднику. Каждая добычная скважина за срок своей работы характеризуется подъемом добычи, ее максимумом и плавным уменьшением, поэтому для поддержания средней добычи рудника одновременно должны работать скважины на различных режимах добычи при максимальных, средних и минимальных показателях.

Время отработки добычной скважины определяем из формулы:

$$\tau = Б_з q_m \eta / (24Q),$$

где Q – часовой расход в скважину рабочих агентов; $Б_з$ – балансовые запасы. Причем время работы скважины должно превышать время ее бурения и подготовки.

Число одновременно работающих скважин должно обеспечить заданную производительность предприятия

$$n = A / A_{скв},$$

где A – плановый объем добычи, т/мес; $A_{скв}$ – объем добычи из одной скважины, т/мес.

Однако, как показал опыт, производительность добычной скважины во времени носит случайный характер и заметно отличается от среднерасчетной. Это требует увеличения числа работающих скважин, а также создания резерва скважин. Общее число необходимых скважин N_c, устойчиво обеспечивающих заданный объем добычи, можно определить по формуле

$$N_c = kA\tau / A_1,$$

где A_1 – средняя добыча из скважины за весь срок службы; k – коэффициент запаса (зависит от конкретных геологических условий и учитывает неравномерность производительности скважин во времени).

Порядок включения скважин в работу определяется общим направлением отработки и условием поддержания единого фронта работ. Эксплуатация месторождения может вестись одиночными скважинами, блоками скважин и рядами. Выбор систем определяет физико-геологическая обстановка. Так, например, блочную систему целесообразно использовать при высокой проницаемости пласта, так как взаимодействие скважин создает дополнительное сопротивление и позволяет более равномерно распределять рабочие агенты по залежи. Систему отработки рядами целесообразно использовать при низкой проницаемости массива, поскольку опережающие ряды можно использовать как водоотливные.

9.4. ПОТЕРИ И РАЗУБОЖИВАНИЕ ПОЛЕЗНОГО ИСКОПАЕМОГО

Степень извлечения полезного компонента зависит от метода разработки месторождения. Как правило, применение методов, характеризующихся неполным извлечением, позволяет значительно снизить затраты на добычу и повысить производительность, т. е. получить существенный экономический эффект. Технически возможно извлекать 100 % балансовых запасов, однако практически с экономической точки зрения это невыгодно. Уменьшение степени извлечения обычно допускается только при высокопроизводительных методах добычи. Следовательно, при выборе способа и системы разработки необходимо соизмерять размеры экономии и ущерба, связанные со структурой и величиной потерь полезного ископаемого.

При экономической оценке геотехнологических методов нельзя говорить о потерях и разубоживании полезного ископаемого и об их влиянии на технико-экономические показатели метода, так как добыча

руды в ряде случаев вообще не производится. Разубоживание (в данном случае правильнее назвать его загрязнением) полезного ископаемого пустой породой при геотехнологических методах практически незначительно, причем извлеченный продукт можно очищать, а иногда и перерабатывать непосредственно у скважины.

Как правило, геотехнологические методы характеризуются небольшой степенью извлечения, однако говорить о безвозвратных потерях в этом случае неверно, так как неизвлеченное полезное ископаемое остается на месте залегания, хотя при этом нарушается его распределение по площади и мощности залежи. После разработки месторождение становится беднее, но его последующая эксплуатация вполне реальна. Не исключена возможность и повторной разработки месторождения. Использовать «Единую инструкцию по учету потерь и разубоживания твердых полезных ископаемых при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений» для учета потерь при геотехнологических методах не представляется возможным. Необходима новая инструкция по оценке потерь.

Эффективность разработки любого месторождения характеризуется коэффициентом извлечения полезного ископаемого, который представляет собой отношение его извлекаемого объема к общим запасам.

В силу специфики геотехнологических методов при оценке их следует пользоваться текущим, конечным и максимальным коэффициентом извлечения, которые определяют соответственно добычу к текущему моменту, к моменту завершения эксплуатации (остановки работы скважины) и предельно возможный объем добычи. Степень извлечения во многом зависит от текстуры и структуры залежи, физико-химических свойств вмещающих пород, свойств рабочих агентов, системы расположения скважин, технологии извлечения и др.

Общие потери характеризуются коэффициентом извлечения η, равным произведению технологического коэффициента извлечения η_m, определяющего потери полезного ископаемого в рабочей зоне действия скважин, и коэффициента извлечения η_p, определяющего потери, связанные с системой разработки месторождения, т. е.

$$\eta = \eta_m \eta_p .$$

Технологический коэффициент извлечения η_m определяется структурой и текстурой залежи и равен отношению количества извлеченного полезного ископаемого к его общим запасам в зоне действия скважин.

Коэффициент извлечения η_p зависит от сетки расположения скважин, размеров «мертвых» зон между ними, формы зоны (действия скважин) и потерь, связанных с утечками полезного ископаемого, и определяется отношением объема полезного ископаемого в зоне охвата к общему объему полезного ископаемого в зоне, запроектированной к отработке.

Очевидно, что максимальное извлечение достигается при наибольших значениях коэффициентов η_m и η_p. Увеличить технологический коэффициент извлечения можно путем искусственного воздействия на залежь. Зона охвата пласта (действия скважин) является функцией многих переменных: расстояния между добычными скважинами, мощности пласта и объема зоны действия каждой скважины. Неоднородность залежи и различие плотности пластовых вод и рабочих агентов являются дополнительными факторами, обусловливающими потери в недрах. Исследования на моделях при различных схемах расположения сетки скважин позволили сделать вывод о практически неизбежных потерях в «мертвых» зонах. Очевидно, что для каждого месторождения и даже его участков должна быть своя оптимальная сетка расположения скважин, обеспечивающая наиболее эффективную разработку месторождения и учитывающая как извлечение полезного ископаемого, так и экономическую и технологическую стороны разработки. В настоящее время, когда еще нет достаточно большого опыта применения геотехнологических методов, трудно говорить о конкретных размерах потерь полезного ископаемого. Для каждого геотехнологического метода необходима инструкция по установлению нормы отбора полезного ископаемого из отдельных скважин и месторождения в целом, которая обеспечит наиболее рациональную эксплуатацию месторождений (максимальная добыча, минимальные затраты) и оптимальные технические нормы отбора полезного ископаемого из скважины.

На основе лабораторных и теоретических исследований, а также промышленного эксперимента установлено, что после извлечения определенного процента запасов эксплуатационные затраты возрастают, а добыча падает, вследствие чего дальнейшая эксплуатация скважины становится экономически невыгодной (рис. 9.9).

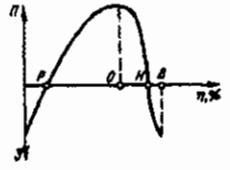


Рис. 9.9 График изменения затрат на добычу *З* и прибыли *П* от добытого продукта в зависимости от коэффициента η извлечения из скважины:
Р – равенство затрат и прибыли; О – максимальная прибыль; *Н* – нулевая экономическая эффективность разработки; *В* – возможное извлечение с экономическим ущербом

Оценка вариантов разработки с учетом потерь полезного ископаемого проводится на основе учета ценности разрабатываемого месторождения.

Литература

1. Аренс В.Ж. Скважинная добыча полезных ископаемых. М., Недра, 1986.
2. Строительство и эксплуатация рудников подземного выщелачивания. М., Недра, 1987.
3. Подземное выщелачивание полиэлементных руд. /Под. ред. Н.П. Лаверова. М., изд. ГА, 1998.
4. Справочник по геотехнологии урана. /под. ред. Д.И. Скороварова. М., Энергоатомиздат, 1992.
5. Аренс В.Ж. Вскрытие месторождений при физико-химических методах добычи полезных ископаемых. М., МГИ, 1968.
6. Демьянова И.Л. Исследование влияния потерь на выбор параметров сетки добычных скважин. Кандидатская диссертация. М., МГИ, 1972.

10. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ

10.1. ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Обычно проектирование предприятия ФХГ ведется на базе регламента, выполненного НИИ после опытных работ. Главной задачей проектирования предприятия по добыче полезных ископаемых методами ФХГ – определение оптимального сочетания мощности, срока службы, способа вскрытия, системы разработки и др. Правильный выбор параметров предприятия связан с необходимостью учета всех горно-геологических и зависимых от них технологических и технико-экономических факторов. Для широкого внедрения новых методов необходимо обосновать рациональные параметры технологии, на основе которых возможна разработка проекта эксплуатации месторождения. **Задачей проектирования является выбор рациональной системы, при которой запасы будут извлечены с наименьшими потерями и затратами.**

Проектирование предприятия – комплексная задача, при решении которой залежь, добычная скважина, поверхностные сооружения должны рассматриваться как единое целое. Для получения оптимального варианта следует рассмотреть ряд вариантов. При проектировании горнодобывающего предприятия учитываются горно-геологические и технологические факторы. Кроме этого, необходим выбор критериев оценки принятых решений. От выбора критерия оценки зависит поиск оптимальных решений.

Проектирование методом вариантов наиболее применимо в практике сегодняшнего дня. Для поисков оптимальных решений используют ЭВМ, что позволяет увеличить число переменных параметров и расширить диапазон их изменения. Решение задач проектирования с использованием ЭВМ требует создания экономико-математических моделей и логических взаимодействий элементов предприятия. Создан ряд гибких обобщенных алгоритмов и стандартных программ с широкой областью их применения. Однако для проектирования геотехнологических методов требуется разработка своих алгоритмов и программ.

Основные этапы проектирования. Для составления проекта предприятия необходимо:

получить задание на проектирование;

получить исходные данные – геологическое описание месторождения полезного ископаемого и вмещающих пород, гидрогеологиче-

скую характеристику месторождения, данные технологического опробования полезного ископаемого и запасов, описание географических и климатических условий, данные о наличии ресурсов воды, топлива, рабочей силы;

выбрать способ вскрытия и систему разработки месторождения, сетку расположения добычных и вспомогательных скважин. очередность бурения и включения в работу новых скважин и участков;

выбрать основное оборудование для производства рабочих агентов, транспортирования и переработки полученных продуктов, регенерации рабочих агентов, автоматизации и управления производством;

определить основные технико-экономические показатели будущего предприятия.

10.2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ

Геологическая изученность месторождения – важное условие успешной эксплуатации при любом способе разработки. При методах ФХГ особенно важно хорошо знать физико-геологические условия месторождения, определяющие параметры технологии и саму возможность использования методов ФХГ. Поэтому основным документом для проектирования является геологический отчет по результатам разведочных работ и подсчету запасов минерального сырья.

Инструкция по применению классификаций запасов месторождений обычно требует для обоснования проектирования и строительства горнодобывающего предприятия иметь 10 % запасов, разведанных по категории A_2, 20 – по категории В и 70 – по категории C_1.

Специфика разработки методами ФХГ позволяет во многом доразведывать месторождения в процессе бурения добычных скважин, которые обычно бурятся по сетке 30–80 м. Кроме этого, вскрытие месторождения производится скважинами. Поэтому ошибки при подсчете запасов в пределах скважин, как правило, не могут привести к крупным излишним затратам. Видимо, вполне достаточно перед проектированием иметь только 70 % запасов, утвержденных по категории C_1. В то же время при подсчете запасов необходимо дополнительно учитывать запасы, разведанные по категории C_2, которые являются перспективными для расширения работ. Из этого следует, что горнодобывающее предприятие при геотехнологических методах перед сдачей в эксплуатацию каждого блока скважин будет иметь точные данные для подсчета запасов по еще более высокой категории, чем этого требует инструкция ГКЗ.

В исходных данных необходима топографическая съемка поверхности и технические условия на электро- тепло- и водоснабжение.

Особое значение для методов ФХГ имеют данные, характеризующие само полезное ископаемое и условия его залегания. Эти данные позволяют решить вопрос о системе разработки. Поэтому следует, по возможности, более четко оконтурить запасы полезного ископаемого по различным структурным, текстурным, тектоническим и гидрогеологическим особенностям.

Коллективы ученых при подготовке исходных данных ведут дополнительные исследования и обобщают мировой опыт **в регламенте на проектирование конкретного предприятия**. Кроме всех сведений о месторождении, необходимо знать эффективность различных методов (торпедирование, солянокислотная обработка, гидроразрыв, кольматация, создание экрана) увеличения или уменьшения проницаемости залежи и технологическое извлечение из различных типов руд.

В исходных материалах указываются сведения о географическом расположении, обжитости района, климатических условиях, рельефе местности, орогидрографии, источниках энерго- и водоснабжения, а также сведения о месторождениях других полезных ископаемых, промышленных предприятиях и инертных минеральных отходах.

В исходных данных рекомендуется общая технологическая схема производства, составные процессы технологии, вспомогательные службы. Даются рабочие технологические параметры и допустимый диапазон колебаний по каждому процессу, рекомендации о порядке пуска производства, нормальной и аварийной остановках.

В материальном балансе производства приводится баланс воды, рабочих агентов, виды потерь и способы их восполнения.

Техническая характеристика побочных продуктов и реализуемых отходов производства позволяет при проектировании удовлетворить требования о комплексном использовании минеральных ресурсов.

Математическое описание процессов и оборудования дается в виде, удобном для практических расчетов. Оно должно быть основано на экспериментальных данных. Здесь же должны быть даны рекомендации по выбору оптимальных моделей оборудования с представлением технических проектов на оригинальные оборудование и механизмы. Далее приводятся данные для расчета, конструирования и выбора основного технологического оборудования.

С учетом свойств рабочих агентов и полезного ископаемого даются рекомендации по выбору материалов для трубопроводов, запорной арматуры по всем транспортным системам.

В рекомендациях для проектирования автоматизации производства приводятся перечень параметров, подлежащих контролю, точки их отбора, схемы автоматического их регулирования и рекомендации по применению автоматизированной системы управления производством (АСУП) с использованием ЭВМ.

Для составления схемы аналитического контроля производства дается перечень точек отбора проб, периодичность анализа, методики анализа с указанием ГОСТов и инструкций, рекомендации по выбору конструкции пробоотборников и специального лабораторного оборудования, их размещения и способов передачи проб до центральной аналитической лаборатории (ЦАЛ), рекомендации по автоматизации отбора и передачи проб. .

Определяются методы и технологические параметры очистки загрязненных сточных вод, обезвреживания газовых выбросов и ликвидации вредных отходов.

Указывается количество и состав химически и механически загрязненных вод по отдельным узлам производства, рекомендации по их очистке, хранению и повторному использованию, приводятся мероприятия по предохранению загрязнения подземных вод.

В мероприятиях по технике безопасности, промсанитарии и противопожарной профилактике указывается перечень наиболее опасных мест в технологической схеме при отклонениях их от нормального режима, а также возможные их последствия, предполагаются мероприятия по профилактике и ликвидации возможных отклонений. Даются рекомендации по индивидуальным средствам защиты работающих.

По предложенной схеме производится ориентировочный расчет удельных капитальных вложений и себестоимости добычи и их сравнение с обычной технологией добычи.

Определяются основные технико-экономические показатели добычи и возможность комплексного использования сырья данного месторождения.

Кроме этого, к исходным данным составляется патентный формуляр.

В заключение исходных данных приводится перечень отчетов о научно-исследовательских и опытных работах, а также перечень публикаций, освещающих вопросы технологии.

10.3. НЕКОТОРЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

При геотехнологических методах вскрывающей выработкой является скважина. Скважины, используемые для добычи полезного ископаемого, в известной мере повторяют одна другую. Поэтому при проектировании вскрытия месторождения, его подготовки и разработки можно рассматривать типичную скважину.

Условия вскрытия месторождения характеризует **коэффициент вскрытия** K, который может быть:

геологический $K_г$, выражающий отношение мощности покрывающих пород к средней мощности залежи участка месторождения;

технологический $K_т$, учитывающий отношение глубины скважины к общей добыче из нее полезного ископаемого (этот коэффициент характеризует систему разработки, так как в зависимости от сетки расположения скважин изменяется радиус зоны действия скважины, а следовательно, и количество полезного ископаемого, извлекаемого из одной скважины);

экономический $K_э$, зависящий от отношения общих затрат на бурение, подготовку и оборудование скважины к стоимости полезного ископаемого, извлекаемого из скважины.

Выбор места заложения скважин всегда связывается с принятой системой разработки. Вскрытие месторождения состоит из ряда последовательно выполняемых операций, которые подробно описаны выше.

Рациональная конструкция добычной скважины должна обеспечивать добычу максимального количества полезного ископаемого за весь период ее эксплуатации при безаварийных условиях работы. В зависимости от диаметра добычного оборудования скважины определяется конструкция буримой скважины (диаметр кондуктора, обсадных и промежуточных колонн). При выборе параметров добычного оборудования скважин должна рассматриваться конструкция колонны добычных труб и оголовка скважин. Конструкция эксплуатационного оборудования добычной скважины должна обеспечить беспрепятственное поступление рабочего агента в залежь и откачку извлекаемого продукта без технических осложнений в работе скважины, а рациональный диаметр колонны эксплуатационных труб – минимальные потери давления при заданном расходе рабочих и извлекаемых агентов. С этой точки зрения минимальные потери отвечают максимальным диаметрам, но это не соответствует улучшению технико-экономических показателей, так как увеличиваются расходы на бурение и оборудование скважин.

Конструкция забоя скважин у каждого геотехнологического метода индивидуальна. Кроме того, она проектируется индивидуально и для каждой скважины и во многом зависит от отметки почвы залежи и ее мощности.

Оборудование устья скважины заключается в обвязке колонн рабочих труб устьевой арматурой, которая герметизирует устье и обеспечивает возможность раздельного движения всех рабочих агентов по соответствующим отделениям добычной скважины. Оборудование устья может осуществляться различно в зависимости от конкретных условий работы скважины.

Технологический режим работы скважины определяет условия ее эксплуатации. При некоторых методах ФХГ приемистость скважин можно в значительных пределах регулировать методами воздействия на

их забой (торпедирование, соляно-кислотная обработка). Приемистость скважин можно также повышать за счет более энергичной работы водоотливных скважин (увеличением их дебита). Кроме этого, в определенных диапазонах приемистость можно регулировать увеличением давления нагнетаемого агента.

В сложных геологических и гидрогеологических условиях месторождений трудно заранее точно рассчитать ход технологического процесса во всем многообразии сопровождающих разработку явлений. Поэтому в процессе добычи необходимо получать непосредственную информацию и в зависимости от полученных данных направлять процесс в нужную сторону.

Чтобы правильно планировать отработку месторождения в целом, необходимо знать его гидрогеологическую обстановку. Для этого должны проводиться наблюдения за расходом, уровнем, изменениями химического состава подземных вод в водоотливных, изливающих и наблюдательных скважинах.

Основной проблемой проектирования разработки месторождения является решение вопроса о выборе оптимального варианта системы разработки. **ФХГ предопределяет рассмотрение системы рабочий агент–залежь–скважина–завод по переработке–склад как единого целого.** Поэтому для определения сетки расположения скважин необходимо рассмотреть распределение запасов вокруг каждой добычной скважины и время их извлечения.

Оптимальная система разработки месторождения выбирается на основе специальных для каждого метода гидродинамических, технико-экономических и других расчетов [1-7].

10.4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ДОБЫЧНЫХ СКВАЖИН И ГИДРОТРАНСПОРТА

Для расчета технологии добычи необходимо знать зависимость расхода нагнетаемого в залежь рабочего агента от давления на устье скважины. Эта зависимость определяется не только фильтрационными свойствами водоносного горизонта, но и напором и минерализацией пластовых вод, а также потерями напора за счет гидравлического сопротивления в трубах. При нагнетании воды в скважину давление на забое складывается из давления от веса столба жидкости и избыточного давления на устье. Из этой суммы следует вычесть потери давления на сопротивление в трубах. Со стороны пласта у забоя скважины создается такое же давление, обусловленное давлением пластовой воды и сопротивлением пласта. Из баланса давлений получена связь между устьевым давлением P_y на устье скважины и расходом Q воды

$$P_y = k_c h_k Q^2 + NQ + \left(\Delta\rho H_k - \rho_т h_y\right)g, \qquad (10.1)$$

где k_c – коэффициент гидравлического сопротивления труб: N – коэффициент, зависящий от гидрогеологических параметров пласта; $\Delta\rho$ – разность плотностей нагнетаемой и пластовой воды, кг/м^3; $h_к$ – напор пластовой воды над кровлей, м; $\rho_т$ – плотность нагнетаемой воды, кг/м^3; h_y – глубина от поверхности до уровня воды в естественном состоянии, м.

Графически эта зависимость имеет вид параболы, смещенной по оси давлений на величину $\Delta\rho h_к - \rho_т h_y$, представляющую собой начальное давление, при котором скважина начнет принимать воду (рис. 10.1).

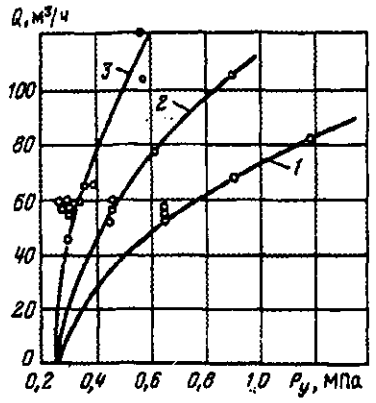


Рис. 10.1. Графики зависимости расхода Q нагнетаемой в скважину воды от давления P_y на устье скважины (диаметр труб 168 и 114 мм) в опытах на Гаурдаке:
1, 2, 3 – соответственно для внешней, внутренней и обеих колонн труб

Например, для подземной выплавки серы в условиях Гаурдакского месторождения, если напор подземных вод составляет 550 м, их плотность $\rho_п$=1100 кг/м^3, глубина скважины 520 м и плотность нагнетаемой воды $\rho_в$=900 кг/м^3, начальное давление на устье должно быть $\Delta\rho h_к$≈550·200–30·900=83мПа.

Для условий Язовского серного месторождения глубина скважины составляет 180 м, $\rho_п$ = 1060 кг/м^3, $\rho_в$ = 900 кг/м^3; h = 50 м. Тогда $\Delta\rho h_к$ = 120·160–50·900≈ –26 мПа.

Из приведенных примеров видно, что в первом случае скважина начинает принимать воду только при давлении на устье свыше 83 мПа. Во втором случае давление на устье может быть создано за счет сопротивления труб и самого пласта. С понижением температуры нагнетаемой воды плотность ее увеличивается, а начальное давление уменьшается. Так, при $\rho_т$=1 (вода, нагретая до 20 °С) в первом примере $\Delta\rho h_к$ = 74 мПа, а во втором 30,8 мПа. Отсюда следует вывод, что при прочих равных условиях расход воды с повышением температуры уменьшается.

Потери напора при движении воды в скважине рассчитывают с использованием уравнений трубной гидравлики. Как показывают расчеты, во многих случаях, представляющих практический интерес для геотехнологических методов, число Рейнольдса составляет от 10^5 до 10^6. При таких его значениях наступает автомодельный режим движения, при котором потери напора не зависят от числа Re, т. е. от вязкости воды. Поэтому при расчете потерь напора в трубах практически безразлично, подается в скважину горячая или холодная вода.

Расчет потерь напора $\Delta H_к$ в круглых трубах ведется по формуле Дарси–Вейсбаха

$$\Delta H_k = \lambda \frac{h_1}{d} \frac{v^2}{2g}, \qquad (10.2)$$

где λ – коэффициент, зависящий от числа Re и шероховатости труб.

Если скорость выразить через отношение расхода воды Q к площади поперечного сечения труб, формула Дарси–Вейсбаха примет вид

$$\Delta H_k = \frac{8\lambda h_k Q^2}{\pi^2 g d^5}. \qquad (10.3)$$

Значение λ для стальных обсадных труб находится в пределах 0,019–0,023. Для упрощенных расчетов можно принять λ=0,02. Учитывая это, можно представить последнюю формулу в удобном для расчетов виде

$$\Delta H_k = 1{,}27 \cdot 10^{-6} h_k Q^2 / d^5. \qquad (10.4)$$

В добычных скважинах иногда движение воды происходит в зазорах между колоннами. Формула Дарси–Вейсбаха для кольцевого зазора имеет вид

$$\Delta H_k = \frac{8\lambda Q^2 h}{\pi^2 g (D-d)^3 (D+d)^2}. \qquad (10.5)$$

Подставив значения величин π и g, а также выразив величины Q, h и d соответственно в метрах кубических в час, метрах и миллиметрах, получим

$$\Delta H_k = 6{,}37 \cdot 10^8 \frac{\lambda Q^2 h}{(D-d)^3 (D+d)^2}, \qquad (10.6)$$

где D и d – соответственно диаметр внешней и внутренней труб. Значение λ для кольцевого пространства определяется по формуле Никурадзе

$$\lambda = \frac{1}{\left(1{,}74 + 2\lg \frac{D-d}{2\Delta}\right)^2}, \qquad (10.7)$$

где Δ – шероховатость труб (для стальных труб Δ = 0,2 мм).

Значения величины K изменяются для скважин диаметром 250 мм от 0,026 до 0,031; для ориентировочных расчетов можно принять λ=0,03.

Для расчета приемистости добычных скважин необходимо знать гидрогеологические параметры залежи (напор, водопроводимость, пьезопроводность, расстояние до контура питания, глубину до воды, плотность подземных вод и нагнетаемого рабочего агента) и конструкцию скважины (диаметр, глубину).

Гидрогеологические условия залежи характеризуются коэффициентом N, который для условий стационарного режима является постоянной величиной, обратной удельному расходу q, т. е. расходу при репрессии, равной единице. Величина q определяется по формуле Дюпюи

$$q = \frac{2{,}73km}{\lg R/r}, \qquad (10.8)$$

где km – водопроводимость залежи, м^2/сут.

В условиях неустановившегося движения величина q зависит от времени и для одиночной скважины в однородной залежи определяется по формуле Тейса

$$q = \frac{4T_1 km}{\ln\left(2{,}25a\tau/r^2\right)}, \qquad (10.9)$$

где a – пьезопроводность залежи; τ – время от начала работы скважины.

Приведенная методика позволяет определить приемистость одиночной скважины. При работе группы скважин и наличии водоотлива расчеты следует проводить с учетом их взаимного влияния.

Для расчета гидравлического транспорта рабочих агентов на основе данных проекта (напор, необходимый на оголовке скважины, местные потери напора по длине трубопровода, радиус геодезических отметок установки насоса и скважин и высоты всасывания) определяется расчетный напор насосов и их расход, который зависит от годового (часового) расхода рабочих агентов и коэффициентов, учитывающих различные потери.

На основе знания необходимых расходов и напоров подбирается скорость течения продуктивных флюидов, осуществляется выбор диаметров трубопроводов и толщина их стенки.

10.5. ПОСТАНОВКА ИССЛЕДОВАНИЙ В ФХГ

Проектирование геотехнологического процесса требует данных, полученных при специально выполненных исследованиях, которые проводятся для проверки технологической концепции процесса и установления его оптимальных параметров.

Выполнение эксперимента должно отвечать определенным требованиям: 1) постановка эксперимента должна позволить обобщить результаты на промышленный процесс; 2) изучать следует основные параметры, которые определяют ход процесса, но дают возможность до необходимых пределов расширить границы полученных результатов; 3) число экспериментов должно быть минимальным; 4) результаты должны быть критически оценены; 5) обработка данных должна быть представлена в форме зависимостей, готовых для использования при проектировании.

При методах ФХГ чрезвычайно затруднено получение надежной информации как о свойствах объекта разработки в исходном состоянии, так и о динамике технологического процесса. Кроме того, следует иметь в виду неполноту исходных данных, что в условиях большой изменчивости геологических и гидрогеологических свойств залежей сопряжено с риском недоучета их важных особенностей при разработке технологии. Еще более сложно получение объективной информации об изменениях, происходящих в горном массиве в процессе добычи, так как проведение опытных исследований в натуре часто либо нарушает технологический режим, либо технически и экономически неосуществимо. Единственным источником информации в ходе опытно-промышленных исследований служат добычные или специальные скважины, в которых размещаются датчики или приборы. Таким способом удается сравнительно легко измерять показатели, характеризующие рабочий агент и продукт добычи на поверхности. Измерение же показателей непосредственно в активной зоне процесса затруднительно.

Во многих случаях имеющейся информации оказывается недостаточно, что не дает возможности обеспечить оптимальный режим эксплуатации. В таких условиях натурные исследования исключают возможность воспроизведения экспериментов и, следовательно, возможность их оценки статистическими методами, а также возможность перенесения результатов эксперимента, проведенного на одном месторождении (или его участке), на другие месторождения (охватить опытными работами все условия невозможно), не позволяют выявить физические условия и механизм протекания процесса и исключить большое число влияющих на процесс случайных и неконтролируемых воздействий.

Отмеченные особенности натурного моделирования геотехнологических методов заставляют дополнить их сложным комплексом исследований методами математического и физического моделирования. Большое многообразие и сложность эффектов и явлений, лежащих в основе геотехнологических методов, вызывают необходимость определения по этапам параметров технологии и исследование важнейших закономерностей процессов. Методами математического и физического моделирования находятся некоторые осредненные характеристики процесса, которые по порядку искомых величин эквивалентны параметрам гипотетической скважины, являющейся как бы средней среди большого числа скважин в данных горно-геологических условиях. На основании этих параметров создаются опытно-промышленные предприятия по добыче полезных ископаемых. Параметры же отдельных реальных скважин могут сильно отличаться от средних, что в значительной степени усложняет управление процессом добычи. Поэтому, наряду с усовершенствованием исходных моделей процесса на базе дополнительной информации, получаемой в ходе промышленной эксплуатации, приходится выявлять дополнительные сложные связи между переменными, характеризующими работу конкретных скважин и всего предприятия в целом. При этом используются методы теории случайных процессов, корреляционно-регрессионный анализ, кибернетические и другие методы исследования, развиваемые в последние годы. Указанные методы позволяют, не вскрывая внутренних закономерностей физико-химических явлений, происходящих в недрах, получить количественные оценки связей и степень влияния на выходные параметры процесса различных природных, технологических и конструктивных факторов.

Модели процесса, позволяющие производить расчет средних показателей технологии и учитывать связи и степень влияния конкретных условий, могут быть положены в основу при создании управляющих и прогнозирующих алгоритмов системы автоматического управления геотехнологическими процессами добычи.

10.6. ПРИНЯТИЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ РАЗРАБОТКИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Все работы по оценке эффективности инвестиционных проектов осуществляются согласно «Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов и отбор их для инвестирования». «Рекомендации» утверждены Госстроем, Минэкономики, Минфином и Госэкономпромом РФ в 1994 г. и должны использоваться проектантами при принятии решения в области разработки полезных ископаемых.

В современных условиях стратегия инвестирования в горную промышленность особенно важна, поэтому ниже кратко рассмотрены

материалы семинара «Стратегия инвестирования в горную промышленность», проведенного специалистами Канады в 1993 г.

Технико-экономическая оценка сопровождает все этапы горного проекта и создает базис для вложения инвестиций. Вся работа подразделяется на несколько стадий.

1. Потребность в минеральных ресурсах постоянно возрастает. Поэтому необходима постоянная оценка разведки новых экономически жизнеспособных месторождений полезных ископаемых. Разведывать будут те полезные ископаемые, которые имеют спрос на рынке сырья, способом поглотить добавочные его поставки. Далее необходимо разработать программу разведки месторождений, которая бы отвечала наименьшему геологическому риску. Причем поиск следует вести в районах политически стабильных и гарантирующих право на разработку.

2. Разведка как таковая начинается с широкой оценки имеющихся материалов, проведения геохимических и геофизических работ, и только после этого приступают к бурению разведочных скважин, их опробованию и выработке технологии, на основе чего разрабатывается предварительная оценка месторождения.

На базе полученных материалов делается предварительная оценка капитальных и эксплуатационных издержек на основе компьютерных моделей, после чего комиссия принимает решение об вкладывании инвестиций в проектирование и строительство предприятия.

При оценке месторождения определяется его «ресурс» – рудное тело – и «запас» – та часть рудного тела, которую можно эффективно отработать (есть количество и качество руды и спрос на нее на рынке) – таким образом определяется осуществимость проекта.

3. Все горные проекты проходят через разведку месторождения, его исследования, подготовительные работы, разработку и ликвидацию предприятия, причем все стадии сопровождают экономические оценки, которые завершаются в ТЭО (технико-экономическое обоснование).

4. Что же содержит в себе отчет о предварительной оценке? Прежде всего это реферат, который суммирует отчет и дает рекомендации для дальнейшей работы.

5. В разведке минеральных ресурсов даются все данные по геологии, геофизике и геохимии месторождения.

6. В разделе о производстве описываются методы добычи и переработки, выбор оборудования, график добычи и возможности расширения производства.

7. Оценка капитальных вложений дает сметную стоимость с организационными расходами и расходами на капитальное строительство, а также расходы на погашение работ.

8. Оценка эксплуатационных расходов суммирует все расходы.

9. Финансовый анализ дает данные налоговой структуры, амортизации и сметы доходов, определяется норма прибыли, срок окупаемости.

10. С учетом всех материалов компетентными специалистами определяется риск строительства предприятия.

11. Большинство крупных проектов проходит через два предварительных ТЭО. Первое для оправдания крупных текущих проблем разведки месторождения и второе для анализа вариантов главных элементов проекта, чтобы привлечь инвесторов (необходимо выбрать промплощадку, выполнить геотехнологические и экологические исследования, технологические испытания, оценить стоимость проекта)

Предварительное технико-экономическое обоснование состоит из следующих разделов:

1. Введение (общие данные, исходные условия, выполненные исследования).

2. Обзор и заключение (описание концепции проекта, обзор финансового анализа, обзор капитальных расходов, обзор эксплуатационных расходов, заключение, рекомендации для будущих работ).

3. Описание месторождения (расположение и доступ, описание участка, собственность, история и предыдущие работы, климат, местные ресурсы).

4. Геология и запасы руды (региональная геология, местная геология, запасы руды, потенциал разведки).

5. Горные разработки (общие данные, методы добычи и проект рудника, извлечение и содержание запасов, план горных разработок и календарные планы добычи руды, выбор оборудования, площадки для отвалов, рабочая сила, обсуждение).

6. Технология (общие данные, результаты технологических опробований, разработка схемы переработки, проектные критерии, выбор оборудования, описание обогатительного завода, рабочая сила, обсуждение).

7. Подсобное хозяйство и технические средства (водоснабжение, хвостохранилище (отвалы), электроэнергия и ее распределение, мастерские/склады, связь, административные здания, жилищные здания, обсуждение).

8. Транспорт (подъездные пути, эксплуатационные материалы, погрузка-разгрузка продукта, рабочий транспорт).

9. Экологические соображения (разрешения, изучение исходной базы, рекультивация, обсуждение).

10. Строительный план (общие данные, график).

11. Капитальные расходы (основа оценки, добыча, переработка, подсобное хозяйство, косвенные расходы, расходы на погашение).

12. Эксплуатационные расходы (добыча, переработка, завод и службы, общие и административные расходы).

13. Финансовый анализ (сбыт и доходы, прогноз наличного оборота, суммарные данные).

База данных должна содержать все действующие федеральные и муниципальные налоги, правила амортизации, отчисления собственнику, договоры и т.д.

Заключительное ТЭО горного проекта является кульминацией всех разведок, исследований и технических работ, которые были проведены для оценки геологических, горных, технологических и вспомогательных сторон проекта. Это исследование подчеркивает то, что известно без всяких сомнений, представляет и рассматривает относящуюся к делу информацию и ссылается на все вспомогательные данные.

Как правило, заключительное ТЭО, основанное на самом привлекательном варианте проекта согласно предварительному ТЭО, готовится для достижения трех целей:

• неопровержимо доказать, что проект выполнен технически грамотно, экономически жизнеспособен, работоспособен и выполним;

• представить достаточное количество вспомогательных данных, чтобы превратить этот отчет в документ, приемлемый банками и другим источниками финансирования проекта;

• обеспечить устойчивый план проекта, пригодный, чтобы приступить к детальному плану и строительству без каких-либо значительных изменений;

Основные характеристики этого уровня исследования суммированы ниже:

1. Запасы руды высчитаны и подтверждены с достаточной уверенностью как достоверные и прогнозные запасы.

2. Составлен проект рудника на основании данных горных проб.

3. Самый привлекательный вариант развит достаточно подробно, чтобы обеспечить одобрение проекта.

4. Инженерные работы продвинуты до уровня, достаточного для подготовки документа обоснования проекта и для подготовки достоверных детальных данных по расходам.

5. Представлены заключительные отчеты об экологическом воздействии и заявления о разрешениях.

6. Уровень непредвиденных расходов от 10% до 15%.

7. Обосновано ассигнование средств на проектирование и строительство.

Заключительное технико-экономическое обоснование содержит:

1. Суммарный отчет для руководства. (реферат, заключение и рекомендации, описание проекта, финансовый анализ, геология, оруденение и запасы руды, план горных разработок, перерабатывающий завод, хвостохранилище, инфраструктура, экологические последствия и смягчающие меры, проект погашения, капитальные издержки и график строительства, эксплуатационные расходы).

2. Введение и исходные условия (введение, изучение целей, изучение возможностей).

3. Финансовый анализ (данные и предположения, результаты).

4. Геология, оруденение и запасы руды (региональная геологическая обстановка, геология и оруденение месторождения, запасы и типы руды, качественный анализ проб, потенциальное расширение запасов).

5. Добыча (график разработок, добыча, отвалы пустой породы и дренаж, экологические воздействия разработок).

6. Выбор площадки, подъездных путей и откатки руды (расположение заводской площадки, доступ к промплощадке).

7. Поверхностный комплекс (программа технологических опробований и результаты, проектировочные критерии, схема переработки и проект завода, процесс управления).

8. Хвостохранилище (если необходимо) (результаты лабораторных испытаний отходов, емкость хранилища, система отводящих трубопроводов, водохозяйственная система процесса, измерительные приборы).

9. Водохозяйственные мероприятия (требования и источники, снабжение питьевой водой и удаление отходов с санитарной обработкой, поверхностный сток, экологические отчеты).

10. Подсобные хозяйства и службы (здание завода, подсобные хозяйства, удаление отходов и обработка сточных вод, снабжение свежей водой, склад горючего, административный комбинат, складирование, безопасность).

11. Электроснабжение и распределение (обзор и потребности электроэнергии, общие параметры конструктивного решения, распределение электроэнергии).

12. Связь и инфраструктура (техника связи, транспорт, жилплощади).

13. Социально-экономическое воздействие и человеческие ресурсы (социально-экономические соображения, план подготовки рабочей силы, передача технологии, воздействия на общественность).

14. План строительства (общие сведения, подъездные пути, площадка завода, хвостохранилище, электроснабжение, экологические воздействия строительства, график).

15. Экологические вопросы (общие соображения, процесс получения разрешений, состояние разрешений, экологическое и здравоохранительное законодательство).

16. Проект погашения (рудник и площади отвалов, площадка завода и инфраструктура, контроль погашения).

17. Капитальные издержки (суммарный отчет, сфера действия, база оценки, предположения, исключения).

18. Эксплуатационные расходы (суммарный отчет, горная разработка, завод и администрация, экологический контроль).

19. Расходы по погашению работ (человеческий ресурсы, горная разработка и отвалы, завод, контроль после погашения).

20. Маркетинг (структура промышленности, историческое и запроектированное отношение предложения/спроса, спрос, предложение и тренд цен, конкуренция, контракты маркетинга, преимущества проекта).

21. Права, собственность и юридические вопросы (владение собственностью, лицензии, заявки на отвод участка для горной разработки, права на поверхность земли, права на воду, правила о разрешениях, налогообложение, рабочее законодательство).

Приложения. Подоходные налоги и отчисления собственнику, наличный оборот; фрагмент расчета капитальных издержек, карты и чертежи, список ссылок на предыдущие отчеты.

Какой проект самый лучший? Не существует "лучшего подхода". Каждый проект должен быть оценен на основе его уникальных обстоятельств, принимая во внимание ограничивающие факторы объема работ, времени, расходов и качества. Политика компании может диктовать условия подхода, даже если он не самый подходящий. Это, конечно, повлияет на каждый из ограничивающих факторов проекта.

Анализ риска. В проекте риск является естественным явлением. Анализ риска – это процесс, определяющий зоны риска, которые могут повлиять на успешное выполнение проекта, это также процесс принятия необходимых мер для снижения риска до приемлемого уровня. Анализ риска состоит из трех фаз: определения, измерения и управления.

Отождествление риска. Неотождествленным риском невозможно управлять или его контролировать. Поэтому отождествление риска – это первая ступень программы управления риском. Отождествление риска продолжается в течение всего времени осуществления проекта и опирается на способности, опыт и интуицию всей проектной рабочей группы. Риск входит в сущность проекта и извлекается из шести общих источников:

• технический риск – относится к технологическим неопределенностям в связи с использованием новой технологии или неправильной эксплуатацией существующей технологии;

• контрактный риск – относится к правам и обязанностям участников по контракту, включает такие пункты, как недостаток четкости определений контракта, несовершенные коммуникации и несвоевременность контрактной администрации;

• финансовый риск – относится к управлению и рыночному риску и касается рентабельности, использования ресурсов и вопросов цен;

• Социально–экономический риск – относится к социальным, экономическим и политическим неопределенностям проекта;

• Риск, связанный с расписанием – относится к факторам, влияющим на выполнение расписания проекта: погода, продуктивность рабочей силы, существенные изменения (т.е. производительность труда, чрезмерные перемены);

• Риск, связанный с расходами – относится к факторам, влияющим на вероятность распределения конечных расходов проекта (т.е. объем работ, цены на материалы, повышение стоимости).

Измерение риска. **Как только риск определен, чрезвычайно важно, чтобы он был измерен с точки зрения частоты происшествий и значительности потерь. Если в результате риска что-то случается, это может повлиять на расходы проекта, на расписание, на расходы и расписание вместе взятые и может несомненно повлиять на рентабельность проекта. Риск должен быть измерен, чтобы получить ответ на вопросы:**

• Осуществим ли проект?

• Правильны ли оценки?

• Все ли относящиеся к делу факторы учтены?

• Какого рода риск приемлем?

Тип анализа, представленного для определения риска, зависит от того, является ли целью оценка возможных случаев (расходов), управление расписанием или анализ рентабельности. Любой из следующих методов может быть использован:

• традиционный метод – полагается на опыт и суждение аналитика (т.е. определение непредвиденных расходов, используя процентные коэффициенты или факторы, выведенные в результате суждения);

• аналитический метод – полагается на статистические способы преобразования нормального измерения неопределенности в смешанное значение неопределенности проекта;

• решения методом "дисижн три" – используются в ситуациях, где решение, которое должно быть смоделировано, лучше всего представляется как последовательность взаимосвязанных решений. "Дисижн три" могут обратить комплексную последовательность решений в несколько меньшие, связанные между собой решения.

Управление риском. Компромисс между ожидаемой выгодой и риском – общая дилемма для всех участников выполнения проекта. Более консервативные компании готовы допустить меньшие выплаты для того, чтобы уменьшить риск. Наиболее важной целью анализа риска является управление этим риском. Управление риском – это процесс, имеющий своей целью контроль различных видов риска в объеме, распи-

сании, расходах, контрактах, качестве и ресурсах проекта. Процесс должен быть продолжающимся, чтобы обеспечить правильное выполнение и учитывать изменяющиеся условия. Так как не существует двух одинаковых проектов, процесс управления риском должен быть гибким и соответствовать специфическим требованиям проекта. Одна характеристика управления риском несомненна – управление риском начинается с обзора концепции объема проекта и продолжается в течение всего времени его выполнения.

Некоторыми общими целями хорошо организованных программ управления риском являются следующее.

- Оценка различных факторов риска проекта.
- Разработка и документирование логических оценочных предположений.
- Задание специфической ответственности за резервы.
- Ударение на раннее опознавание потенциальных изменений и требований.
- Контроль использования резервов со специальным процессом одобрения их перемещения.
- Отчет о резервных изменениях в системе контроля проекта.
- Анализ уровня потребления резервов в соответствии с этапом выполнения проекта.

Одна из главных процедур оценки проекта – привлечение квалифицированных экспертов фактически для каждого раздела проекта.

10.7. ИНВЕСТИЦИОННЫЙ РИСК И ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ПРОЕКТОВ[1]

Инвестиционная деятельность всегда направлена в будущее. Инвестиционный проект имеет целью создать рыночное благополучие компании со взглядом вперед и предусматривает меры, которые необходимо начать предпринимать сегодня, чтобы обеспечить конкурентоспособность компании завтра или даже послезавтра. Периоды необходимой заблаговременности инвестиционной деятельности нередко измеряются многими годами. А это означает, что инвестиционный проект базируется на предположениях о том, каким будет это, еще не увиденное, не прощупанное, по существу гипотетическое, чисто прогнозное будущее. Точность таких прогнозов, по самой своей сути, никогда не может быть стопроцентной. Иными словами, инвестиционным проектам объективно присуща та или иная мера риска – инвестиционного риска, как его в этих случаях называют.

[1] Написано действ. членом РАЕН, д.э.н., проф., Астаховым А.С.

Риск тем выше, чем более удаленную перспективу затрагивает реализация проекта. Чем дальше в будущее, тем менее точными становятся возможности видения деталей. Тем менее надежными становятся оценки, суждения, прогнозы. И тем меньше уверенность даже в том, что будет осуществлен именно рассматриваемый вариант и что будущее не выявит каких-то совершенно новых, сегодня неожиданных обстоятельств. При большем горизонте прогнозирования расширяется перечень принципиально возможных альтернатив, препятствия к их осуществлению во многом исчезают. В числе доступных решений появляются радикально новые. Проблема проектирования в целом выглядит так: не заглядывать в будущее нельзя, но и точно разглядеть его – весьма трудная задача. Хотим мы того, или не хотим, но с увеличением глубины прогнозирования резко расширяется спектр возможных решений, но столь же значительно падает надежность их детальности.

Для отраслей минерально-сырьевого комплекса разработка прогнозов и инвестиционных проектов, направленных в отдаленное будущее, имеет особенно важное значение. Вместе с тем, здесь особенно велик и риск просчетов и мала надежность прогнозов: ведь начальным объектом прогнозирования выступают запрятанные в недра и слабо разведанные минеральные ресурсы. Специфическими факторами, определяющими повышенную величину инвестиционного риска в горнодобывающих отраслях, являются неточность представлений о характеристиках запасов месторождений, шахтных полей и их участков и крайнее их непостоянство. Информацию о наличии, качестве и условиях залегания полезного ископаемого накапливают лишь по мере продвижения геологоразведочных работ на поле.

Недостаточная надежность инвестиционных проектов в горном деле – следствие ошибок трех видов:

1) ошибки в геологических характеристиках запасов месторождения или поля. Речь идет как о количественных оценках запасов, так и об особенностях их территориального залегания, эффективности и качества;

2) просчеты самих проектировщиков при выборе технических средств и определении технико-экономических показателей проекта. Недопущению таких просчетов могут способствовать организация экспертизы выполняемых проектов и введение материальной ответственности проектантов за достижение запроектированных ими показателей;

3) ошибки в принятии тех или иных гипотез развития "внешней среды", в которой будет работать проектируемое предприятие. Под "ситуациями внешней среды" понимают гипотезы состояния перспективного рынка и спроса на рассматриваемую продукцию, цены

на эту продукцию, которую готов заплатить потребитель, наличие конкурентов, возможности и формы государственной поддержки предприятия, появление новых технических средств и т.п. Особенно большое значение в современных условиях имеет малая предсказуемость общеполитической ситуации, экономической и социальной обстановки в горнодобывающих регионах и темпов развития рыночных условий в стране. Практически единственным способом снизить вероятность ошибок данного типа может быть проведение параллельных расчетов проекта применительно к разным гипотезам о состоянии внешней среды (например, для разных уровней цен рыночной реализации продукции) и проверка "устойчивости" показателей проекта в случае изменений условий этой внешней среды.

Наиболее предпочтительными вариантами проектных решений признают те, которые *легче адаптируются к возможным изменениям внешней среды*. Под адаптируемостью при этом понимается возможность перестройки проектного решения в случае существенных изменений внешней среды. Степень этой адаптируемости зависит, во-первых, от гибкости заложенной в проект технологии и, во-вторых, от необходимых затрат на эту перестройку (так называемых адаптационных затрат). Адаптируемость и величина адаптационных затрат у разных проектов может быть различной. В конечном счете более предпочтительными могут оказаться проекты и варианты даже с более высокими прямыми издержками, но с небольшими адаптационными затратами, то есть проекты и варианты с большими возможностями гибкой подстройки к изменяющимся внешним условиям.

По мере увеличения периода ("горизонта") прогнозирования показателей резко снижается их надежность. Даже в самые стабильные эпохи делать более или менее реалистичные прогнозы более чем на 15 лет обычно не удавалось. К счастью, экономическое значение показателей отдаленного будущего является, с позиций "фактора времени", вообще не столь уж важным. В расчетах эффективности проектов это отражается с помощью процедуры дисконтирования разновременных затрат. Под **дисконтированием** разновременных затрат и эффектов понимается процедура приведения к базисному моменту времени затрат, результата и эффектов, возникающих в будующем.

При этом практическая значимость ошибок, допускаемых в расчетах отдельных показателей проекта, в большой степени зависит от момента их возникновения: ошибки в уровнях отдельных показателей, относящихся к отдаленному будущему, в несколько раз менее значимы, чем просчеты в уровнях затрат ближайших лет. Поэтому лишь очень крупные просчеты в оценке параметров отдаленного будущего реально искажают оценку эффективности проекта в целом. С учетом сказанного, проектные ошибки, проявляющиеся в очень уж отдаленном будущем,

играют реально большую роль лишь в той своей части, которая относится к наиболее крупным просчетам стратегического характера. Именно на недопущение таких стратегических просчетов и направлена разработка долгосрочных инвестиционных прогнозов, программ и проектов. В целом же продление горизонтов расчета показателей проекта имеет смысл лишь до тех пределов, пока достигаемые уточнения проекта превышают вероятные последствия растущих ошибок прогнозирования. В частности, как правило, лишена смысла разработка проекта развития горного предприятия на весь срок его будущей службы, обычно превышающий 25–30 лет: более реалистичным в этих случаях будет ограничить расчеты периодом отработки одного-двух первых горизонтов.

Технологические и коммерческие решения, закладываемые в разные проекты и варианты, могут различаться по степени сопряженного риска. Инвестору, вкладывающему деньги в проект, нужны оценки сравнительной рискованности рассматриваемых решений. Их можно осуществлять несколькими способами.

Простейший из этих способов – прибегнуть к мнению бригады опытных и знакомых с рассматриваемой ситуацией экспертов. В этом случае каждого эксперта просят отнести рассматриваемый проект к группе "невысокой", "умеренной", "повышенной" либо "большой" рискованности. Усредненное мнение экспертов дает качественную характеристику степени риска, связанного с осуществлением проекта.

Для более обоснованных суждений о величине проектного риска необходимо численно оценить вероятности возникновения отдельных ситуаций, не предусмотренных проектом. К ним относят возможные изменения рыночного спроса на МС, появление неожиданных конкурентов, изменение условий экспорта-импорта продукции и технических средств и т.д. Показатели эффективности проекта рассчитывают отдельно для каждого из наиболее вероятных изменений ситуаций. Затем экспертным путем дают оценку вероятностей возникновения каждой из этих ситуаций. После чего выполняют расчет эффекта, приносимого проектом, с учетом возможного возникновения отдельных ситуаций:

$$Э_i = \sum_j Э_{ij} v_{ij} ,$$

где $Э_{ij}$ – эффект по данному варианту в случае возникновения j-й ситуации, v_{ij} – вероятность возникновения j-й ситуации в долях единицы.

По величине отклонения эффекта $Э_i$, определенного по этой формуле, от первоначально рассчитанного эффекта (без учета факторов риска) можно судить о степени общей рискованности, присущей данному проекту: чем больше это отклонение, тем риск выше, тем осторожнее должен вести себя инвестор, решаясь на свое участие в

осуществлении проекта.

При оценке степени риска, присущей проекту, должны быть отражены также и возможные ошибки при расчете технико-экономических показателей проекта. С этой целью проводят оценку чувствительности расчетного эффекта к возможным неточностям исходных данных. При этом принятые вначале исходные данные (технологические характеристики эффективности оборудования, затраты, цены) "раскачивают" в обе стороны в интервале, допустим, ± 15 %. Эффект пересчитывают применительно к каждому из произвольно задаваемых (в пределах данного интервала) значений исходных данных. На основе полученных новых значений эффекта делают выводы о степени надежности (устойчивости) его оценок. Далее по полученным данным определяют пограничные значения важнейших факторов, в случае не превышения которых вариант все еще остается эффективным.

Ввиду непредсказуемости точных условий будущего, большое место при выборе вариантов должно быть отведено анализу их способности к возможным перестройкам в случае изменения внешних условий, т.е. определению их адаптационной способности. Численно она определяется прогнозной величиной затрат на перестройку ("адаптационные затраты").

Важное место в расчетах эффективности инвестиционных проектов отводят определению "пороговых", предельных значений основных показателей, при превышении которых вывод о конечной эффективности варианта изменяется на противоположный.

Оценки сравнительной эффективности проектов радикального типа имеют смысл только по отношению к будущим условиям внешней среды и в сравнении с другими конкурентоспособными альтернативами. Сравнения с фактическими условиями и технологиями сегодняшнего дня не имеют решающего значения для выбора наивыгоднейшего варианта таких проектов.

Литература

1. Грабовников В.А. Геотехнологические исследования при разведке металлов. М., Недра, 1983.
2. К методике расчета основных параметров добычи полезных ископаемых геотехнологическими методами. /В.Ж. Аренс, Г.Х. Хчеян и др. ФТПРПИ, 1981. №5 С. 77-78.
3. Г.Д. Лисовский, Д.П. Лобанов и др. Кучное и подземное выщелачивание металлов. М., Недра, 1982.
4. Лунев Л.И., Грабовников В.А. Толкунов Б.Л. Инженерные расчеты подземного выщелачивания металлов. М., МГРИ, 1977.
5. Методические вопросы исследований в геотехнологии. Вып. 1-5, Депон. БУ ВИНИТИ, 1978.
6. Общесоюзные нормы технологического проектирования россолопромыслов. /В.А. Резников, А.Ф. Студенцов, А.С. Шнейдер, и др. Л., ВНИИГ, 1981.
7. Строительство и эксплуатация рудников кучного выщелачивания. /В.Н. Мосинец, Д.П. Лобанов и др. М., Недра, 1987.
8. А.С. Астахов и др. Экономика горного производства. М., изд. АГН, 1997.
9. В.М. Агалкин, Е.Е. Жоголева. Эффективное управление сложными инвестиционными проэктими (практическое пособие). М., М.И.С. 1995.

11. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ МЕТОДОВ ФХГ

Технико-экономические показатели методов ФХГ, с одной стороны, определяются исходными физико-геологическими условиями разрабатываемого месторождения, с другой – принимаемыми техническими и технологическими решениями. Параметры технологии (управляемые величины, характеризующие процесс добычи) определяют показатели метода для его экономической оценки и сравнения как по структуре капитальных вложений, так и по размерам эксплуатационных и трудовых затрат.

Экономические условия разработки связаны с географией месторождения (районный коэффициент удорожания, надбавки к заработной плате, отпускные цены на энергию, материалы, оптовая цена полезного ископаемого, степень риска и т.д.).

Технические, технологические и конструктивные решения (предельная глубина, средства бурения, добычи, подъема, транспорта, расстояние между скважинами, их диаметр, параметры рабочих агентов, извлечение полезного ископаемого из недр и т. д.) в основном определяются экономической целесообразностью в соответствии с условиями разработки и техническими возможностями сегодняшнего дня. Так, например, при СГД параметры добычной камеры, с одной стороны, определяются устойчивостью покрывающих пород, а с другой – максимально возможным радиусом действия принятого добычного оборудования.

Разнообразие физико-геологических условий разработки, возможных технических, конструктивных и технологических решений требует при проектировании каждого конкретного предприятия оптимизации параметров процесса добычи с помощью экономико-математического моделирования.

11.1. ОСОБЕННОСТИ ЭКОНОМИКИ МЕТОДОВ ФХГ

Для суждения об эффективности методов ФХГ необходимо четкое знание экономики производства. Специфика последней определяется особенностями факторов производства, связанных с предметом труда, техникой, технологией и организацией производства, а также квалификацией персонала. Их сопоставление для традиционных и геотехнологических методов добычи приведено в табл. 11.1.

В отличие от традиционных способов добычи организация труда при ГМ характеризуется поточностью и непрерывностью, являющимися следствием более высокой комплексной механизации и автоматизации отдельных звеньев производства, которые требуют высокой степени согласованности работы отдельных участков предприятий и соответствия мощностей вспомогательных и обслуживающих цехов мощностям основных звеньев и процессов производства.

Таблица 11.1.

Фактор производства	Общая характеристика производства в добывающих отраслях при методах добычи	
	традиционных	геотехнологических (ФХГ)
Предмет труда	Полезное ископаемое в изменяющихся горно-геологических условиях	Полезное ископаемое в изменяющихся горно-геологических условиях, как правило, осложненных глубиной залегания, обводненностью, пониженным содержанием полезного компонента и т. д.
Техническая база	Добывающие машины в забоях, частичная механизация вспомогательных процессов, значительная часть работ выполняется вручную	Насосы, компрессоры, аппараты для приготовления реагентов и т. д. Незначительная часть работ выполняется вручную
Организация труда на производстве	Бригадная (комплексная и специализированная). Прерывная, цикличная организация производства в течение смены, суток и недели	Преобладает непрерывная поточная организация производства в течение смены, суток и года
Технология производства	Механическое отделение полезного ископаемого	Растворение, выщелачивание, плавление, горение, гидроразрушение
Квалификация труда работающих	Значительное число малоквалифицированных рабочих, занятых во вспомогательных и обслуживающих цехах	Высокая квалификация рабочих, незначительное число малоквалифицированных рабочих
Место нахождения работающего персонала, занятого в производственном процессе	При подземных работах	Отсутствие работы под землей

Условия труда на предприятиях, использующих ФХГ, требуют повышения квалификации рабочих, овладения новыми специальностями, не свойственными традиционным методам добычи полезных ископаемых. Таковы, например, специальности оператора по добыче, машиниста агрегатов по производству реагентов и т. д.

Изменение технологии, организации труда и квалификационного состава работающих находят отражение в уровне и структуре себестоимости производимой продукции.

Наряду с перечисленными особенностями физико-химических методов, находящими непосредственное отражение в экономических показателях добычи, ФХ методы характеризуются также изменением (в благоприятную сторону) влияния на природные ресурсы (земельные угодья, лесные массивы, водные ресурсы и др.).

Таким образом, в сфере экономики физико-химических методов есть целый комплекс задач, к основным из которых следует отнести: создание методики сравнительной оценки экономической эффективности ФХМ и традиционных методов разработки месторождений полезных ископаемых и определение на ее базе области экономически целесообразного применения новых методов, изучение структуры затрат и разработку методик их планирования и учета, разработку методики учета влияния новых методов на природные ресурсы при определении их эффективности: экономическое обоснование оптимального коэффициента извлечения полезного ископаемого из недр, экономико-математическое моделирование параметров физико-химического производства и т. д.

11.2. МЕТОДИКА ВЫБОРА МЕТОДА РАЗРАБОТКИ

Существенные отличия физико-химических методов от методов открытой и подземной разработки обусловливают определенную специфичность способов сравнительной экономической оценки их. При открытой или подземной разработке, как правило, получают горную массу, а при геотехнологических методах – готовый продукт. Естественно, сравнение различных технологий разработки должно производиться по сумме затрат на получение конечного продукта, включая добычу, обогащение и др. Эффективность разработки оценивается по трем основным показателям – удельным капитальным вложениям, себестоимости и производительности труда. Кроме этого, при оценке вариантов следует учитывать рентабельность, срок окупаемости затрат, время строительства предприятия, коэффициент фондоотдачи, годовой экономический эффект, а также снижение потребности в дефицитном оборудовании и материалах. Необходимо учитывать также и социальные факторы – условия труда рабочих. С этой точки зрения геотехнологические методы перспективнее других, так как они не требуют присутствия людей в очистных выработках.

Общеизвестно, что горное производство характеризуется большой трудоемкостью и высоким удельным весом пассивных фондов предприятия (горных выработок и др.). В целом добыча полезного ископаемого обычными методами весьма фондо- и капиталоемкая отрасль производства (в основном за счет горных выработок). Кроме того, в течение всего периода эксплуатации горнодобывающего предприятия приходится регулярно (за счет капитальных затрат) подготавливать все новые и новые участки для добычи. При геотехнологических методах предприятия характеризуются малыми пассивными и увеличенными активными фондами, так как геотехнологический процесс добычи сводится к бурению добычных скважин, их оборудованию и подготовке к эксплуатации, а технология добычи не требует огромного задела (выполненного объема горных работ). Благодаря этому трудоемкость добычи и капитальные затраты при геотехнологических методах меньше, чем при других.

Варианты разработки месторождения различными методами следует прежде всего сравнивать по экономической эффективности $Э_э$, определяемой по формуле

$$Э_z = (c_1 + Er_1) - (c_2 + Er_2), \qquad (11.1)$$

где c_1, c_2 – себестоимость, r_1, r_2 – удельные капитальные затраты по вариантам, E – коэффициент эффективности.

Сравнение вариантов по формуле (11.1) – необходимая, но недостаточная оценка из-за отсутствия учета уровня потерь полезного ископаемого. Сопоставление абсолютной величины потерь по сравниваемым вариантам не позволяет судить о преимуществах того или иного метода, так как они находятся в тесной взаимосвязи с экономическими показателями производства.

Экономические последствия от потерь могут быть выражены разностью между ценностью теряемой части запасов и денежным выражением возмещения допущенных потерь,

$$Э_п = Б_п Ц_п - Б_и b_п, \qquad (11.2)$$

где $Б_п$, $Б_и$ – соответственно количество потерянного и извлеченного полезного ископаемого, $Ц_п$ – ценность 1 т потерянного полезного ископаемого, $b_п$ – величина возмещения на 1 т добытого полезного ископаемого.

Ценность 1 т потерянных в недрах запасов определяется сложением затрат: на разведку 1 т балансовых запасов, удельных капитальных затрат на добычу 1 т балансовых запасов, величины недополучаемой прибыли от реализации 1 т полезного ископаемого.

Затраты на недополучаемую прибыть $З_{пр}$ могут быть определены как разность между оптовой ценой и себестоимостью добычи 1 т полезного ископаемого. Однако эта величина является лишь условной прибылью предприятия. При постоянной добыче потерянная прибыль проявится только в конце отработки балансовых запасов через время т. Поэтому в расчете недополучаемой прибыли следует учитывать коэффициент приведения $K_{пр}$, который определяется сроком отработки месторождения и коэффициентом эффективности капитальных затрат. В результате получаем

$$З_{пр} = \frac{Ц_о - c}{K_{пр}} = \frac{Ц_о - c}{(1+E)^r} \qquad (11.3)$$

Из сказанного следует, что ценность 1 т балансовых запасов при различных методах будет различной и является функцией глубины залегания рудного тела и условий разработки.

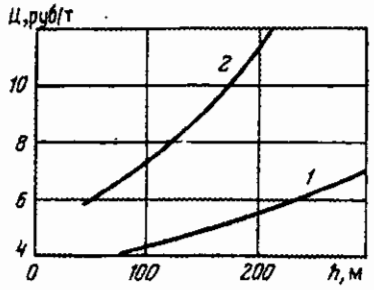


Рис. 11.1. Графики зависимости ценности 1 т балансовых запасов от глубины залегания залежи:
1 – при ПВС, 2 – при добыче открытым способом

На рис. 11.1 показаны результаты расчета ценности 1 т балансовых запасов серы для открытого способа добычи и метода ПВС в зависимости от глубины залегания рудного тела. Из графика видно, что ценность балансовых запасов при ПВС ниже, чем при открытой добыче, и с глубиной изменяется незначительно в отличие от открытой добычи. Поэтому при сравнении традиционных способов добычи с геотехнологическими необходимо учитывать разницу в ценности теряемых балансовых запасов

$$Э_п = Б_м^г Ц_п^г - Б_п^m Ц_п^m - Б_м^г b_п^г, \qquad (11.4)$$

где индексы «*m*» и «*г*» – соответствуют традиционным и геотехнологическим методам разработки.

Важной проблемой при определении сравнительной экономической эффективности в условиях дефицита трудовых ресурсов становится учет трудовых затрат. При геотехнологических методах, характеризующихся, как правило, сокращением трудовых затрат, учет этого фактора особенно актуален.

При определении сравнительной экономической эффективности его можно учитывать следующим образом:

$$Э_г = \left(c_1 + Er_1 + n_н N_1\right) - \left(c_2 + Er_2 + n_н N_2\right), \qquad (11.5)$$

где $n_н$ – нормативная прибыль, приходящаяся на одного работающего в сфере материального производства за год, N_1, N_2 – число работающих на сравниваемых предприятиях.

При сравнительной оценке методов разработки месторождений необходимо учитывать также показатель рентабельности $Э_р$:

$$Э_р = \left(c'_о - c'\right) / \left(Ф_о + Ф_{об}\right), \qquad (11.6)$$

где $c'_о$ и c' – соответственно стоимость и себестоимость годового объема продукции, $Ф_о$ и $Ф_{об}$ – соответственно среднегодовая стоимость основных производственных фондов и нормируемых оборотных средств.

Важное значение имеет сокращение срока до окупаемости капиталовложений.

$$\tau_о = 1/Э_р . \qquad (11.7)$$

Экономическая эффективность капиталовложений зависит не только от снижения себестоимости и удельных капиталовложений, но и от времени, по истечении которого предприятие начинает приносить доход.

Важным показателем экономической эффективности методов разработки является коэффициент фондоотдачи $Э_о$, определяемый по формуле

$$Э_о = A_{год} c'_г / K_о . \qquad (11.8)$$

При оценке различных методов следует принимать во внимание также показатели, характеризующие производительность труда, безопасность работ степень риска и др.

11.3. СТРУКТУРА КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ

Величина капитальных вложений при физико-химических методах складывается из затрат на подготовку поверхности, бурение скважин, основное и прочее оборудование, добычи, производства рабочих агентов и переработки продуктивных флюидов, вспомогательные объекты и прочие затраты (энергетическое хозяйство и связь, автодороги, автотранспорт, ремонтное хозяйство, административно-бытовой комбинат, склады, благоустройство, временные здания и сооружения, непредвиденные работы и затраты).

Характерная особенность горнодобывающей промышленности – значительный уровень капитальных затрат. ФХМГ в отличие от традиционных методов позволяют снизить уровень капитальных вложений в 1,5–2 раза. Это обусловлено резким снижением затрат на сооружение горно-капитальных выработок.

Анализ структуры капитальных затрат на строительство предприятий показал, что из объектов основного производственного назначения наибольшие капитальные вложения приходятся на скважины, добычные агрегаты, объекты подготовки рабочих агентов и переработки продуктивных флюидов и объекты энергетического хозяйства. Затраты на перечисленные объекты, составляющие около 60 % общих капитальных затрат, в основном обусловливаются производственной мощностью предприятия и определяются технологическими показателями добычи,

которые зависят от условий отрабатываемых месторождений и принимаемых технических решений.

Рассмотрим подробнее эти зависимости. В качестве капитальных рассматриваются затраты на добычные скважины, сооружаемые в период строительства предприятия. Как правило, число этих скважин соответствует годовому объему отработки для создания необходимого фронта работ.

Затраты на сооружение добычных скважин определяются произведением затрат на одну скважину и их число. При постоянных горно-геологических условиях это определяется числом скважин, отрабатываемых в первый год, т. е. частным от деления планового годового объема добычи на добычу из одной скважины.

Затраты на оборудование скважины или добычные агрегаты аналогичны затратам на сооружение добычных скважин и определяются их стоимостью и числом. Число работающих скважин, необходимых для выполнения плана, определялось выше (см. гл. 9).

Затраты на создание узла приготовления рабочих агентов и переработки продуктивных агентов определяются капитальными затратами в расчете на единицу мощности, их удельными затратами и плановым объемом добычи.

Затраты на прочие объекты могут рассматриваться как величины, определяемые мощностью предприятия и в меньшей степени зависящие от технологических показателей добычи.

Основными технологическими показателями, определяющими уровень рассмотренных капитальных затрат, являются добыча из одной скважины, ее производительность и удельные затраты рабочих агентов, т. е. на уровень капитальных затрат влияют глубина залегания рудного тела и физико-геологическая обстановка.

11.4. ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ТРУДА И СЕБЕСТОИМОСТЬ ДОБЫЧИ

Современная тенденция технологии добычи и переработки полезных ископаемых заключается в отказе от многооперационных механизированных процессов и переходе к малооперационным процессам с полным автоматическим управлением.

Природа экономических показателей, характеризующих затраты труда и средств на разработку месторождения, определяется всей совокупностью геологических и горно-технических условий производства. Производительность труда при геотехнологических методах зависит от трудоемкости: работ по добыче и обслуживанию скважин, горно-подготовительных работ (бурение скважин и их оборудование), работ по

производству рабочих агентов и вспомогательных работ. Она определяется горнотехническими условиями эксплуатируемого месторождения и технологическими параметрами. Производительность труда на добычных и подготовительных работах зависит от горно-геологических условий месторождения, которые характеризуются глубиной разработки, производительностью залежи $P_з$ (т) с 1 м^2 ее площади, определяемой

$$P_з = m\sigma\rho\eta_и, \qquad (11.9)$$

где m – мощность продуктивного пласта, σ – содержание полезного компонента, $\eta_и$ – извлечение, ρ – плотность полезного ископаемого.

Важными показателями, характеризующими условия разработки, являются производительность залежи с радиуса площади действия скважины и количество полезного ископаемого, которое может быть получено с 1 м скважины. Этот показатель используется для характеристики различных участков месторождения.

Из вышесказанного ясно, что продуктивность скважины (а следовательно, и производительность труда) в значительной степени определяется не только содержанием полезного ископаемого и мощностью залежи, но и коэффициентом извлечения, радиусом зоны действия скважины и глубиной разработки. Для оценки производительности труда на предприятии можно использовать показатель $П_т$, определяемый по формуле

$$П_т = \frac{A_{сут}}{T_и + T_в + T_п + \dfrac{A_{сут}}{П'}}, \qquad (11.10)$$

где $A_{сут}$ – суточная добыча полезного ископаемого по руднику, $T_и$ – трудоемкость производства рабочих агентов, израсходованных на добычу, чел.-смен, $T_в$ – трудоемкость вспомогательных работ, чел.-смен, $T_п$ – трудоемкость бурения и подготовки скважин, подготавливаемых к эксплуатации, чел.-смен, $П'$ – производительность труда рабочего, занятого на добыче, т/смену.

Из сказанного можно сделать вывод, что увеличение производительности труда при физико-химических методах должно достигаться за счет оптимизации параметров технологического процесса и усовершенствования организации труда, направленных на реализацию потенциальных возможностей всех производственных операций.

Расчет себестоимости полезного ископаемого при геотехнологических методах добычи. Себестоимость полезного ископаемого c', добытого физико-химическими методами, складывается из затрат на производство рабочих агентов c'_1, бурение и оборудование скважин c'_2, эксплуатацию скважин c'_3 и прочих затрат c'.

Затраты на производство рабочих агентов c_1 в основном зависят от горно-геологических условий месторождения и определяются по формуле

$$c_1 = q'a, \qquad (11.11)$$

где q' – расход рабочих агентов на добычу 1 т полезного ископаемого, a – затраты на производство 1 м^3 рабочих агентов.

Затраты на производство рабочих агентов существенно влияют на себестоимость полезного ископаемого (рис.11.2, *а*). Выше говорилось, что затраты на бурение и оборудование скважин существенно изменяются от диаметра скважин, мощности и глубины залегания залежи. Наиболее просто и показательно характеризовать эти затраты c'_2 произведением стоимости $c_б$ бурения и оборудования 1 м скважины на удельный объем скважины y' (объем, необходимый для получения 1 т полезного ископаемого)

$$c'_2 = c_б y' \ , \qquad (11.12)$$

где

$$y' = h/A_{ск} \ . \qquad (11.13)$$

Объем полезного ископаемого $A_{ск}$, полученный из скважины за время ее эксплуатации, определяется по формуле

$$A_{ск} = \pi R^2 m \rho \eta \sigma, \qquad (11.14)$$

где R – радиус действия скважины.

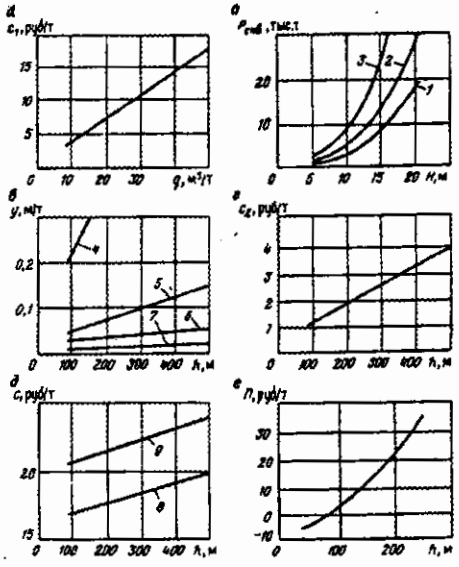


Рис. 11.2. Графики зависимости затрат на производство рабочих агентов от его удельного расхода (*а*), количества добытой серы из одной скважины от мощности залежи (*б*), удельного объема бурения (*в*), удельных затрат на проходку и оборудование скважины (*г*), себестоимости 1 т серы от глубины залегания (*д*), прибыли (с учетом потерь) от добытой серы при подземной выплавке и открытой разработке от глубины залегания залежи (участок кривой ниже нуля соответствует эффективности открытой разработки) (*е*), 1, 2 и 3 – при коэффициенте извлечения серы, равном соответственно 0,3, 0,5 и 0,7, 4, 5, 6, 7–при мощности залежи, равной соответственно 5, 10, 15, 20 м, 8, 9 – при удельном расходе теплоносителя соответственно 10 и 25 м^3/т (мощность залежи – 10 м и коэффициент извлечения – 0,5)

На рис. 11.2, *б* показан график зависимости количества извлекаемого из скважины полезного ископаемого от мощности залежи при различном извлечении. График зависимости удельного объема скважины от глубины залегания месторождения при различной мощности залежи показан на рис. 11.2, *в*. График зависимости удельных затрат на проходку и оборудование скважины от глубины залегания месторождения показан на рис. 11.2, *г*.

Себестоимость при физико-химических методах зависит от глубины залегания залежи в гораздо меньшей степени, чем при открытой разработке (рис. 11.2, *д*). Однако себестоимость полезного ископаемого может резко возрастать в зависимости от удельного расхода рабочих агентов, который фактически и определяет экономичность геотехнологических методов.

Расчеты сравнительной эффективности открытого способа разработки и физико-химических методов с учетом потерь, проведенные по методике М. И. Агошкова, показали, что ценность полезного ископаемого, учитывающая затраты на разведку, капитальные затраты и величину недополученной прибыли, при рассматриваемых методах различна и соотношение между ними меняется с глубиной залегания залежи. Сравнительная эффективность геотехнологических методов возрастает с глубиной залегания залежи (рис. 11.2, е) и с некоторой глубины имеет положительные значения, которые определяют область целесообразного использования метода с учетом потерь. Как показали экономические исследования, разработка глубокозалегающих залежей физико-химическими методами гораздо более перспективна и экономична по сравнению с другими методами. Выше на конкретных примерах была показана выгодность разработки месторождений физико-химическими методами даже при повышенных потерях полезного ископаемого в недрах.

11.5. АНАЛИЗ ЭКОНОМИКИ ВСКРЫТИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Добычные скважины являются одновременно горно-капитальными, горно-подготовительными и нарезными выработками. Ими вскрывают месторождение, подготавливают его к разработке и затем используют для добычи полезного ископаемого. Как известно, затраты на горно-капитальные работы относятся на амортизацию, горно-подготовительные работы финансируются за счет расходов будущих лет и погашаются за счет себестоимости добываемого полезного ископаемого. Затраты, связанные с нарезными работами, относятся на себестоимость продукции. Естественно заключить, что подготовка фронта работ (бурение и оборудование добычных скважин) в период строительства

рудника будет вестись за счет горно-капитальных работ. К моменту сдачи рудника в эксплуатацию необходимо подготовить также резерв скважин, который должен обеспечивать работу рудника. В ряде методов, например ПВС, ПВ, ПГ и др., в связи с незначительным сроком службы добычных скважин и сравнительно небольшой их стоимостью все текущие затраты на подготовку фронта работ относят к затратам на горно-подготовительные работы с погашением их за счет себестоимости продукции.

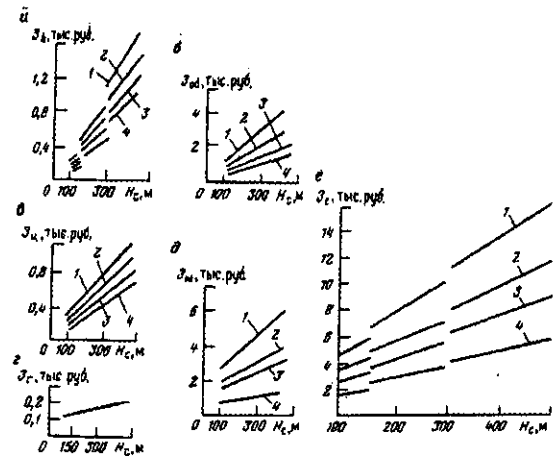


Рис. 11.3. Графики зависимости затрат на бурение (*а*), обсадку (*б*), цементацию (*в*), геофизические исследования и кислотную обработку (*г*), монтаж и оборудование добычной скважины (*д*), суммарных затрат (*е*) от глубины скважины, 1, 2, 3 и 4 – при диаметре скважины, равном соответственно 520, 450 350 и 250 мм

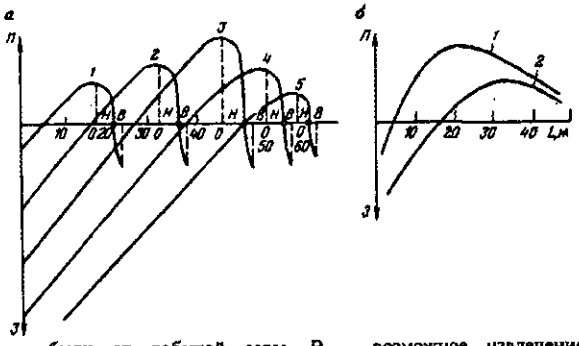


Рис. 11.4. График зависимости затрат на добычу и прибыли: а – от коэффициента извлечения, 1, 2, 3, 4 и 5 – соответственно при расстоянии между скважинами 80, 50, 30, 20 и 15 м, (О – оптимальная эффективность при заданной сетке скважин, Н – равенство общих затрат на добычу и прибыли от добытой серы, В – возможное извлечение серы со значительным экономическим ущербом), б – от расстояния между скважинами, 1 и 2 – соответственно при глубине скважин 100 и 300 м

Затраты на подготовку месторождения к разработке зависят от глубины, диаметра и сетки расположения скважин, так как с изменением этих параметров изменяется и объем работ по подготовке скважин. На-

пример, анализ вариантов бурения и оборудования скважин при ПВС показал, что объем работ в зависимости от глубины и диаметра скважины существенно изменяется (рис. 11.3) (данные 1987 г.).Для характеристики затрат металла или других материалов на оборудование скважин используется показатель металлоемкости (материалоемкости) разработки, определяемый как отношение массы металла, использованного на оборудование скважины, к массе добытого из скважины полезного ископаемого. Этот показатель должен учитываться и при анализе сетки расположения скважин, так как большее извлечение требует и большей густоты сетки скважин, а следовательно, и большего расхода металла на 1 т добываемого полезного ископаемого.

Существенного снижения общей массы металла, требуемого для оборудования скважины, можно достигнуть за счет уменьшения диаметра скважины.

Колебания затрат на подготовку скважины имеют место при изменении сетки расположения скважин. Кроме того, от сетки расположения скважин значительно зависят степень извлечения, время работы скважины, уровень текущей добычи, расход рабочих агентов на 1 т полезного ископаемого, степень влияния скважин друг на друга, т. е. показатели, определяющие себестоимость добычи полезного ископаемого. В качестве примера рассмотрим разработку участка 400х300 м серного месторождения с мощностью залежи 15 м и содержанием серы 20 %. Динамика эффективности разработки месторождения в зависимости от степени извлечения полезного ископаемого показана на рис. 11.4, *а*.

Затраты на горно-подготовительные работы определяются сеткой расположения скважин. Оптимальная же сетка расположения скважин во многом зависит от их глубины (рис. 11.4, *б*). Эффективность различных сеток скважин можно оценить по разности сумм реализации продукции и затрат на добычу. Как видно из рис. 11.4, в конкретных условиях наибольший эффект может быть получен при расстоянии между скважинами 15–25 м.

Анализ затрат на горно-подготовительные работы показывает, что уменьшение диаметра скважин и рациональное их размещение по площади месторождения с учетом его геологических условий (мощность залежи, глубина ее залегания, содержания полезного ископаемого и др.) – основные факторы, влияющие на затраты при физико-химических методах. Упрощение конструкций скважин и снижение расхода дефицитных и дорогостоящих обсадных и технологических труб, широкое применение более дешевых стальных труб с антикоррозионным покрытием, полиэтиленовых, стеклопластиковых и фанерных труб вместо нержавеющих существенно снижает стоимость строительства скважин.

Основными направлениями улучшения экономических показателей при вскрытии, подготовке и эксплуатации геотехнологическими

скважинами месторождений является снижение затрат на бурение и оборудование скважин. При бурении снижение затрат обеспечивается за счет роста производительности буровых станков, экономии топливно-энергетических и материальных ресурсов, чему в последние годы уделяется особое внимание.

11.6. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ДОБЫЧИ

Работу физико-химического предприятия оценивают по технологическим (объему добычи из скважины, удельному расходу рабочих агентов, коэффициенту извлечения и др.) и экономическим показателям.

Часть параметров по разным причинам не изменены они служат исходными данными для расчета, т.е. являются как бы определяющими. К ним относятся физико-геологические (глубина залегания рудного тела и его мощность, содержание полезного компонента и др.), а также частично технологические и технические параметры предприятия. Большая же часть остальных определяемых параметров и показателей может изменяться, причем неполнота и ненадежность информации о физико-геологических условиях протекания процесса, многообразие влияющих факторов, наличие глубоких внутренних связей между ними и взаимообусловленность их, а также нестабильность процесса, предопределяют необходимость особого подхода к обоснованию и выбору параметров производства.

Влияние множества факторов, которые приходится учитывать при определении параметров процессов на этапе проектирования и эксплуатации, часто носит противоречивый характер. Например, при увеличении времени отработки скважин, как правило, при любом ФХГ увеличивается объем добываемой продукции, снижаются затраты на горно-подготовительные работы, однако расходы на производство рабочих агентов (растворителя, теплоносителя, окислителя и т. д.) существенно увеличиваются. То же происходит и при изменении плотности сетки расположения добычных скважин, параметров рабочего агента и т. д.

Таким образом, выбор параметров физико-химического процесса может быть осуществлен лишь на базе методики, позволяющей получить оптимальный в том или ином смысле компромиссный вариант технико-экономических показателей. Это возможно, если для оценки различных вариантов установить критерий оптимизации.

Критерий оптимизации параметров физико-химического производства. В настоящее время таким общепринятым показателем считается минимум приведенных затрат. Однако сравнение вариантов можно проводить лишь при одинаковых объемах получаемой конечной продукции, что исключает возможность сравнения вариантов с различным коэффициентом извлечения полезного ископаемого из недр, так как конечный объем добычи из конкретного месторождения по сравнительным вариантам будет различен.

В качестве обобщенного показателя экономической эффективности производства можно принять приведенный доход. Однако этот показатель сопоставляет величины эксплуатационных и капитальных затрат, но не дает оценку качества отработки месторождения, так как он влияет на показатель экономической эффективности лишь в конце отработки месторождения. Для устранения этого недостатка можно в качестве обобщенного критерия оптимизации параметров ФХГ принять суммарный приведенный доход ($Д_{пр}$, руб.), получаемый за весь период отработки месторождения или его участка, причем величину добываемой продукции следует рассматривать как функцию балансовых запасов ($Б_j$) и их извлечения (η_j)

$$Д_{пр} = \sum_{j=1}^{\tau_n} Ц_j Б_j \eta_j - \sum_{j=1}^{\tau_n} c_j Б_j \eta_j - K_m E, \qquad (11.15)$$

где $Ц_j$, c_j $Б_j$, η_j – соответственно цена и себестоимость продукции, балансовые запасы и коэффициент извлечения на j-м году отработки, K_m – производственные фонды, т. е. единовременные затраты с учетом фактора времени, τ_n – последний год отработки месторождения или его участка.

В задачах оптимального проектирования к варьируемым переменным относятся технологические и технические параметры предприятия по добыче, которые определяют величину эксплуатационных и капитальных затрат. Поэтому в критерий оптимизации должны входить себестоимость продукции и показатель, отражающий основные и оборотные фонды предприятия.

Если при проектировании предприятия ставится задача определения параметров разработки при заданном коэффициенте извлечения и мощности предприятия, то критерий суммарного приведенного дохода преобразуется в выражение приведенных затрат, так как стоимость добываемой продукции в этом случае постоянна.

Величины себестоимости продукции и капитальных затрат рассматриваются как функции технологических параметров предприятия.

Если же ставится задача выбора оптимальных технологических параметров, рационального извлечения полезного ископаемого из недр, то в качестве критерия оценки выступает суммарный приведенный доход. Однако этот критерий может быть упрощен в тех случаях, когда величина капитальных затрат зависит от принимаемых технологических параметров незначительно и может рассматриваться как условно постоянная величина,

Критерий принимает вид выражения интегральной прибыли, полученной в результате отработки участка или всего месторождения, т. е.

$$П = Ц_o \sum_{j=1}^{m} Б_j \eta_j - \sum_{j=1}^{m} c_j Б_j \eta_j = \max \ , \qquad (11.16)$$

где $Ц_o$ – цена получаемой продукции (принимается постоянной на весь период отработки).

Недостатком рассмотренных целевых функций в отсутствии учета ценности теряемой части запасов полезного ископаемого. Он может быть устранен путем введения в выражение для приведенного дохода величины ущерба (*У*), связанного с недоизвлечением части балансовых запасов. В результате будем иметь целевую функцию

$$П = Ц - c - У \ , \qquad (11.17)$$

где $Ц = Ц_o \sum_{j=1}^{m} Б_j \eta_j$ – цена произведенной продукции за весь период отработки запасов, $c = \sum_{j=1}^{m} c_j Б_j \eta_j$ – затраты на производство этой продукции.

В общем случае ущерб, связанный с недоизвлечением, может быть выражен

$$У = Ц_n Б_з (1 - \eta), \qquad (18.18)$$

где Цп – ценность единицы теряемых запасов полезного ископаемого.

Величина ущерба определяется суммой затрат на разведку и компенсационную добычу 1 т балансовых запасов, а также величиной недополучаемой прибыли от реализации 1 т полезного ископаемого.

Аналогичный вид имеет целевая функция для выбора технико-экономических параметров действующего предприятия, когда производственные фонды и численность персонала рассматриваются как величины постоянные.

Себестоимость продукции (руды, продуктивных растворов и т.д.), входящая в критерий оптимизации, слагается из затрат на сооружение добычных скважин, производство рабочих агентов, транспортирование их и полученной продукции по скважине, заработную плату, амортизацию оборудования и цеховых расходов. При этом затраты на сооружение добычных скважин и производство рабочих агентов составляют обычно основную долю всех затрат и существенно зависят от объема добычи продукции из скважин. Если все остальные составляющие себестоимости продукции на данном этапе исследований могут рассматриваться как условно постоянные величины, выражение интегральной прибыли для конкретного участка в общем случае можно записать в виде

$$\frac{П}{Б} = Ц_o \eta(x_1, x_2, ..., x_n; y_1, y_2, ...y_k) - \frac{B_{скв}(y_1, y_2, ...y_k)}{m\rho\sigma S} -$$

$$- \left[c_m q_m(x_1, x_2, ..., x_n; y_1, y_2, ...y_k) + c_n\right] \eta \cdot (x_1, x_2, ..., x_n; y_1, y_2, ...y_k), \qquad (11.19)$$

где $x_1, x_2, ..., x_n$ – параметры процесса, по которым происходит оптимизация, рассматриваются как переменные величины, $y_1, y_2, ..., y_k$ – параметры процесса, которые в конкретных условиях принимаются постоянными, $B_{скв}$ – все затраты на сооружение добычной скважины, c_m – себестоимость единицы рабочего агента, S – плотность сетки скважин, $м^2$/скв, c_n – сумма условно постоянных компонентов себестоимости.

Таким образом, наряду с преобразованиями обобщенного критерия каждая конкретная задача требует решения дополнительных вопросов, связанных с установлением количественных соотношений между экономическими, технологическими и другими параметрами и показателями процесса, а также условиями разработки. Кроме того, для каждого конкретного метода должны быть сформулированы ограничения на параметры процесса. Например, плотность сетки скважин может быть ограничена величиной запасов, приходящихся на скважину, которые соответствуют окупаемости затрат на добычу, или требованиями безопасности ведения работ на поверхности и т. д.

Отмеченные обстоятельства позволяют отнести проблему оптимизации параметров ФХГ к классу задач, типичных для нелинейного программирования.

Основные технологические зависимости. Исходной зависимостью для расчета служит зависимость количества продукции, добываемой из скважины $A_{скв}$, от времени отработки при различных расходах рабочих агентов, сетках скважин, конструктивных и других параметрах в различных геологических и гидрогеологических условиях. По этой зависимости определяются прочие технологические показатели отработки, например, удельные затраты агентов

$$q_m(x_1, x_2, ..., x_n; y_1, y_2, ...y_k) = \frac{\sum_{i=1}^{n} Q_i \Delta t_i}{A_{скв}(x_1, x_2, ..., x_n; y_1, y_2, ...y_k)} \qquad (11.20)$$

коэффициент извлечения

$$\eta(x_1, x_2, ..., x_n; y_1, y_2, ...y_k) = \frac{A_{скв}(x_1, x_2, ..., x_n; y_1, y_2, ...y_k)}{Б_{скв}}, \qquad (11.21)$$

где Q_i – расход агентов во временные интервалы Δt, n – число этих интервалов: $Б_{скв}$ – балансовые запасы скважины.

Различие физико-химических принципов, положенных в основу разных геотехнологических процессов, затрудняет дальнейшую конкретизацию проблемы, тем не менее можно установить характер некоторых

общих закономерностей при рассмотрении отдельных геотехнологических методов.

Рассмотренные в работах (Г.А. Хчеяна, И.Л. Демьяновой и др.) закономерности были получены с учетом зависимости величины добычи полезного ископаемого из скважины от различных факторов, установленных путем изучения физико-химических процессов, лежащих в основе методов физико-химической геотехнологии. Как уже отмечалось, в силу неполноты наших представлений об условиях протекания процесса, а также приближенности моделей, положенных в основу расчета, на стадии эксплуатации отдельных объектов могут иметь место значительные отклонения фактических параметров от расчетных. Поэтому может оказаться необходимой корректировка оптимальных параметров физико-химических методов по изложенной выше методике, по предварительно установленной зависимости добычи от времени в данных горно-геологических условиях. Получить эту зависимость можно различными способами. Обычно на первом этапе эксплуатация подземного участка рассматривается как «черный ящик», т. е. как некий объект, о внутренней структуре и внутренних взаимосвязях которого либо ничего не известно, либо известно мало. Такая формализация позволяет применять разработанные в теории автоматического управления методы, основанные на построении передаточных функций системы по реакции ее на стандартные входные воздействия.

Область применения этого подхода в физико-химической геотехнологии, по-видимому, все же ограничена методами, в которых после стандартного воздействия свойства (структура) системы меняются мало. Для примера можно рассмотреть процесс отработки ступени при подземном растворении соли. Так как вся камера растворения отрабатывается ступенями снизу вверх, то после отработки какой-либо ступени стандартным входным воздействием и установления необходимых зависимостей процесс отработки следующей ступени практически может быть описан закономерностями, полученными при отработке предыдущей ступени. На этапе эксплуатации возможен также путь так называемого статистического моделирования. При этом возможны два направления: первое – это анализ групп однородных по заданным наборам факторов и показателей, характеризующих работу объектов за определенный фиксированный период времени. Цель состоит в установлении функциональной связи между параметрами объекта и выделении наиболее существенных факторов. Обычно используется аппарат регрессионного анализа и случайных функций. Второе направление – это анализ отдельных объектов по динамическим временным рядам (индивидуальная реализация) с целью поиска тенденций изменения исследуемых параметров. Используют методы статистической экстраполяции, в частности теорию

оптимальной фильтрации, а также способы, основанные на анализе корреляционных функций случайных процессов.

Оценки параметров моделей прогнозирующих функций показали, что наилучшей является модель скользящего среднего для второй разности, так как она обладает наименьшей средней квадратической ошибкой. Полученная таким образом зависимость может, с одной стороны, быть использована для описания объекта эксплуатации, а с другой – постоянно уточняться в процессе эксплуатации.

Изложенный подход к определению оптимальных технологических параметров ФХМ охватывает практически все условия, в которых могут быть применены физико-химические методы.

Литература

1. Астахов А.С. Экономика горного предприятия. М., изд. МГГУ, 1997.
2. Масаковский Я.В. Оценка экономической эффективности внедрения новой техники на горнодобывающих предприятиях. М., МГГУ, 1994.
3. Фишер С. И др. Экономика. М., Дело, 1993.
4. Хайман Н. Современная микроэкономика: анализ и применение. М., Финансы и статистика, 1992.
5. Справочник по геотехнологии урана. М., Энергоатомиздат, 1997.
6. Аренс В.Ж. Скважинная добыча. М., Недра, 1986.

12. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И СОЦИАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ МЕТОДОВ ФХГ

М. Ганди сказал: «У природы есть предел, когда людские злодеяния превышают меру, она начинает мстить». Сегодня наиболее мрачные прогнозы связаны с мировой экологической ситуацией. Как известно, суммарные выбросы промышленных предприятий, в т.ч. и горно-металлургического комплекса, составляют значительный процент выбросов в окружающую среду, что существенно ухудшило экологическую обстановку многих регионов России.

Разработка и внедрение новых ФХМГ имеет целью выполнить широкие функции начиная от санитарно-экологических до сугубо технико-экономических. Это говорит о том, что горное дело должно значительно видоизмениться, не теряя своего основного содержания – экономичной добычи полезных ископаемых.

Специалистам горнякам надо существенно перестроить свое профессиональное мышление. Неизбежность промышленного развития необходимо связать с охраной окружающей среды (ограничителем любых принимаемых согласно экономики решений).

В.И. Вернадский писал: «Человечество, взятое в целом, становится мощной геологической силой». Его идеи «ноосферы» – разумного отношения человека с природой – сегодня требует от всех понимания и постановку «заботы о природе выше своей выгоды».

Как известно, качество окружающей среды в районе действия горно-металлургических предприятий в значительной мере определяет уровень здоровья населения. Прежде всего, это связано с большим объемом поступлений в окружающую среду (при низком уровне контроля) промышленных выбросов и отходов, недостаточной оснащенностью контролирующих служб и фактически отсутствием единой государственной информационно-аналитической системы оценки ущерба здоровью населения, связанного с действием конкретных предприятий.

Небезразлично для состояния здоровья и загрязнение почвы тяжелыми металлами. Известно, что проведение мероприятий по очистке выбросов позволило резко снизить заболеваемость населения. Это особенно относится к очистке питьевой воды.

Отходы цветной, черной, нефтехимической промышленности, горнодобывающих предприятий дают наибольшее количество токсичных образований. Так, по данным 1990 г. [9] в РФ ежегодно образовывалось 75 млн. т опасных отходов (18% утилизируются, а более 65% направляются в специальные хранилища. Примерно 70% ежегодно образуемых токсичных отходов накапливаются в хранилищах предприятий по производству минеральных удобрений и ядохимикатов. Площадь почвенного покрова загрязненного тяжелыми металлами и фтором, достигла 3,6 млн. га, а площадь почвенного покрова с высокой степенью загрязнения составила 253 тыс. га. Наиболее загрязнены тяжелыми металлами почвы в районе Иркутска, Черемхово, Нижнеудинска, Верхней Пыжмы, Нижнего Новгорода, Кирова, Томска, Братска, Новокузнецка, Красноярска и т.д.

Первоочередная задача это совершенствование технологических процессов, развитие безотходных технологий, исключение выброса как в атмосферу, воду, так и в хвостохранилища, строгий учет и контроль мест захоронения отходов и разработка способов их обезвреживания.

Считается, что Россия самая загрязненная страна в мире по радиоактивности. Именно поэтому люди, работающие во вредных и опасных условиях труда, должны стать объектом повышенного внимания со стороны служб здравоохранения. Должны быть организованы региональные системы медицинского обслуживания в новых экономических условиях.

"Врач" МСК – это общество и человек. Оно ответственно за иммунитет, за жизнеспособность данного предприятия, отрасли – социального организма. Однако мы можем ослабить или даже разорить многие отрасли неправильными действиями в экономической или политической деятельности, ложью и некритическим отношением к сложившемуся ходу жизни МСК.

"Солнце освещает успехи общества, а земля скрывает его ошибки". Для того чтобы было больше успехов и меньше ошибок, ученые и специалисты должны стремиться к самосохранительному поведению, которое выражается в улучшении качества среды, оздоровления воздуха, воды, почвы, обеспечивая высокое качество жизни общества. Это должно быть смыслом жизни большинства людей, особенно специалистов, занятых горным, нефтяным, металлургическим промыслом.

Внутри каждого жизненного периода разворачиваются присущие ему процессы, которые определяются реальностью нашего существования и случайностью подвижек общества, отражающихся на нашей общей судьбе. В XXI веке общество обязательно перейдет от стратегии охраны природы к ее разумному использованию и укреплению.

Принимая во внимание кризисную экономическую ситуацию, необходимо восстановить экономический потенциал России, начиная с его МСК, но с обязательной модернизацией добывающих и перерабатывающих предприятий, с использованием наилучших мировых ресурсосберегающих и природоохранных технологий.

Поскольку существует дальний перенос атмосферных и водных загрязняющих веществ, следует предпринять экологические меры против всех вредных и опасных источников загрязнений и просить ЮНЕСКО оказать содействие России в доступе к мировым базам данных по наи-

лучшим ресурсосберегающим и экологическим технологиям добычи полезных ископаемых, снижающим антропогенное воздействие на окружающую среду.

Как известно, еще В.И. Вернадский внес огромный вклад в учение о биосфере, согласно которому человек должен гармонично сочетать свои материальные и духовные потребности с обеспечением равновесия в природе.

Сегодня скорость увеличения вредного воздействия средовых факторов и интенсивного их влияния уже выходит за пределы биологической приспособляемости экосистем к изменениям среды обитания и создает прямую угрозу здоровью населения.

По вопросам экологии имеется обширная литература [1, 2, 3 и др.], которая всесторонне обсуждает различные ее аспекты. Ниже рассмотрены экологические аспекты методов ФХМГ.

Любое существующее горное производство в той или иной степени негативно воздействует на окружающую среду. Однако мы не можем рассматривать это как фатальную неизбежность загрязнения среды. Отрицательное влияние горных производств на экологическую систему следует расценивать лишь как явление, происходящее за счет несовершенных еще методов добычи. Как известно, выбор того или иного технологического метода добычи определяется потребностями народного хозяйства и технико-экономическими показателями производства. Влияние газовых выбросов, сточных вод и других отходов до последнего времени не являлось решающим фактором, но в будущем эти вопросы будут превалировать над всеми другими.

Качественно новый этап в развитии горного производства – скважинные методы добычи, более рациональные с точки зрения взаимоотношений человека и природы, они существенно уменьшают вредное воздействие на человека и среду по сравнению с традиционными горными способами, что имеет социально-экономическое значение.

Разработка геотехнологических методов добычи угля, урана, соли, серы и других полезных ископаемых – большой вклад в совершенствование и развитие прогрессивного направления горного дела.

С точки зрения охраны окружающей среды прогрессивность ГМ заключается не в предотвращении воздействия на среду вообще, что сдерживало бы внедрение современных методов и ввод новых мощностей, а в снижении уровня вредного влияния и защите экологических систем от нагрузок, превышающих допустимые пределы.

В самой сущности геотехнологических методов заключено требование охраны окружающей среды. Добыча через скважины позволяет исключить отвалы, а последующая рекультивация – сохранить пахотные земли. Однако даже коренное изменение технологии добычи не исключает проблемы регулирования качества среды, а лишь изменяет характер

и уровень воздействия на окружающую среду. Поэтому остаются вопросы контроля и регулирования качества загрязнения среды. Каковы характер и концентрация вредных выбросов? Какой уровень воздействия приемлем? Каким образом можно достичь и сохранить его?

Вопрос контроля охраны окружающей среды включает прежде всего понятие допустимого уровня воздействия вредных веществ, т. е. предельно допустимой концентрации этих веществ в объектах внешней среды, при воздействии которой не возникают изменения состояния здоровья людей, выходящие за пределы приспособительных физиологических реакций, и нарушения восстановительной способности природной системы. В общемировой проблеме охраны окружающей среды до настоящего времени нет единого критерия выбора мер по борьбе с загрязнением. В ряде стран мира ведутся попытки использовать в качестве критерия оценку затрат на мероприятия по улучшению охраны окружающей среды и выгод, получаемых от сохранения ее чистоты. Однако разработка такого подхода встречает ряд трудностей. Затраты на улучшение охраны окружающей среды можно установить путем оценки мероприятий по уменьшению выбросов и изменению технологических процессов. Несравненно труднее оценить предотвращенный ущерб, так как многие из воздействий загрязнителей практически не могут быть измерены (на здоровье людей, эстетику, моральный фактор и т. п.). В настоящее время нет методики всесторонней объективной оценки ущерба от загрязнения окружающей среды. поэтому принятые решения базируются на оценке экономической стоимости и технологической рациональности различных вариантов регулирования для обеспечения требуемых условий охраны окружающей среды.

Проблема регулирования охраны окружающей среды включает вопросы обеспечения требуемого качества водной и воздушной среды, а также рационального использования недр и имеет ряд специфических особенностей, которые определяют подход к выбору метода регулирования.

12.1. ОХРАНА ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Отрицательное воздействие на поверхность земли при ГМ добычи через скважины намного меньше, чем при использовании традиционных горных способов. Прежде всего, в самой сущности ГМ заложен принцип рационального использования земной поверхности. Это – значительное сокращение, благодаря отсутствию отвалов пустых пород, площадей, исключенных из землепользования, а также хвостохранилищ перерабатывающих производств.

При ГМ отпадает необходимость в отторжении из землепользования всей площади месторождения, так как оно отрабатывается локальными участками, которые по мере выемки запасов возвращаются сельскому хозяйству. Темпы рекультивации поврежденных участков земной поверхности значительно выше, чем при открытом способе добычи, поскольку исключаются трудоемкие операции по заполнению выработанных пространств породой, а восстановление плодородия почв осуществляется на меньших участках.

Наряду с рациональным использованием земной поверхности при ГМ благодаря отсутствию операций по перегрузке и транспортировке товарных и забалансовых руд, связанных с пылеобразованием, снижается степень загрязнения почвенного покрова близлежащих земель.

Все это свидетельствует о том, что сама новая технология по сравнению с традиционными горными способами исключает заведомо определенный и неизбежный ущерб, наносимый земной поверхности. Однако эксплуатация месторождений ГМ выявила ряд существенных недостатков, приводящих к загрязнению почвенного покрова. Так, например, при ПВС нарушение порядка и режима ввода скважин в эксплуатацию, а также режима водоотлива обусловливают возникновение неорганизованного водоотлива, источниками которого служат грифоны и скважины, изливающие теплоноситель с температурой до 60–80 °С при региональном водоотливе и до 100 °С при внутрикустовом. С выбросом воды на горное поле загрязняется поверхность и теряется большое количество тепла. Предотвращение загрязнения поверхности и рациональное использование тепла при эксплуатации сравнительно однородных по проницаемости участков месторождений с эффективным региональным водоотливом позволило упорядочить ввод добычных скважин в эксплуатацию с предварительной подготовкой фронта водоотливных скважин.

На участках с высокой степенью неоднородности руд по проницаемости и с преобладанием слабопроницаемых зон, где производится внутрикустовой водоотлив с повышенной температурой, но меньшей минерализацией вод, осуществлен водооборот с подогревом этих вод и возвратом их в технологический процесс выплавки серы.

12.2. ОХРАНА ВОЗДУШНОГО БАССЕЙНА

ФХМГ исключают и такие операции традиционных горных способов, как вскрышные работы, транспортирование и дробление руд, а также складирование пустых пород и хвостов технологического передела

руд, вызывающих пылеобразование. Кроме того, не проводятся взрывные работы, сопровождающиеся выделением газов.

Технология ГМ устраняет неизбежные и непредотвратимые при других способах добычи выбросы вредных веществ в атмосферу. Однако несоблюдение режима эксплуатации и отсутствие контроля за рядом технологических операций могут привести и приводят к выбросам в атмосферу вредных веществ в виде различных газов [4, 5, 6]. Так, например, при ПВС из-за слабого контроля операций по откачке и сбору жидкой серы воздух был загрязнен тонкодисперсной серой (аэрозоль). В период наполнения серосборной емкости наблюдалось максимальное (в десять раз) превышение предельно допустимой концентрации (ПДК) этого ингредиента вблизи емкости (6 мг/м^3). В те же периоды, когда заполнение емкости не производилось, концентрация аэрозоля серы была ниже ПДК (максимальная – 2, средняя 1,4 мг/м^3). Загрязнение было вызвано разбрызгиванием серы из открытой серосборной емкости вследствие попадания в нее воды из добычной скважины в конечный момент откачки серы, а также переполнением серой сборных емкостей.

Своевременное прекращение откачки серы, возможное благодаря внедрению системы автоматической сигнализации прорыва воды, а также применению закрытых сборных емкостей с автоматическим контролем уровня жидкой серы, позволяет снизить до минимума загрязнение воздушной среды тонкодисперсной серой.

Еще одним источником загрязнения воздуха сероводородом являются грифоны, а также добычные скважины в период пуска, сопровождаемого выбросом воды до момента откачки жидкой серы. При этом максимальное содержание сероводорода вблизи точек выбросов может превышать в 1,5–2 раза предельно допустимую норму (10 мг/м^3). Образование грифонов, как указывалось выше, может быть ликвидировано совершенствованием системы водоотлива. Устранение выбросов сероводорода в атмосферу и излива воды на горное поле при пуске скважин обеспечивается подключением добычных скважин к закрытой системе водоотлива и контролем конечного момента излива воды по изменению давления.

Эти технические решения продиктованы не только требованиями к охране природы, но и целесообразностью оперативного перевода скважин из добычных в водоотливные, что особенно важно при внутрикустовом горячем водоотливе.

Таким образом, при ГМ вредные выбросы в атмосферу имеют локальный, точечный характер и обусловлены недостаточным контролем за операциями добычи.

12.3. ОХРАНА ВОДНЫХ РЕСУРСОВ

Если охрана земной поверхности, рациональное использование почвы и сохранность ландшафта предусмотрены самой сущностью технологии ГМ, а регулирование качеств воздушной среды достигается сравнительно простыми техническими приемами, то охрана водных ресурсов – наиболее сложная и острая проблема ГМ. Это обусловлено большой водоемкостью методов как в отношении потребления пресной воды, так и сброса минерализованных стоков, поскольку возможность загрязнения подземных вод связана с потерями рабочих агентов и продуктов их реакции за контуром отработки, а в ряде случаев и месторождения в целом. Однако проблема охраны водных ресурсов не является отличительной для ГМ как метода горно-добывающей промышленности. Добыча традиционными способами, как и любая деятельность человека, связанная с изменением поверхности земли, порождает значительное количество загрязняющих веществ в стоках.

Так, горные отвалы приносят в площадные стоки взвешенные частицы, а осушение карьеров с интенсивной откачкой подземных вод обусловливает накопление высокоминерализованных стоков, которые загрязняют воздух. Другая проблема – загрязнение вод вышедшими из эксплуатации рудниками и отвалами горных пород. Проблема стоков, являясь общей для всех горно-добывающих методов, при ГМ имеет характерные особенности. Так, например, при ПВС количество откачиваемых минерализованных сероводородных вод практически равно объему потребляемого теплоносителя. При расходе последнего 17–20 м^3 на 1 т добываемой серы сброс миллионов кубометров пластовых вод не обеспечивается необходимым количеством пресных вод для разбавления и, следовательно, с позиций охраны природы не отвечает требованиям технологии. Внедрение технологии ПВС с рециркуляцией пластовых вод и использованием их для выплавки серы позволило технологически рационально и экономично решить проблему охраны водной среды при ПВС.

12.4. СОЦИАЛЬНОЕ ЗНАЧЕНИЕ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

Социология [7] изучает специфические связи между человеком и окружающей средой, рассматривает систему природа–промышленность–общество с точки зрения – что такое «хорошо» для общества и природы при взаимодействии с промышленностью, т.е. оценивает положительный эффект и вред, вызванные воздействием на окружающую среду.

Социальные последствия использования ГМ выражаются в изменении места и роли человека в процессе добычи, а также содержания и характера его труда.

Важнейший аспект социальной проблемы – уменьшение опасности условий труда. Несмотря на высокий уровень механизации работ при подземном способе добычи руд, некоторые процессы до настоящего времени трудно поддаются механизации. Это, в частности, крепление горных выработок, управление кровлей, настилка рельсовых путей, погрузка и разгрузка, которые составляют значительную долю в объеме горных работ. При открытой разработке с расширением фронта вскрышных работ на карьерах и с применением тяжелых машин непрерывного действия возрастают нагрузки на уступы бортов карьеров, что повышает опасность условий труда.

Значительно меняется характер труда рабочего при ГМ. Все процессы по подготовке к добыче легко поддаются механизации, процессы добычи (закачка и откачка рабочих агентов и продуктивных флюидов) автоматизированы. Важное значение имеют вопросы, касающиеся охраны труда и техники безопасности. Вероятность несчастных случаев и возникновения профессиональных заболеваний при ГМ (когда рудные тела вскрываются скважинами) значительно ниже, чем при традиционных способах добычи. Практика работ геотехнологических предприятий подтверждает резкое снижение производственного травматизма. Так, более чем за десятилетний срок добычи серы подземной выплавкой не было ни одного случая тяжелого травматизма, а легких травм стало гораздо меньше, чем при открытой разработке. И это закономерно, так как тяжелые и потенциально опасные работы заменены физическими тепловыми процессами.

В проблеме охраны окружающей среды до настоящего времени нет единых критериев оценки ущерба от загрязнения среды, поскольку многие из этих факторов нельзя измерить. К ним относится, в частности, психологическое воздействие, которое отрицательно влияет на моральное и физическое состояние человека. Последствия этого воздействия: ухудшение здоровья, снижение производительности труда, дополнительные расходы на лечение, перемещение людей в менее загрязненные зоны.

Эффективность и действенность ГМ, экологическая и социальная значимость технологии ставят их в один ряд с принципиально новыми направлениями науки и техники. Поэтому разработка и внедрение технологий ГМ по праву может считаться новым этапом в развитии отечественного горного дела.

Литература

1. Реймерс Н.Ф. Природопользование. М., Мысль, 1990.
2. Худолей В.В., Мизгирев И.В. Экологически опасные факторы. С.-Пб, Банк Петровский, 1996.
3. Экологический энциклопедический словарь. М., Ноосфера, 1999.
4. Аренс В.Ж. Подземная выплавка серы. М., Недра, 1973.
5. Аренс В.Ж. Методология исследовательских работ в горном деле. Бу, ВИНИТИ, №8 прил. 2, 1979.
6. Мосинец В.Н., Грязнов М.В. Горные работы и окружающая среда. М., Недра, 1978.
7. Маркович Д.Ж. Социальная экология. М., изд. УДН, 1997.
8. Юсфин Ю.С., Лисин В.С. Ресурсно-экологические проблемы XXI века и металлургии. М., Высшая школа, 1999.
9. К здоровой России. М., Медицина, 1994.

ЧАСТЬ II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ И ОПЫТ РАБОТЫ

13. ПОДЗЕМНОЕ РАСТВОРЕНИЕ СОЛЕЙ (ПРС)

В мировой практике широкое распространение получил скважинный метод добычи каменной соли подземным растворением (ПРС). Только в СССР этим методом добывалось более 20 млн т соли. Добыча калийных солей растворением началась сравнительно недавно. В Канаде (провинция Саскачеван) и США есть предприятия, где калийные соли добывают методом подземного растворения [1, 2,3].

Различают пластовые, куполообразные, штокообразные и линзовидные месторождения солей. Соляные месторождения представлены весьма разнообразными минералами. Наиболее распространенные три группы минеральных соединений – хлориды, сульфаты и хлоридосульфаты. Главными породообразующими минералами являются: галит NaCl (2,17 г/см^3): сильвин KCl (1,98 г/см^3); карналлит $KCl{\cdot}MgCl_2{\cdot}6H_2O$, (1,58 г/см^3) гигроскопичен; лангбейнит $K_2SO_4{\cdot}2MgSO_4$ (2,8 г/см^3); каинит $KCl{\cdot}MgSO_4{\cdot}3H_2O$ (2,2 г/см^3). Другими породообразующими минералами являются: кизерит ($MgSO_4{\cdot}H_2O$), полигалит ($K_2SO_4{\cdot}MgSO_4{\cdot}2CaSO_4{\cdot}2H_2O$), шенит ($K_2SO_4{\cdot}MgSO_4{\cdot}6H_2O$), леонит ($K_2SO_4{\cdot}MgSO_4{\cdot}4H_2O$), глазерит ($K_3Na(SO_4)_2$), бишофит ($MgCl_2{\cdot}6H_2O$), эпсомит ($MgSO_4{\cdot}7H_2O$), астраханит ($NaSO_4{\cdot}MgSO_4{\cdot}4H_2O$), ангидрит ($CaSO_4$), гипс ($CaSO_4{\cdot}2H_2O$). Основной породообразующий минерал каменной соли – галит. Вредными примесями являются ангидрит, полигалит, нерастворимые (глины, илы, брекчии и др.). Залежи калийных солей представляют собой смесь различных минералов: например галит и сильвин образуют сильвинит, галит и карналлит – карналлитовую горную породу и т. д.

13.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ

Рассолопромысел – это комплекс наземных и подземных сооружений, который обеспечивает непрерывную добычу рассолов. Схема сооружений рассолопромысла представлена на рис. 13.1. Водарастворитель по трубопроводу от водозабора через насосную и кон-

трольно-распределительный пункт (КРП) подается в добычные скважины. Из подземных камер растворения кондиционный рассол (300–310 г/л) через КРП, резервуар и насосную направляется на завод-потребитель. Управление процессом в камерах осуществляется с помощью нерастворителя, предотвращающего растворение потолочины. Для хранения и транспортирования рассола и нерастворителя сооружаются специальные емкости-хранилища, насосная станция, КРП и технологические трубопроводы.

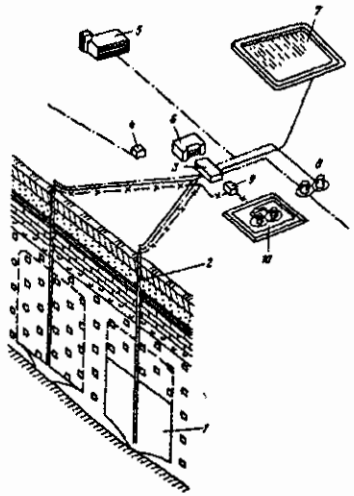


Рис. 13.1. Схема сооружений рассолопромысла: 1 – добычная камера; 2 – рассолодобычная скважина; 3 – насосная станция воды и рассола с контрольно-распределительным пунктом; 4 – трансформаторная подстанция; 5 – завод-потребитель; 6 – административные здания; 7 – хранилище слабых рассолов; 8 – резервуары воды и рассола; 9 – насосная нерастворителя; 10 – резервуары нерастворителя

Работа всех рассолопромыслов характеризуется высокими технико-экономическими показателями: производительность труда в 4–5 раз выше, а удельные капиталовложения в 6–7 раз ниже, чем при шахтном способе добычи соли. В табл. 13.1. представлены основные показатели работы рассолопромыслов (данные 1985 г.). Существенным преимуществом рассолопромыслов является транспортирование рассола по трубопроводам, которое значительно снижает транспортные расходы. Отработанные камеры растворения используются как хранилища нефтепродуктов, а также как подземные резервуары для захоронения промышленных отходов различных производств.

Методы подземного растворения. При методе ПРС в пробуренную и обсаженную до кровли соляной залежи скважину соосно опускают водоподающую и рассолоподъемную колонны труб. Нагнетаемая через скважину вода в камере растворяет соль. Полученный рассол за счет давления нагнетаемой воды поднимается на поверхность.

Методы ПРС подразделяются на **неуправляемые** и **управляемые.**

Таблица 13.1

Показатели	Рассолопромыслы											
	Новомосковский	Усольский		Славянский	Ново-Карфагенский	Яр-Бишкадакский	Волгоградский	Зиминский	Первомайский	Яванский	Элар-ский	Мозырский
		химкомбинат	солевакуумный									
Запасы каменной соли в контуре горного отвода, млн т	78,8	355,8	467,6	448,1	631	878,4	306,3	652	303	165,5	101,5	201
Среднее содержание, %	96	94	97	94	91	91	94	97	96	70	95	98
Мощность пласта соли, м	40	530	540	130	20	450	400	370	720	340	330	350
Глубина скважин, м	920	1400	1400	600	230	1200	1650	1670	1200	560	730	1240
Коэффициент извлечения соли	0,14	0,21	0,14	0,2	0,34	0,17	0,08	0,1	0,27	0,2	0,13	0,15
Проектная производительность рассолопромысла, тыс. м³/год	900	2500	1200	2900	3500	17200	3300	1400	870	3700	1000	1600
Число скважин рассолопромысла	10	13	6	18	90	57	15	10	7	10	5	10
Расстояние транспортирования рассола до потребителя, км	7,5	1,7	1	6	38	24,5	13	2	12	16	25	3
Расход нерастворителя на 1 м³ рассола, кг	0,8	1	0,5	0,4	Воздух	0,2	0,8	1	0,5	0,6	0,8	0,8
Расход электроэнергии на добычу 1 м³ рассола, кВт-ч	3,8	2,6	2,6	0,8	2,7	2,8	3,4	3,7	2,8	1	2,2	2
Численность персонала: общая	34	39	17	37	111	190	44	26	37	53	25	53
в т.ч.рабочих	25	28	8	28	98	166	39	16	27	40	23	44
Цеховая себестоимость 1 м³ рассола франко-рассолопромысел, руб.	0,3	0,17	0,44	0,24	0,3	0,14	0,55	0,48	0,3	0,18	0,81	0,36.

К первым относятся методы прямотока и противотока (рис. 13.2, *а,б*). Растворение соли ведется по всей вскрытой мощности соляной залежи, а скважины оборудуют одной рабочей колонной труб. При прямотоке воду подают к забою скважины, а рассол выдается между обсадной и водоподающей колоннами. При противотоке направление движения жидкостей – противоположное. Недостатки этих методов: растворяются стенки скважин, а, следовательно, камера приобретает форму опрокинутого конуса. Эксплуатация скважин прекращается при угле наклона стенки камеры 35–40°, что резко сокращает срок службы скважин и увеличивает потери соли. Кроме того, из-за больших площадей обнажения надсолевых пород часто происходят обрушения кровли, которые вызывают аварии скважин и выход их из строя.

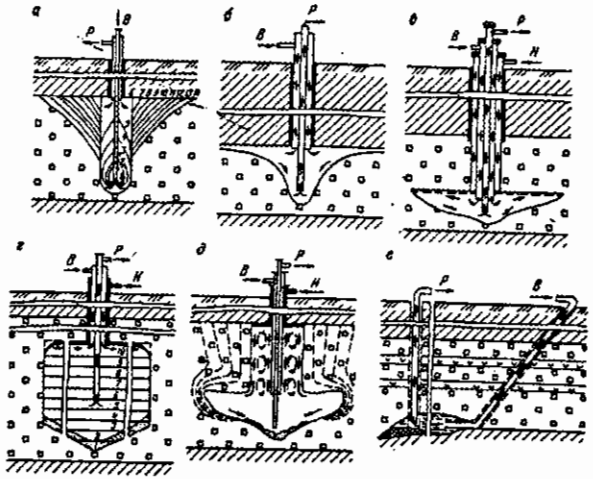


Рис. 13.2. Технологические схемы добычи рассола:
а – прямоток; б – противоток; в – гидровруб; *г* – управляемое послойное растворение; *д* – заглубленная водоподача; е – сплошная система разработки: 1, 2, 3 ... – ступени отработки

Ко вторым относятся методы гидровруба и послойного растворения.

Гидровруб – это специальная выработка, имеющая форму горизонтального кольцевого вруба вокруг забоя скважины. Сущность технологии основана на работе двух соосно расположенных колонн, по промежуткам между которыми движется нерастворитель, вода и рассол (рис. 13.2, в). Обычно высота гидровруба 2–5 м. Подача воды в камеру, а также выдача рассола происходят непрерывно. Нерастворитель удерживается в верхней части камеры и предохраняет ее кровлю от растворения, т.е. камера развивается только в горизонтальном направлении. После образования гидровруба заданных размеров нерастворитель поднимается, вода получает доступ к кровле камеры и начинается процесс интенсивного растворения, направленный снизу вверх. Метод позволяет извлекать до 15% соли. Недостатки метода – значительная продолжительность подготовительного периода (до 500 сут.) и неуправляемость процесса в эксплуатационный период.

При методе послойной выемки (П.С. Бобко) (рис. 13.2, *г*) после размыва гидровруба отработка камер снизу вверх ведется отдельными горизонтальными слоями (ступенями) высотой 5–15 м при изоляции потолка каждого слоя нерастворителем, уровень которого контролируется. Это позволяет извлекать из каждого слоя заданное количество соли и управлять формообразованием камеры. Для перехода на выемку нового слоя осуществляется подъем нерастворителя на уровень потолочины нового слоя. Опыт промышленного применения метода послойной выемки показал следующие преимущества этого способа перед другими: наибольшее извлечение, заранее заданная форма, высокая производительность скважины, эффективная отработка с высоким (до 30 %) содержанием нерастворимых примесей.

В последние годы ВНИИГ предложил метод заглубленной водоподачи (рис. 13.2, *д*). Сущность метода заключается в создании по всей высоте интервала отработки соли зоны смешения восходящего потока растворителя с опускающимися потоками насыщенного рассола, за счет чего в зоне смешения обеспечиваются постоянная концентрация и равномерное по высоте растворение стенок камеры. Рассол отбирается из нижней части камеры.

Отработка камер методом заглубленной водоподачи наиболее эффективна при эксплуатации мощных отложений каменной соли. Скорость растворения соли при заглубленной водоподаче значительно (в 5–10 раз) ниже. Растворение соли в большом интервале по высоте и небольших скоростях растворения дает возможность сократить объем операций по спуску-подъему труб и простои скважин при переходе на следующую ступень.

Добыча рассолов может осуществляться сдвоенными (взаимодействующими) скважинами, которые позволяют увеличить рабочее сечение ствола каждой скважины за счет ликвидации одной колонны труб. Сплошная система разработки, используемая на Ново-Карфагенском месторождении, предусматривает работу серии взаимодействующих скважин, а также обрушение кровли (рис. 13.2, е).

13.2. ТЕХНОЛОГИЯ РАСТВОРЕНИЯ

Процесс работы скважины можно разделить на два периода: подготовительный (создается начальная камера, обеспечивающая добычу кондиционного рассола) и эксплуатационный. После оборудования скважины производят прямоточную промывку ее и создают зумпф для осаждения нерастворимых примесей. Длительность промывки 7–10 сут, при производительности скважин 30– 50 мЭ/ч. Рассол, получаемый в период подготовительного размыва, недостаточно насыщен солью и не может непосредственно использоваться для химического производства. На практике слабый рассол направляется в хранилище или подается в работающие скважины на донасыщение. В подготовительный период размыва камер количество слабого рассола (50–200 г/л) из одной скважины достигает 250–500 тыс. $м^3$.

Если при подготовительном размыве происходит зашламовывание нижней части колонны рассолозаборных труб, применяется реверсивный режим работы скважины (прямоток меняется на противоток, и наоборот). Если таким путем не удается ликвидировать зашламовывание, рассолозаборные трубы приподнимаются на 0,5–2 м. Перевод скважины на очередную ступень обработки осуществляется следующим образом. Прекращается подача воды в скважину, выпускается нерастворитель и приподнимаются колонны технологических труб (башмак колонны водоподающих труб устанавливается на уровне потолка очередной ступени). Положение колонны рассолоподъемных труб определяется уровнем нерастворимых примесей. После этого межтрубные скважины вновь заполняются нерастворителем и процесс растворения возобновляется.

Управление формообразованием камеры в процессе растворения соли осуществляется путем подачи в скважину нерастворителя. Толщина слоя нерастворителя в камере принимается равной 4–5 см, вязкость при температуре 0°С должна быть не более 20–25 МПа·с, а его удельная масса–не выше 0,85–0,88 $т/м^3$, содержание воды – не более 0,5% по объему. Так как в процессе растворения постоянно увеличиваются диаметр камеры и площадь кровли выработки, необходимо систематически подкачивать в скважину определенное количество нерастворителя. Для обеспечения надежного растворения соли, зависящего в основном от формы и объема камер, необходимо осуществлять постоянный контроль за уровнем нерастворителя.

Определение уровня поверхности раздела двух сред (нерастворителя и рассола) осуществляется методом подбашмачного контроля, контрольной трубки, электроконтактного устройства и манометрическим методом. Метод подбашмачного контроля может применяться только периодически, так как он требует прекращения нормальной эксплуатации скважин. Сущность этого метода заключается в следующем. В скважину через определенные интервалы времени подкачивается заведомо большее количество нерастворителя, чем требуется для изоляции кровли камеры. Избыточное количество нерастворителя выходит на поверхность через колонну водоподающих труб и спускной кран. Хотя этот метод контроля относительно прост, он неизбежно связан с большими потерями рабочего времени. Наиболее длительной операцией является всплывание нерастворителя в воде. Так, при скорости подъема солярового масла или нефти в воде, равной 5 м/мин, можно ожидать появления нерастворителя на поверхности с глубины 1000–1200 м спустя 3–4 ч после остановки скважины. Частые и довольно продолжительные (до одной смены) остановки скважин при подбашмачном методе контроля снижают производительность рассолопромысла, а нарушение режима контроля и несвоевременная подкачка нерастворителя приводят к размыву потолка камеры, скорость которого может достигать 0,2–0,3 м/сут.

С помощью трубки контроль за уровнем нерастворителя можно осуществлять систематически. В пространство между обсадными водоподающими трубами опускается трубка, которая жестко крепится к колонне водоподающих труб. Нижний ее конец устанавливается на 0,5 м выше башмака водоподающих труб и должен постоянно находиться в нерастворителе, а верхний конец выводится через отверстие во фланце колонны обсадных труб на поверхность и оборудуется вентилем. Если нижний конец трубки находится в рассоле, то она заполняется рассолом, а если в нерастворителе – нерастворителем, что и фиксируется на поверхности. Контрольная трубка может быть неподвижной и подвижной. Подвижная трубка позволяет не только следить за уровнем нерастворителя на заданной глубине, но и находить его в случае поднятия и опускания потолка камеры. Трудности применения метода контроля уровня нерастворителя с помощью трубки связаны с повреждениями и обрывами трубки при гидравлических ударах в системе, а также в период спускоподъемных операций технологических труб.

Метод контроля уровня нерастворителя с помощью электроконтактного устройства основан на свойствах электропроводности воды и рассола и диэлектрических свойствах нерастворителя. Если контакты устройства в скважине находятся в воде или рассоле, цепь замыкается и на поверхности зажигается сигнальная лампа. Помимо частых отказов системы из-за обрывов к числу недостатков этого метода контроля следует отнести ненадежность работы контактов.

Камеры, образующиеся в результате искусственного растворения соли, должны иметь форму, обеспечивающую устойчивость их кровли и максимальное извлечение соли. Наиболее рациональным методом картирования камер растворения является метод ультразвуковой локации. Для этой цели Ленинградским горным институтом создан ультразвуковой гидролокатор ЛУЧ-3. В последние годы ВНИИГ изготовил ви-

доизмененный вариант этого прибора – гидролокатор ЛУЧ-4, предназначенный для съемки камер растворения через скважины. Принцип работы прибора основан на определении времени прохождения ультразвукового импульса от излучателя до стенки камеры и обратно. Зная скорость распространения звука в рассоле при определенной концентрации и температуре, рассчитывают расстояние до предмета в заданном направлении.

С целью определения положения уровня нерастворителя к поверхности И.И. Китаевым и М.А. Великовским была создана и внедрена на Зиминакском рассолопромысле бескабельная система контроля, установленная на оголовке скважины и регистрирующая изменение разности давлений между рабочими жидкостями колонн скважин. Ими же была разработана система контроля концентрации добываемого рассола [6, 7, 8, 9].

Высокой экономической эффективности рассолопромысла можно достигнуть надежной работой добычных камер в оптимальном режиме: при поддержании заданных параметров нагнетаемых в них рабочих агентов (расхода воды и уровня нерастворителя), а также определенным порядком обработки скважин. Производительность размыва и концентрация рассола регулируются изменением расхода воды.

В то же время ведутся интенсивные исследования [10, 11] по интенсификации процесса растворения. Так, А.Г. Воронов [10] исследовал процесс интенсификации растворения солей с помощью мощных звуковых полей. Им показано, что воздействие звуковых колебаний в диапазоне частот 500–3000 Гц ускоряет процесс растворения в 1,5 раза.

Исследования Ю.В. Царенкова показало, что использование направленных струй растворителя ускоряет процесс растворения на 25-30% [11].

В настоящее время многие параметры технологии рассчитываются на основе эмпирических зависимостей, поскольку общая теория подземного растворения не разработана. Ниже изложены методические вопросы расчета параметров технологии подземного растворения солей, который используется при проектировании.

13.3. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИИ ПРС*

Выбор системы разработки месторождений каменной соли производится в зависимости от геолого-гидрогеологических условий, заданной производительности рассолодобычи, надежности управления и контроля технологическим процессом, возможности последующего использования отработанных камер, условий охраны природы, сохранности земной поверхности [4, 5].

Существуют системы камерной и сплошной разработки. Сплошная система разработки применяется для разработки маломощных пластов соли и предусматривает сочетание вертикальных и наклонно-горизонтальных скважин. В пониженных частях залежи по падению располагаются рассолозаборные скважины. Процесс подземного растворения солей протекает на значительных площадях, достигающих 1 км^2, с неизбежными деформациями земной поверхности. Для планомерной и плавной просадки надсолевых пород выбирается определенный порядок отработки залежи с регулированием интенсивности водоподачи на отдельных участках.

Камерная система разработки предопределяет сохранность земной поверхности от сдвижения. Растворение соли осуществляется через одиночные или взаимодействующие скважины. Одиночные скважины размещаются по квадратной или ромбической сетке. В зависимости от геологических условий месторождения применяются камеры: отрабатывающие всю мощность соли и разделенные несолевыми перемычками (при отработке залежей, представленных чередованием пластов соли и несолевых пород), причем в этом случае производится специальный расчет на максимальную мощность обрушаемых несолевых прослоев.

При проектировании камеры растворения необходимо предусматривать оставление потолочных целиков в каменной соли на контакте с надсолевыми породами. Для изоляции камер от водоносных горизонтов в подсолевых породах оставляется подошвенный целик. Подземные камеры разделяются целиками. Размер камер оставляемых целиков, а также расположение выработок относительно элементов залегания соляных пластов должны исключать обрушение надсолевых пород и связь водоносных горизонтов с рассолами в камерах.

Параметры системы разработки. Основными параметрами, характеризующими систему разработки месторождения каменной соли, являются: предельно-допустимый пролет камеры $2R$; размер междукамерного целика $Д$; мощность потолочного целика $h_п$; минимальная мощность несолевых прослоев $h_н$.

Расчет предельно-допустимого размера камер. Существует несколько методик определения параметров камеры растворения. По методике Г. В. Кузнецова, основанной на гипотезе балок, с учетом коэффициента пригрузки $r_п$ от вышележащих слоев величина предельно-допустимого пролета камеры определяется по формуле

$$2R = \sqrt{A\frac{\sigma_{сж\,дл} h_0}{(1+r_п)\rho_1}}, \qquad (13.1)$$

* Написан совместно с канд. техн. наук, советник РАЕН В.А. Резниковым

$$r_n = (0{,}065 - 0{,}056 tg\varphi)\sqrt{\frac{\sigma_{изг.дл} h_0}{\rho_1 h_i^2}}, \qquad (13.2)$$

где A – коэффициент, учитывающий характер защемления пролета на опорах и степень деформации пород (A=2 при максимальной деформации без нарушения сплошности кровли); $\sigma_{изг.дл}$ – длительная прочность пород несущего слоя на изгиб, т/м^2; h_0 – мощность несущего слоя, м; r_n – коэффициент пригрузки; $tg\varphi$ – коэффициент трения между слоями ($tg\varphi = 0{,}26 \div 0{,}6$); h_i – мощность пригружающего слоя, м.

Расчет устойчивости междукамерных целиков производится по методике, основанной на гипотезе Шевякова – Турнева, исходя из запаса прочности целика,

$$n = \sigma_p / \sigma_\partial, \qquad (13.3)$$

где σ_p – разрушающее напряжение, определяемое с учетом давления рассола на стенки камеры, веса покрывающих пород и формы целиков, МПа; σ_∂ – действующее на целике напряжение, определяемое с учетом собственного веса целика, а также воспринимаемой им разницы между весом растворенных пород и давлением заполняющего камеру рассола, МПа.

$$\sigma_p = \left(\frac{1+\sin\beta}{1-\sin\beta}\rho + \sigma\right)\sqrt{\frac{2(L^2 - \pi R^2)}{\pi R h}}, \qquad (13.4)$$

$$\sigma_\partial = \frac{\gamma H_0 L^2 - \pi R^2 \rho_p H_0}{L^2 - \pi R^2} + \rho_1 h, \qquad (13.5)$$

где H_0 – мощность покрывающих пород, м; h – высота целика, м; L – расстояние между скважинами, м; R – радиус камер подземного растворения, м; ρ, ρ_1, ρ_p, – соответственно плотности каменной соли, покрывающих пород и рассола, кг/м^3; P – давление рассола в средней по высоте части камеры, МПа ($P=\rho_p H$, H – глубина рассматриваемого сечения, м); σ – прочность каменной соли на одноосное сжатие, МПа; β – угол внутреннего трения, градус.

По опытным данным, допустимая величина коэффициента запаса прочности при камерной системе разработки должна быть не менее 1,2–1,4. Полученные значения коэффициента запаса прочности сравниваются с заданными: при n>1,4 следует уменьшить L, при n<1,4 следует увеличить L. Расчет производится заново.

Полученные данные контролируются по методике Ленинградского горного института (В. С. Романов), основанной на теории механики сплошной среды – допустимые по устойчивости размеры целика ($Д$) устанавливаются по ширине зоны ослабленных пород вокруг рассольных камер (5) из условия $Д \geq 2В$.

Ширина ослабленной зоны определяется с учетом размеров, формы и взаимного влияния камер

$$\frac{B}{R} = \sqrt{1 + \frac{3}{R}\left[\exp\left(\frac{\rho H k}{C}\left(1 + \frac{E}{2}\right) - \frac{P}{C}\right)\right]} - 1, \qquad (13.6)$$

где B – ширина зоны ослабленных пород, м; R – радиус камеры, м; ρ – плотность пород разрабатываемой толщи, кг/м^3; H – глубина разработки, м; P – противодавление рассола на глубине H, МПа; C – сцепление соли, МПа (С=4,5 МПа); E – коэффициент взаимного влияния камер

$$E = \frac{1}{(a+1)^2}, \text{ – для двух сближенных камер; } E = \frac{1}{a(a+1)} \text{ для группы скважин} \qquad (13.7)$$

где a – отношение ширины целика к радиусу камеры; k – коэффициент формы поперечного сечения камеры, равный: для одиночных камер 1,1–1,3, сдвоенных – до 1,35, групповых – до 1,5.

Расчет мощности потолочного целика рекомендуется производить по методике ЛГИ при известной величине длительной прочности соли

$$h_n = \frac{\rho n(2R^2)}{2\sigma_{дл}} + \sqrt{\frac{\rho n(2R^2)}{2\sigma_{дл}} + \frac{m\rho_1 n(2R)^2}{\sigma_{дл}}}, \qquad (13.8)$$

где h_n – мощность потолочного целика, м; ρ, ρ_1 – соответственно плотности соли и надсолевых пород, кг/м^3; $2R$ – ширина камеры, м; m – высота зоны обрушения надсолевых пород, м; n – коэффициент запаса прочности; $\sigma_{дл}$ – длительная прочность каменной соли на одноосное сжатие, МПа.

Максимальная мощность несолевых прослоев, разделяющих пласты каменной соли, предусматриваемые к отработке, определяется из следующего выражения:

$$h_n = \frac{(\rho_1 - \rho_p) l_{экв}^2}{6\sigma_p}, \qquad (13.9)$$

где ρ_1, ρ_p – соответственно плотности пород прослоя и рассола, кг/м^3: $l_{экв}$ – эквивалентный пролет, равный радиусу обнажения потолка камеры подземного растворения, м; σ_p – прочность несолевых пород на разрыв, МПа.

Пример расчета параметров системы разработки. Исходные данные:

Месторождение каменной соли разрабатывается камерами с оставлением целиков. Глубина разработки H = 700 м; высота целика h = 170 м; высота зоны обрушения надсолевых пород m = 120 м; коэффициент запаса прочности n>1,4; плотность каменной соли, надсолевых пород и рассола соответственно ρ = 2600 кг/м^3, ρ_1 = 2500 кг/м^3, ρ_p=1200 кг/м^3; физико-механические характеристики соли: $\sigma_{дл}$ = 10 МПа, $\sigma_{изг.дл}$ = 20 МПа, σ = 19 МПа; угол внутреннего трения соли ρ = 35°; мощность несущего слоя h = 10 м; мощность пригружающего слоя h_i = 10 м; коэффициент трения между слоями $tg\varphi$ = 0,5; A = 2 (при максимально возможной деформации закрепленной кровли без нарушения сплошности); проч-

ность на разрыв несолевых пород $\sigma_р$ = 0,9 МПа.

Определяем по формулам (13.1–13.2) параметры пролета камеры $k_п$ = 0,27; $2R$ = 112,2 м; $R \approx 60$ м.

Рассчитываем устойчивый целик по формулам (13.3–13.5). Выбираем расстояние между скважинами L = 200 м; $\sigma_р$ = 83,44 МПа; $\sigma_{да}$ = 21,123 МПа.

$$\frac{83{,}445}{21{,}123} = 3{,}95.$$

3,95>1,4, поэтому уменьшим расстояние между скважинами L до 180 м и произведем расчет снова: $\sigma_р$ = 40,73 МПа, $\sigma_{да}$ = 17,75 МПа

$$n = \frac{4073}{1775} = 2{,}3.$$

Выбранную сетку скважин L = 180 м и, соответственно, устойчивый целик контролируем по ширине ослабленной зоны по формулам (13.6 – 13.7), чтобы выполнялось условие $Д \geq 2B$. При E = 0,25; B = 30 м, D≥60 м условие выполнено.

Мощность потолочного целика определяется по формуле (13.8), т.е. $h_п$ = 108 м. Максимальная мощность несолевых прослоев по формуле (11.9) $h_н$ = 8,7 м.

Таким образом, для заданных условий сетка скважин выбрана 180 м, радиус камеры 60 м; ширина целика 60 м; коэффициенты запаса при этом 2,3; мощность потолочного целика 108 м, несолевых прослоев – 8,7 м.

Расчет технологии растворения. Высота подготовительной выработки или ступени определяется по содержанию нерастворимых включений [11, 37] в соли и достигается соответствующим разносом башмаков технологических колонн (водоподающей и рассолоподъемной). Для соли, где содержание нерастворимых включений составляет 5–30 %

$$h_с = 0{,}02Rx. \tag{13.10}$$

Число ступеней размыва определяется в зависимости от величины радиуса подготовительной выработки и содержания нерастворимых примесей в соли. Чем больше нерастворимых примесей, тем больше высота ступени и их количество. Так, при радиусе вруба 50 м и содержании нерастворимых включений 30 %, число ступеней достигает 7, а высота ступени ~ 5м.

Продолжительность подготовительного размыва определяется из соотношения

$$t = k_м R/w \tag{13.11}$$

где w – радиальная скорость растворения каменной соли, м/сут; $k_м$ – коэффициент асимметрии развития ступени ($r_м \approx 0{,}5$–$0{,}7$). Значения средней радиальной скорости растворения каменной соли, изменяющиеся в зависимости от радиуса камеры растворения и процентного содержания нерастворимых примесей, при температуре 15–20 °С определяются по формуле

$$w = 0{,}25 - 0{,}68 \cdot 10^{-2} R + 0{,}6 \cdot 10^{-4} R^2, \tag{13.12}$$

Величина радиальной скорости растворения зависит также от часовой производительности скважины q. В формуле (13.12) значения радиальной скорости растворения взяты для условий размыва подготовительной выработки при производительности скважины 10–15 м^3/ч на первых ступенях и 30–40 м^3/ч на завершающих.

Для практических расчетов производительности скважин при подготовительном и эксплуатационном размывах с содержанием нерастворимых включений менее 5 % применяется следующая эмпирическая формула (м3/ч)

$$q = 0{,}05R\left[2{,}2\sqrt{R} + H(1 - 0{,}01H)\right] \tag{13.13}$$

где H – высота камеры (на первой ступени $H = h_1$).

По величинам R и x определяются основные технологические показатели подготовительного размыва: h – высота ступеней размыва, м; $V_п$ – объем подготовительной выработки (ступени), м^3; q – часовая производительность скважины, м^3/ч; P – запасы каменной соли в объеме данной ступени, т; T – время отработки ступени, сут; $P_в$ – извлекаемые запасы каменной соли с данной ступени, т; C–концентрация рассолов, получаемых с данной ступени, т/м^3.

При расчете объема подготовительной выработки ее форма принимается в виде усеченного конуса

$$V_п = \frac{1}{3}\pi h_{ст}\left(R^2 + Rr + r^2\right), \tag{13.14}$$

где r – радиус камеры в начальной стадии отработки ступени, м; R – радиус камеры на завершающей стадии отработки ступени, м.

Запасы каменной соли в объеме подготовительной выработки определяются по следующей формуле:

$$P = V_п \rho (1 - x). \tag{13.15}$$

Извлекаемые запасы каменной соли в объеме подготовительной выработки

$$P_в = kP. \tag{13.16}$$

где k – коэффициент, учитывающий неполное извлечение запасов за счет заполнения объема камеры рассолом ($k \approx 0{,}85$).

Концентрация получаемых рассолов

$$C = P/24tq \tag{13.17}$$

Эксплуатационный размыв производится при достижении объема камеры 12–15 тыс. м^3. Опыт показал, что при этом обеспечивается получение насыщенного (0,31 т/м^3) рассола при производительности скважины 30–40 м^3/ч. Отработка соляной залежи осуществляется снизу вверх расчетными ступенями определенной высоты и диаметра. Форма ступеней для расчетов принимается цилиндрическая. Кровля камер изолируется нерастворителем. Отработка соляной залежи происходит за счет увеличения диаметра камеры. Управление режимом подачи нерастворителя в скважину позволяет извлекать из каждой ступени расчетное количество соли и управлять формообразованием камеры.

При проектировании рассолопромыслов расчету подлежат следующие технологические параметры эксплуатационного размыва (при заданных величинах радиуса камеры R = 50–60 м и концентрации получаемых рассолов С = 0,31 т/м^3): h – высота ступеней размыва, м; V – объем ступени, м^3; q – часовая производительность скважины, м^3/ч; P – запасы каменной соли в объеме ступени, т; $P_в$ – извлекаемые запасы каменной соли, т; T – время отработки ступени, сутки.

Методика расчета технологических параметров эксплуатационного размыва камер аналогична методике, применяемой для расчета параметров подготовительной выработки.

Высота эксплуатационной ступени определяется исходя из производительности скважины, времени отработки ступени и ее радиуса

$$h = TqC/\left(\pi R^2 \rho \cdot 0{,}85\right) \tag{13.18}$$

Производительность скважины (камеры) может быть определена по эмпирической формуле

$$q_с = \left(1{,}4V_{т.акт} + 4S_к\right)/\delta, \tag{13.19}$$

где $V_{к.акт}$ – активный объем камеры, тыс. м^3; $Sк$ – площадь потолка камеры, тыс. м^2; δ – поправочный коэффициент, учитывающий уменьшение производительности камеры при увеличении содержания нерастворимых примесей в соли (значения коэффициента принимаются равными 0,9; 0,75; 0,65 при содержании нерастворимых примесей соответственно 10, 20, 30%); 1,4–средний объем кондиционного рассола, приходящийся на 1000 м^3 объема камеры, м^3/ч; 4 – средний объем кондиционного рассола, приходящийся на 1000 м^2 потолочины камеры, м^3/ч.

Расход нерастворителя определяется исходя из необходимости создания в кровле камеры слоя толщиной 4 см. Количество нерастворителя, необходимое для перекрытия кровли камеры,

$$q_н = 0{,}031D^2, \tag{13.20}$$

где D – диаметр камеры подземного растворения.

В процессе эксплуатации скважин подземного растворения находящиеся дл тельное время в камере нефтепродукты теряют свои первоначальные свойства, «стареют» что требует дополнительного их количества для компенсации безвозмездных потерь. Пр этому при проектировании рассолопромыслов учитывается величина удельного расход нерастворителя (расходная норма нерастворителя на 1 м^3 добываемого рассола)

$$\Delta Q_н \approx 0{,}0012ND^2/Q_г \qquad (13.21)$$

где N – число рассолодобывающих скважин; $Q_г$ – годовая производительность скважин рассолопромысла, м^3.

Определение общей часовой производительности рассолопромысла и числа рассолодобывающих скважин. Часовая производительность рассолопромысла определяется исходя из заданной годовой потребности перерабатывающих поваренную соль предприятий, сырьевой базой которых служит данный цех рассолодобычи, и установленного режима работы этих предприятий.

Часовая производительность рассчитывается по формуле

$$Q_ч = Q_г/(24NT_ск_в), \qquad (13.22)$$

где $Q_ч$ – часовая производительность рассолопромысла, м^3/ч; $Q_г$ – годовая производительность рассолопромысла, м^3/ч; $T_г$ – время работы рассолопромысла в году, сут. (определяется режимом работы потребителей); $k_в$ – коэффициент использования времени.

По полученной часовой производительности рассолопромысла $Q_ч$ и средней часовой производительности рабочей скважины $q_ч$ определяем число n рабочих скважин

$$n = Q_ч/q_ч. \qquad (13.23)$$

Кроме рабочих скважин, на рассолопромысле необходимо иметь ремонтно-резервные скважины, которые служат для замены рабочих скважин в период перевода некоторых из них на новую ступень растворения при проведении ремонтных работ, временном снижении концентраций рассолов и производительности скважин в связи с изменением геологических условий в процессе размыва соляной залежи, при аварийных остановках и т.д.

Число резервных скважин выбирается с учетом полной компенсации возможной временной потери производительности эксплуатационных скважин и обычно составляет 20–30 % расчетного числа рабочих скважин.

13.4. ПОДЗЕМНОЕ РАСТВОРЕНИЕ КАЛИЙНЫХ СОЛЕЙ

В настоящее время месторождения калийных солей (сильвинита и карналлита) разрабатываются шахтным способом. Однако в сложных горно-геологических условиях или при глубоком залегании добыча калийных солей шахтным способом экономически нецелесообразна.

Возможность разработки глубоко залегающих калийных месторождений подземным растворением пытались обосновать многие ученые как в России, так и за рубежом (П. И. Преображенский, А. Е. Рыковский, И. С. Успенский, И. С. Розенкранц, Е. И. Ахумов и др.).

В 1944–1945 гг. А. Е. Ходьковым и Ю. В. Морачевским была предпринята первая попытка растворения соликамских карналлитов через скважину, производительность которой составляла 20 м^3/ч. Среднее содержание соли в растворе равнялось 280 г/л. Полученный раствор содержал незначительное количество KCl, и его промышленная перера-

ботка оказалась нерентабельна. Для первых испытаний выбор карналлита в качестве объекта растворения был сделан неудачно, поскольку карналлит при растворении образует рассол с высоким содержанием MgCl и весьма незначительным содержанием KCl. Холодный способ растворения для карналлита непригоден, так как при этом образуется раствор с небольшим содержанием KCl. Однако теоретические исследования указывают на возможность промышленного получения KCl методом подземного растворения карналлита через скважины.

Установлено, что для эффективной добычи калийных руд через скважины необходимо:

получение растворов с высоким содержанием KCl; достижение высокого процента извлечения руды; определение эффективного способа переработки рассолов с утилизацией KaCl.

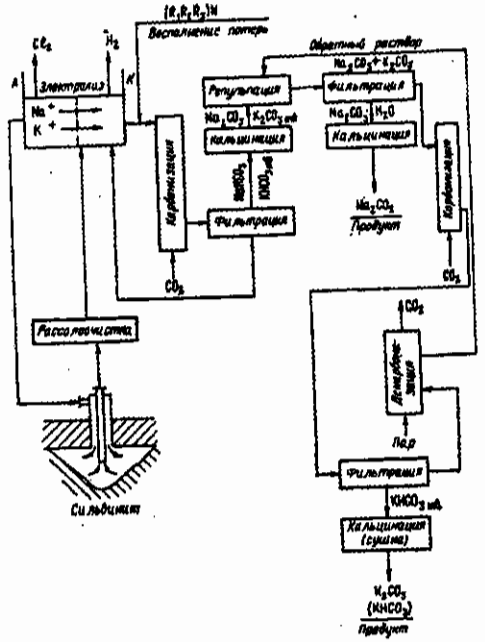


Рис. 13.3. Технологическая схема переработки сильвинитовых рассолов в соду и поташ

Вести селективную добычу KCl насыщенным по другим компонентам раствором трудно по причине невысокого содержания KCl в руде (до 30 %).

Достижение высокого процента извлечения руды возможно использованием сплошной системы разработки с гидроразрывом пласта для его подготовки.

Поиски эффективных способов переработки рассолов связаны с использованием бассейнов для выпарки и разделения рассолов, а также для переработки продукционных растворов на дефицитные продукты – поташ и соду.

Суть технологии переработки рассолов ПР-сильвинита на соду и поташ ясна из схемы (рис. 13.3) и включает в себя электролиз добытых рассолов и карбонизацию каталита [1, 2].

Значительный интерес представляет опыт успешного применения подземного растворения калийных солей в Канаде (провинция Саскачеван), что обусловлено высоким содержанием хлористого калия в пласте (в среднем 30 %), большой мощностью залежи (более 15 м) и высокой температурой пласта (45°С на глубине около 1600 м).

Исследование, сооружение, отработка процесса на опытной установке, а также сооружение самого предприятия заняли девять лет. Комплекс работ был выполнен американской фирмой «Калиум кемилз». В 1965 г. предприятие выдало первую продукцию. Мощность предприятия 720 тыс. т в год KCl. В год отрабатывается примерно 25–30 скважин. Коэффициент извлечения 40 %. Капитальные затраты на добычу рассола составляют 7 % общих капитальных затрат. Штат 200 человек.

Американская фирма «Техас Голф Салфер» затопила калийный рудник «Кейн Крик» в штате Юта [1], а добываемые рассолы откачиваются через скважины и выпариваются в открытых бассейнах. Фирмой «Уайтбш Поташ» (Великобритания) в Северном Йоркшире проводятся опыты избирательного растворения KCl маточным раствором. В Канаде фирма «Линбар Майниш» ведет успешную опытную эксплуатацию Саскачеванского месторождения.

Значительные работы по исследованию подземного растворения карналлита велись в ФРГ, и если в ГДР шли по пути растворения залежи щелоками, насыщенными $MgCl_2$, и оставления в камере осадка $MgCl_2$, то в ФРГ при подземном растворении карналлита KCl и NaCl извлекаются в виде суспензии, которая выпадает при растворении легкорастворимой $MgCl_2$ водой.

Значительные исследования по подземному растворению сильвинита, выполненные во ВНИИГе, позволили определить требования к залежи сильвинита для подземного растворения, выявить пути повышения эффективности этого процесса и дать методику определения основных технологических параметров. В результате опытно-промышленных работ по подземному растворению сильвинитов на Карлюкском месторождении определены исходные данные для проектирования промышленной установки по добыче калийных солей [2] с их разделением за счет резких перепадов температур в летнее и зимнее время в Туркмении.

13.5. ПОДЗЕМНОЕ РАСТВОРЕНИЕ БИШОФИТА

При разведывательных работах в районе Волгограда обнаружили промышленное месторождение соли шестиводного хлористого магния – бишофита. Содержание в керне бишофита 95-98%, кроме того выявлено высокое содержание брома (5-8 кг.м^3 руды)

В.А. Резников [12] разработал технологию добычи хлормагниевых рассолов и определил основные параметры процесса. Технико-экономический анализ себестоимости полученных в промышленных условиях растворов хлористого магния показал высокую эффективность Волгоградского месторождения. К сожалению, из-за необходимости больших капиталовложений на технологический завод по получению металлического магния, окиси и гидроокиси магния, брома строительство до сих пор не ведется. Одним из негативных факторов проблемы бишофита является получение большого количества хлора, хлористого водорода или соляной кислоты, потребителя на которую в настоящее время не найти.

13.6. ЗАДАЧИ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Технология ПРС – идеальный объект для создания полностью автоматизированного предприятия с наивысшей производительностью труда. Управление уровнями нерастворителя – одна из основных задач, решение которой позволит вести полностью автоматизированную добычу соли в оптимальных условиях разработки.

В основном в России и за рубежом применяется жидкий нерастворитель. Возможно использование и воздуха, который может подаваться вместе с растворителем, но этот способ имеет существенные недостатки – вследствие большой растворимости в воде и рассолах он выводится из камеры, а, следовательно, необходима его постоянная подкачка. Использование воздуха влечет за собой утяжеление конструкции скважин, так как требует создания высокого давления для поддержания уровня нерастворителя в камере. Кроме того, воздух и воздушные эмульсии – это агрессивные среды для оборудования добычных скважин. Однако большие расходы жидких нерастворителей (до 0,8 кг на 1 м^3 рассола) ставят задачи замены нефтепродуктов в качестве нерастворителя.

В связи с вышеизложенным необходим поиск новых путей интенсификации подземного растворения, которые могут быть связаны с управлением температурой растворителя, воздействием различных физических полей, использованием ПАВ, гидравлического разрыва и т.д.

Наиболее существенная задача на данном этапе – найти оптимальные и экономически эффективные пути переработки калий-, магний- и натрийсодержащих рассолов подземного растворения различных солей.

Литература

1. Разработка месторождений каменной и калийной солей методом подземного выщелачивания. /Аренс В.Ж., Белов В.Н., Зыков В.А. М., МГИ, 1969.
2. Технология добычи солей. /Р.С. Пермяков, М.П. Бельри, Р.С. Романов М., Недра, 1981.
3. Проблемы геотехнологии. Доклады III Всесоюзной конференции по геотехнологическим методам добычи полезных ископаемых. Ч. 1, Ч. 2, М., Черкесск, НИИТЭХИМ, 1983.
4. Новое в скважинных методах добычи полезных ископаемых. М., НИИТЭХИМ, 1984.
5. Общесоюзные нормы технологического проектирования рассолопромыслов. /В.А. Резников, А.Ф. Студенцов, А.С. Шнейдер и др. Л., ВНИИГ, 1981.
6. Устройство для определения уровня нерастворителя в подземной камере (а.с. №1085310), М., 1983. /Китаев И.М., Аренс В.Ж., и др.
7. Способ управления процессом подземного растворения (а.с. №1120746), М., 1983. /Китаев И.М., Аренс В.Ж. и др.
8. Способ контроля процесса корректного растворения солей (а.с. №1130171), Китаев И.М., Аренс В.Ж. и др.
9. Совершенствование технологии подземного растворения солей с применением средств контроля основных параметров. /Китаев И.М. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. МГРИ, 1985.
10. Исследование интенсификации растворения калийных солей с помощью мощных звуковых колебаний. /А.Г. Воронов. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. М., МГИ, 1973.
11. Исследование технологии формообразования подземных камер и растворения каменной соли радикально направленными струями. /Ю.В. Царенков. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Люберцы, ГИГХС, 1975.
12. Исследование технологии добычи бишофита методами подземного растворения. /В.А. Резников. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. ГИГХС, 1975.
13. Каратыгин Е.П., Кубланов А.В. и др. Подземное растворение соляных залежей. С.-Пб, Гидрометеоиздат, 1994. 221 с.

14. СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В КАМЕННОЙ СОЛИ*

В практике подземного хранения наибольшее распространение получили хранилища, укомплектованные подземными резервуарами, создаваемыми методом растворения каменной соли через буровые скважины. Такие хранилища используются для размещения стратегических запасов сырой нефти и товарных нефтепродуктов, в качестве товарно-сырьевых баз для нефтехимического и химического производства (нефть, нефтепродукты, газовый конденсат, сжиженные углеводородные газы и др.) Такие хранилища в последнее время широко используются для регулирования пиковой неравномерности газопотребления (природный газ).

Перспективно использование подземных резервуаров в каменной соли в качестве технологических аппаратов для промысловой подготовки нефти (отстой пластовых вод и сепарация нефтяного газа) и природного газа (отделение газового конденсата). Помимо жидких и газообразных углеводородов подземные хранилища в каменной соли также используются для хранения гелия, азота, воздуха, водорода и других газов, а также для захоронения или депонирования промышленных отходов.

Подземные хранилища в каменной соли характеризуются эксплуатационной надежностью и экологической безопасностью, чем они выгодно отличаются от традиционных хранилищ нефтепродуктов и сжиженных газов в стальных наземных и заглубленных резервуарах, широко используемых в России и за рубежом. Кажущаяся легкость обслуживания последних не гарантирует экологической безопасности и значимых экономических выгод из-за ряда существенных недостатков – повышенной пожаро- и взрывоопасности, высоких потерь от испарения вследствие «больших» и «малых» дыханий, загрязнения воздушного бассейна, грунтовых и поверхностных вод вследствие утечек из-за коррозионного повреждения резервуаров, отчуждения значительных земельных угодий, высокой металлоемкости конструкций.

Эксплуатационная надежность и экологическая безопасность любого типа подземного хранилища обеспечивается прочностью и устойчивостью выработок-емкостей; герметичностью подземных резервуаров, т.е. их изолированностью от грунтовых и поверхностных вод и от атмосферного воздуха; незначительным отчуждением земли по сравнению с объемом хранилища; сейсмической устойчивостью; минимальным риском при нештатных ситуациях.

---

* В создании раздела участвовали: действ. член РАЕН проф. Смирнов В.И., чл.-корр. РАЕН д.т.н. Казарян В.А., .к.т.н. Игошкин А.И., к.т.н. Силеванов Л.К.

Как показывает опыт, объем выбросов углеводородов в атмосферу вследствие «больших» и «малых» дыханий на подземных хранилищах снижается в десятки и сотни раз по сравнению с наземными, а имеющиеся выбросы связаны с эксплуатацией наземного комплекса, терминалов и т.п., а не подземных резервуаров.

Эффективность подземных хранилищ в солях видна из табл. 14.1.

Поскольку отбор продукта из подземного резервуара производится, как правило, путем его вытеснения рассолом (рассольная технология эксплуатации), то даже в случае аварийной разгерметизации устья скважины последствия имеют локальный характер и потери продукта минимальны.

Конструкция устьев скважин, применение клапанов-отсекателей обеспечивают защиту от несанкционированного доступа и высокую устойчивость к любым внешним воздействиям, в том числе и при чрезвычайных ситуациях.

Таблица 14.1

Потери автобензинов в резервуарах различных типов

Тип хранилища	Продолжительность хранения, лет	Количество циклов закачки-отбора	Потери, кг/т	
			осенне-зимний период	весенне-летний период
Стальные резервуары:				
• наземные	1	1	2,6	3,0
• заглубленные	1	1	1,368	2,172
Подземные резервуары в каменной соли:				
• выдача в магистральный трубопровод через буферные резервуары:				
* наземные стальные	1	1	0,52	0,82
* заглубленные	1	1	0,35	0,60
• выдача без использования буферных резервуаров:				
* в ж/д цистерны	1	1	0,09	0,19
* в магистральный трубопровод	1	1	0,02	0,02

14.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Безрассольная технология эксплуатации подземного резервуара – совокупность способов эксплуатации резервуара с реализацией отбора хранимого продукта: 1) за счет энергии сжатия хранимого газообразного продукта или вспомогательного газообразного агента при хранении жидкости; 2) специальным насосным оборудованием. Оба способа осуществляются с постоянным или переменным давлением продукта в резервуаре. Второй способ разделяется по типу применяемого оборудования на разновидности: с погружными насосами, со струйными насосами, с газлифтом, с термогазлифтом.

Вместимость подземного резервуара – максимально возможный объем заполнения подземного резервуара продуктом хранения.

Водорассольный комплекс (ВРК) – комплекс сооружений, предназначенный для строительства выработок-емкостей в каменной соли (водозабор, насосные станции для воды, рассола и нерастворителя, трубопроводы, буферные наземные резервуары и т.д.). После завершения строительства хранилища сооружения ВРК, в основном, демонтируются.

Время строительства выработки-емкости – продолжительность периода строительства выработки-емкости с момента зарядки технологической скважины нерастворителем до подписания акта о приемке в эксплуатацию **подземного резервуара**. Время строительства выработки-емкости подразделяется на три периода: полное, технологическое и чистое.

Полное время строительства выработки-емкости – продолжительность периода строительства от начального момента зарядки технологической скважины нерастворителем до момента подписания акта о сдаче **выработки-емкости** в эксплуатацию.

Технологическое время строительства выработки-емкости – продолжительность строительства от начального момента подачи растворителя в скважину до момента достижения проектного объема выработки-емкости с учетом остановок, не связанных с технологическими процессами.

Чистое время строительства выработки-емкости – продолжительность периода от начального момента закачки растворителя в скважину до момента создания проектного объема без учета технологических или иных остановок.

Выработка-емкость – подземная горная выработка, часть подземного резервуара, предназначенная непосредственно для хранения продукта.

Донасыщение рассола – увеличение концентрации рассола за счет растворения массива каменной соли во время проведения технологических операций при строительстве выработки-емкости, к которым относятся перестановка подвесных колонн, проведение геофизических работ, переоборудование технологической скважины на эксплуатационную и др.

Зашламованная часть выработки-емкости – отработанная часть выработки-емкости (как правило, гидровруб), потерянная для эксплуатации за счет осевших нерастворимых включений.

Комбинированный способ строительства выработки-емкости – сочетание способов послойной отработки массива каменной соли «снизу-вверх» и «сверху–вниз».

Комбинированная технология эксплуатации подземного резервуара – совокупность способов рассольной и безрассольной технологий эксплуатации резервуара, позволяющая осуществлять отбор продукта путем его замещения промежуточным жидким агентом, размещенным в специально создаваемой подземной выработке-емкости.

Коэффициент скорости растворения каменной соли – см. гл. 13.

Нерастворитель – газовая или жидкая среда, размещаемая в верхней части выработки и предназначенная для управления формообразованием выработки путем предохранения части ее поверхности от растворения. В качестве жидкого нерастворителя обычно используется дизельное топливо, газообразного – воздух, природный газ, азот.

Одиночный подземный резервуар – резервуар, расположенный вне зоны влияния соседних резервуаров.

Подвесная колонна скважины – колонна труб, подвешенных на колонной головке скважины на период строительства и эксплуатации подземного резервуара.

Центральная подвесная колонна находится внутри внешней подвесной колонны и предназначена для подачи воды (прямоточный режим) или отбора рассола (противоточный режим) при строительстве выработки-емкости, закачки и отбора хранимого продукта при эксплуатации резервуара.

Подготовительная выработка – см. гл. 13.

Подземный резервуар – выработка-емкость в совокупности с эксплуатационной скважиной.

Подрастворение стенок выработки-емкости – дополнительное растворение поверхностей выработки-емкости в процессе эксплуатации при закачке в него воды, ненасыщенного рассола или содержащего воду продукта.

Противоточный режим подачи растворителя – см. главу 13.

Прямоточный режим подачи растворителя – см. главу 13.

Рабочая толща – залежь соли или часть ее, необходимая и достаточная для размещения выработок-емкостей с оставлением охранных пачек непроницаемых пород выше и ниже выработок.

Рассольная технология эксплуатации подземного резервуара – совокупность способов эксплуатации резервуара на основе взаимозамещения хранимого продукта и рассола. Отбор продукта из подземного резервуара осуществляется закачкой рассола в резервуар. В процессе хранения продукт в выработке-емкости находится под постоянным противодавлением столба рассола, находящегося в скважине. Разработаны

следующие способы эксплуатации подземных резервуаров: с применением наземного и подземного рассолохранилищ, с использованием морской воды и минерализованных подземных вод, в кооперации с рассолопромыслом.

Рассолохранилище – наземный или подземный резервуар для хранения рассола, используемого при рассольной технологии эксплуатации подземного резервуара.

Растворитель – вода или слабоминерализованный водный раствор хлорида натрия, используемые для растворения каменной соли.

Режим подачи растворителя – порядок добычи и направления движения растворителя по подвесным колоннам технологической скважины в процессе строительства выработки-емкости. Существуют два режима подачи растворителя: прямоточный и противоточный.

Режим заглубленной водоподачи – противоточный режим подачи растворителя, при котором башмак внешней подвесной колонны расположен ниже уровня поверхности раздела нерастворитель–рассол.

Скорость растворения (каменной) соли – линейная скорость продвижения границы растворяемой поверхности каменной соли при контакте с жидким растворителем (водой или водными растворами) каменной соли.

Способ отработки выработки ступенями снизу-вверх – способ отработки выработки, обеспечивающий послойное растворение каменной соли снизу-вверх, начиная с подготовительной выработки или гидровруба.

Способ отработки выработки ступенями сверху-вниз – распорядок направления отработки выработки, обеспечивающий послойное растворение каменной соли сверху-вниз от кровли выработки к почве с накоплением нерастворителя.

Срок хранения продукта – допустимая продолжительность хранения продукта в подземном резервуаре при условии сохранения его товарных свойств.

Технологическая скважина – скважина, через которую осуществляется процесс строительства подземной выработки-емкости.

Технология строительства выработки-емкости – совокупность способов строительства, позволяющая получить выработки-емкости проектных форм и геометрических размеров в заданные сроки.

Технология эксплуатации подземного резервуара – совокупность методов и способов эксплуатации резервуара, обеспечивающих процессы закачки, отбора и хранения продукта без изменения его товарных свойств в установленные проектом сроки хранения. Разработаны три технологии эксплуатации подземных резервуаров: рассольная, безрассольная и комбинированная.

Устойчивая выработка-емкость – выработка, эксплуатирующаяся без обрушений в течение всего срока службы.

Эксплуатационная скважина – технологическая скважина после ее переоборудования для эксплуатации подземного резервуара.

14.2. УСЛОВИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В КАМЕННОЙ СОЛИ

Способность каменной соли к растворению пресной или слабоминерализованной водой делает возможным применение дешевой, безопасной и эффективной скважинной технологии для сооружения выработки. Извлекаемый при сооружении подземного резервуара раствор хлорида натрия является ценным химическим сырьем, практически готовым к утилизации. Химическая инертность каменной соли по отношению к хранимым продуктам в совокупности с отсутствием кислорода и стабильностью температуры и давления обеспечивают сохранение качества товарных продуктов. В выработках-емкостях в каменной соли появившиеся по какой-либо причине трещины способны самозалечиваться вследствие вязкопластических деформаций соли, что обеспечивает практическую непроницаемость соляных массивов и герметичность подземных резервуаров. Гидроциркуляционная технология сооружения резервуаров не допускает их крепления, поэтому для обеспечения устойчивости при больших глубинах заложения выработки-емкости эксплуатируются под избыточным давлением, что является достоинством при хранении ряда газообразных и жидких продуктов. Подземные хранилища в каменной соли идеально подходят для хранения таких углеводородов, как бутан, пропан, пропилен, бутилен и др., которые в термобарических условиях подземного резервуара способны находиться в сжиженном состоянии. Хранение природного и иных газов под высоким давлением обеспечивает высокую эффективность использования геометрического объема выработок-емкостей. В случае хранения товарных нефтепродуктов установившиеся термобарические условия в выработке-емкости блокируют процесс выделения кислорода, растворенного в рассоле, благодаря чему значительно замедляется окисление хранимого продукта.

Обычно при создании подземных выработок-емкостей малой вместимости, когда их полезная высота не превышает 10 м, минимально допустимая мощность соляной залежи должна составлять 20 м. При этом минимально допустимые значения высоты целиков в почве и кровле принимаются исходя из условия проницаемости выше- и нижележащих пород и их прочности, а скважина обсаживается до кровли выработки.

Площадь распространения соляной залежи в плане должна обеспечивать размещение заданного количества резервуаров с оставлением

целиков соли между выработками, а также между выработками и боковыми поверхностями соляной залежи.

С точки зрения технологии строительства большое значение имеет состав соленосных отложений. В интервале глубин заложения выработки-емкости соляная залежь, как правило, не должна содержать прослоев калийно-магниевых и других солей, легко растворяющихся в воде и хлоридно-натриевых рассолах, а также прослоев нерастворимых пород, затрудняющих процесс создания выработки заданной формы и объема.

Существуют определенные требования к температуре породного массива, связанные с необходимостью сохранения качества продукта. Температурные критерии пригодности соляных залежей для хранения моторных топлив определены на основании экспериментальных исследований качества продуктов при их длительном хранении в контакте с каменной солью Для сырой нефти, газового конденсата и других продуктов, не имеющих жестких требований к химическому составу, температурных ограничений при их хранении в подземных резервуарах в каменной соли не устанавливается.

Важный аспект при выборе площадок строительства подземных хранилищ – наличие источников водоснабжения для осуществления процесса подземного растворения соли.

При создании 1 м^3 геометрического объема выработки-емкости образуется 8–10 м^3 рассола. Поэтому еще одним важным аспектом создания подземных хранилищ в каменной соли является удаление рассола со строительной площадки. В настоящее время все проекты, разработанные специализированным предприятием «Подземгазпром» по строительству подземных хранилищ, предусматривают утилизацию рассола путем передачи на химический комбинат для получения хлора (Волгоградское ПХГ), содовый завод для получения соды и различных химпродуктов (Березниковское ПХГ), солезавод для производства пищевой соли (Калининградское, Сереговское ПХГ), а также сброс в природные соляные озера для получения технической соли (Астраханский комплекс хранилищ). При отсутствии условия утилизации строительного рассола его закачивают в недра при заводнении нефтяных месторождений, если они есть в районе строительства, в глубокие поглощающие водоносные горизонты.

Общая минерализация воды поглощающего горизонта должна быть, как правило, не менее 35 г/л. Согласно экологическим требованиям такая минерализация делает воду непригодной для использования в народном хозяйстве за исключением отдельных случаев, когда она применяется в бальнеологических целях или содержит ценные компоненты, извлекаемые как полезное ископаемое.

14.3. ОБЪЕМНО-ПЛАНИРОВОЧНЫЕ УСЛОВИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Подземный резервуар состоит из выработки-емкости, используемой для размещения хранимого продукта, и эксплуатационной скважины, оборудованной для закачки и отбора продукта. Выработка-емкость обычно имеет осесимметричную форму (цилиндрическую, шаровую, эллипсоида вращения и др.) и куполообразную кровлю, причем осью симметрии является скважина. Подземные резервуары могут иметь одну или несколько эксплуатационных скважин, в которых размещаются подвесные колонны труб. Для строительства подземной выработки-емкости скважина оборудуется подвесными колоннами труб для подачи растворителя и отбора рассола, а в стадии эксплуатации резервуара – подвесными рабочими колоннами труб, количество которых определяется в зависимости от вида хранимого продукта и технологии эксплуатации хранилища. Выработки-емкости имеют пролет обычно до 80 м, высоту до нескольких сотен метров и вместимость от десятков тысяч до миллиона кубометров.

Пролет кровли выработки-емкости ℓ, определяют по формуле

$$\ell = \sqrt[3]{V_a / V_r}, \qquad (2.1)$$

где V_a – допустимый объем области запредельного деформирования (ОЗД) в окрестности кровли, где значение интенсивности деформации сдвига превысило величину интенсивности деформации сдвига при равенстве $\sigma_i = \sigma_i^{\infty}$ и бесконечно большом значении времени; σ_i – интенсивность касательных напряжений; σ_i^{∞} – интенсивность касательных напряжений, соответствующая пределу длительной прочности при заданной сумме главных напряжений $\sigma_r = 2\gamma\rho_r gH$; γ – коэффициент надежности по нагрузке, принимается равным единице; ρ_r – усредненная плотность пород, залегающих выше башмака последней зацементированной колонны; g – ускорение свободного падения; H – расстояние от поверхности земли до кровли выработки-емкости; V_r – значение объема ОЗД в окрестности кровли резервуара при $\ell = 1$ м.

Наряду с вышеописанными вертикальными резервуарами используются резервуары гирляндного типа, когда две выработки-емкости сооружаются через одну вертикальную скважину, а также резервуары тоннельного типа. Принципиальные схемы подземных резервуаров и варианты их взаимного расположения показаны на рис. 14.1.

Подземный резервуар сооружают с учетом минимального силового воздействия на эксплуатационную скважину, в частности с этой целью оставляют необсаженный участок скважины над кровлей выработки. Длина необсаженной части скважины, т.е. расстояние между кровлей выработки-емкости и башмаком последней зацементированной колонны, определяется расчетным путем в зависимости от горно-геологических условий площадки строительства хранилища и составляет до нескольких десятков метров.

Подземные резервуары в каменной соли сооружаются в соляных залежах всех морфологических типов и возрастов. Существующие в мире подземные резервуары расположены в соляных толщах, залегающих, как правило, в диапазоне глубин 300-1500 м. Это связано с выбором экономически целесообразных способов строительства и эксплуатации хранилищ с учетом номенклатуры хранимых продуктов. Теоретические расчеты показывают, что максимально возможная глубина заложения подземных резервуаров (с точки зрения обеспечения их устойчивости) не превышает 3000 м.

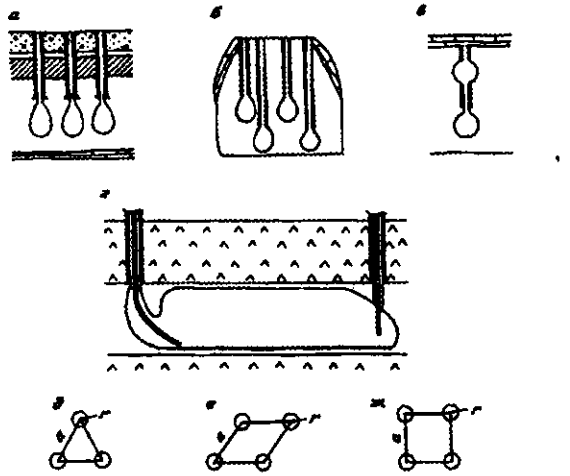


Рис14.1. Принципиальные объемно-планировочные схемы размещения резервуаров
а – на одной глубине; *б* – на разных глубинах; *в* – гирляндный (или двухъярусный); *г* – соединенных двух камер; планы расположения выработок емкостей по треугольной (*д*), ромбической (*е*) и квадратной (*ж*) сеткам

Минимально приемлемая глубина залегания пород каменной соли, пригодных для размещения выработок-емкостей, зависит от вида хранимого продукта (необходимого эксплуатационного давления) и определяется по формуле

$$H_{\min} = \frac{P_{\max}}{\gamma g \rho_r} + a, \qquad (14.2)$$

где P_{max} – максимально допускаемое эксплуатационное давление на уровне башмака последней зацементированной колонны; γ – коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый 0,85 при спокойном или пластово-линзообразном залегании соли, когда надсолевая толща представлена непроницаемыми породами; *0,75* – в остальных случаях; a – длина необсаженной части скважины.

Расстояние между устьями соседних эксплуатационных скважин a определяется по формуле

$$\ell = 2a + r(4 + n + k), \qquad (14.3)$$

где r – радиус выработки-емкости резервуара; a – допустимое отклонение оси скважины от вертикали на отметке кровли выработки-емкости; n – коэффициент, учитывающий погрешности формообразования в зависимости от принятого технологического способа строительства выработки-емкости: сверху-вниз 0,1; снизу-вверх 0,5; для комбинированных и иных схем 0,2; k – коэффициент, учитывающий возможную асимметричность формы выработки-емкости по геологическим условиям, определяемый по табл. 14.2.

Таблица 14.2

Зависимость коэффициента асимметричности формы выработки от типа месторождения и способа сооружения емкости.

Морфологический тип месторождения	Значение коэффициента k при способе строительства выработки-емкости		
	сверху–вниз	снизу-вверх	комбинированный и иной
Пластовый и пластово-линзообразный	0,2	0,7	0,4,
Куполо- и штокообразный	0,5	1,5	1,0

В мощных соляных залежах расстояние между устьями скважин допускается уменьшать за счет двух- или многоярусного расположения выработок-емкостей. При этом величина целика между соседними выработками-емкостями по кратчайшему расстоянию между стенками должна соответствовать требованиям формулы (14.3), а расстояние от стенки выработки-емкости до соседних скважин должно быть не менее 50 м.

14.4. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ В КАМЕННОЙ СОЛИ

На территории России находятся 15 соленосных бассейнов и площадей, перспективных для строительства подземных резервуаров для хранения газообразных и жидких продуктов и захоронения промышленных отходов: Калининградский соленосный бассейн; Подмосковный соленосный бассейн; Двинско-Сухонский соленосный бассейн (верховье р.Северная Двина); Сереговский купол (Республика Коми); Печеро-Камский соленосный бассейн (Пермская область и южная часть бассейна р.Камы); Давыдовская соленосная площадь (севернее г.Нижний Новгород); Прикаспийский соленосный бассейн (Волгоградская, Саратовская, Астраханская, Оренбургская обл., Калмыкия); Волго-Уральский соленосный бассейн (Самарская и Оренбургская обл., Башкортостан); Северо-Кавказский соленосный бассейн (юг Краснодарского края); Соленосный бассейн Иркутского амфитеатра; Соленосный бассейн Березовской впадины (юго-запад Республики Саха, нижнее течение р.Олекмы); Соленосный бассейн Кемпендяйской впадины (юго-запад Республики Саха, бассейн р.Кемпендяй); Троицко-Михайловский вал (северо-восточнее г.Красноярска, у слияния рек Чуня и Бирюса); Нордвик-Хатангский соленосный бассейн (Таймыр); Тувинский соленосный бассейн (на границе с Монголией).

В странах ближнего и дальнего зарубежья, входящих в сферу интересов российских нефтяных и газовых компаний, также есть условия для создания подземных хранилищ. Выполнена предварительная проработка возможностей и условий сооружения таких хранилищ в Ираке, Иране, Турции, Болгарии, Германии, Албании, Польше, Кубе, а также Украине, Казахстане, Туркменистане и Узбекистане.

14.5. ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

В процессе подземного растворения каменной соли под действием сил гравитации происходит стратификация рассола по высоте, что приводит к преимущественному развитию верхней части выработки-емкости. При этом нарушается естественное напряженно-деформированное состояние массива каменной соли и для сохранения устойчивости требуется преимущественное развитие ее нижней части. Главная задача формирования подземных выработок-емкостей – оптимальное преодоление противоречия между процессом развития верхней части выработки-емкости вследствие расслоения рассола по высоте и требованием сохранения устойчивости выработки-емкости под действием горного давления. Преодоление указанного противоречия является причиной разработки многочисленных технологических методов рассолодобычи и способов управления формообразованием подземных выработок-емкостей.

В предыдущей главе разбирались способы создания камер в солях. Теория и практика создания подземных выработок-емкостей в каменной соли начали развиваться на базе теории и практики рассолодо-

бычи. К 1959 году был, в основном, разработан и освоен послойный метод отработки каменной соли через вертикальные буровые скважины в направлении «снизу-вверх» с использованием жидкого нерастворителя.

В дальнейшем для создания подземных выработок-емкостей был разработан метод отработки массива каменной соли «сверху-вниз», который позднее модернизирован в комбинированный метод, когда нижняя часть выработки отрабатывается «снизу-вверх», а верхняя часть – «сверху-вниз».

К настоящему времени при строительстве подземных резервуаров применяется, в основном, технология, основанная в принципе на комбинированном методе, когда значительная часть выработки отрабатывается послойно «снизу-вверх», а остальная «сверху-вниз» при заглубленной водоподаче, но с применением относительно небольшого объема нерастворителя.

Управление формообразованием выработок-емкостей в процессе строительства осуществляется за счет регулируемого количества растворителя, подаваемого в выработку-емкость; регулирования уровня нерастворителя; установления положений рабочих колонн по отношению друг к другу и по высоте выработки; организации режимов подачи растворителя в выработку.

14.6. ТЕХНОЛОГИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Снижение расходов на строительство и эксплуатацию подземных хранилищ газообразных и жидких продуктов – комплексная задача, решение которой связано с обоснованием выбора технологии эксплуатации резервуара. Выбор технологии хранения продукта оказывает существенное влияние на технико-экономические показатели всего объекта.

Подземные хранилища состоят из наземного и подземного эксплуатационных комплексов. Наземный эксплуатационный комплекс обеспечивает закачку в подземный резервуар хранимого продукта и выдачу его на поверхность для передачи потребителю. В случае необходимости, по требованию потребителя производится дополнительная подготовка продукта к транспорту. В основном такая подготовка производится при выдаче природного газа из хранилища в магистральный газопровод. В этом случае появляется дополнительное наземное оборудование: пылеуловители, сепараторы, подогреватели и др.

Подземный комплекс хранилища состоит из подземных резервуаров и скважин различного назначения. Количество последних в зависимости от вида и объема хранимого продукта, горно-геологических условий площадки хранилища могут достигать десяти и более единиц. К

этим скважинам относятся все наблюдательные, пробуренные на глубину соответствующих глубин водоносных горизонтов, и сбросные скважины промстоков.

Состав сооружений и номенклатура оборудования наземного комплекса подземных хранилищ зависит от вида хранимого продукта и технологии эксплуатации. Технология эксплуатации подземных хранилищ жидких продуктов с различными их модификациями схематически изображена на рис.14.2.

Наиболее распространенными являются рассольная (рис.14.3) и безрассольная технология эксплуатации подземных хранилищ. Одна из разновидностей безрассольной технологии используется на подземных хранилищах природного газа, когда резервуары эксплуатируются как сухие газгольдеры (рис.14.4).

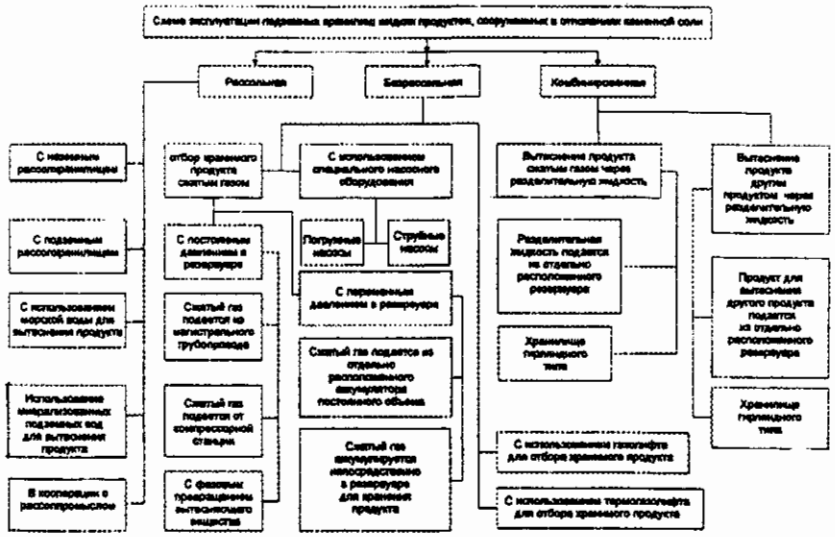


Рис. 14.2 Схема эксплуатации подземных хранилищ жидких продуктов, сооружаемых в отложениях каменной соли

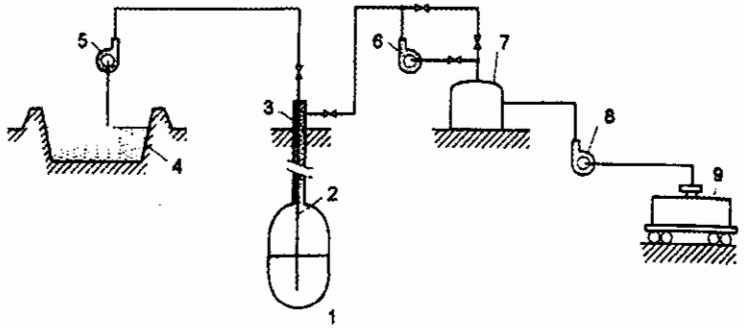


Рис. 14.3 Принципиальная технологическая схема рассольной эксплуатации хранилищ нефтепродуктов:

1 – подземельная выработка-емкость; 2 – центральная подвесная колонна; 3 – эксплуатационная скважина; 4 – рассолохранилище; 5 — насос для закачки рассола; 6 – насос высокого давления для закачки продукта; 7 – буферный резервуар нефтепродукта; 8 – насос низкого давления для закачки продукта; 9 – железнодорожная цистерна

Рассольная схема предполагает закачку и отбор жидких или сжиженных продуктов по принципу замещения хранимого продукта насыщенным рассолом.

Для обеспечения подземного хранилища оперативным рассолом используются, как правило, специально построенные наземные и подземные рассолохранилища. Могут быть использованы другие источники: близрасположенные рассолопроизводящие предприятия, природные рассолы неглубокого залегания и концентрации, близкой к насыщению и др.

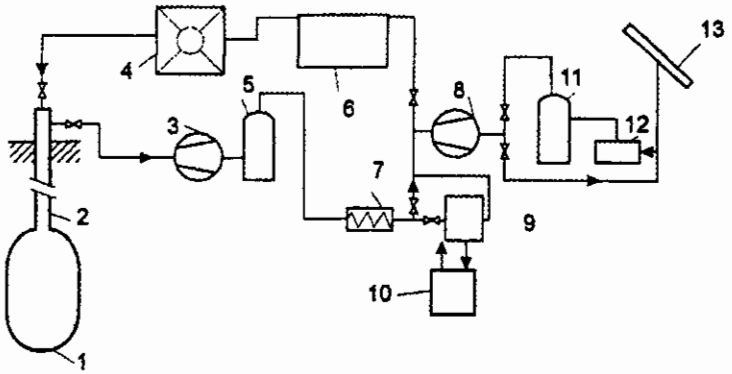


Рис. 14.4. Принципиальная технологическая схема эксплуатации подземного хранилища природного газа:

1 – подземельная выработка – емкость; 2 –эксплуатационная скважина; 3 – узел дросселирования газа; 4 – холодильник газа; 5 – сепаратор; 6 –компрессорная станция; 7 – узел подогрева газа; 8 – узел замера газа; 9 – абсорбер; 10 – установка регенерации абсорбера; 11 – фильтр-сепаратор; 12–пылеуловитель; 13 – магистральный газопровод.

В процессе эксплуатации происходит постепенное увеличение объема подземной выработки-емкости. Это – следствие различных температурных условий нахождения рассола в подземной выработке и в рассолохранилище. Если температура окружающих пород, вмещающих подземный резервуар, выше, чем в рассолохранилище, то выпадение соли происходит в рассолохранилище. Для предотвращения этого процесса извлеченный из резервуара рассол разбавляют пресной водой, доводя до насыщенного состояния при температуре рассолохранилища, который становится ненасыщенным в условиях подземного резервуара. Следовательно, закачка такого рассола в резервуар приводит к дополнительному растворению стенок резервуара, т.е. незапланированному увеличению его объема. При движении насыщенного рассола по трубам в противоточном режиме с нагнетаемой холодной углеводородной жидкостью происходит теплообмен, в результате которого температура и давление рассола постепенно снижаются, что может привести к выпадению в осадок некоторого количества кристаллической соли прямо в центральной колонне, когда рассол достигает поверхности земли. Иногда может образоваться такое количество осадка соли в горизонтальной части рассолопровода, что трубопровод может забиться. Чтобы предотвратить выпадение соли в осадок существует технология эксплуатации хранилища, где предусматривается разбавление рассола пресной водой прямо в рассолопроводе или в подвесной колонне скважины.

При неконтролируемом подрастворении вмещающего резервуар массива каменной соли может произойти разгерметизация хранилища и утечка хранимого продукта. В других случаях вместимость резервуара становится слишком большой для хранения заданного количества продукта, что значительно удорожает стоимость закачки и других операций по обслуживанию хранилища.

Уменьшение влияния многих вышеуказанных отрицательных факторов, сопутствующих рассольному методу эксплуатации, может быть осуществлено применением такой схемы эксплуатации хранилища, при которой рассол, содержащийся в рассолохранилище и в подземном резервуаре для хранения продукта, находится в одинаковых термодинамических условиях. Указанная цель достигается созданием основного рассолохранилища в том же пласте и примерно на той же глубине, что и резервуар для хранения продукта.

При такой схеме эксплуатации рассол для вытеснения хранимого продукта поступает из подземного рассолохранилища. При этом происходит постепенное увеличение объема подземного рассолохранилища. Размеры подземной выработки-емкости продукта остаются неизменными. Если хранилище состоит из нескольких подземных резервуаров для

хранения продукта, достаточно иметь одно наземное и одно подземное рассолохранилища.

Открытие крупных запасов нефти на шельфе создало много проблем, связанных с транспортом и хранением добываемой нефти. Один из способов хранения нефти, добываемой в море, вблизи места добычи – сооружение подземных резервуаров под дном моря. В этом случае можно создать подземный резервуар достаточного размера в соляном пласте (способный вмещать многодневную добычу нефти) и оборудование для загрузки танкеров вблизи такого хранилища.

Один из подходящих методов эксплуатации такого резервуара – вытеснение нефти морской водой. Так как используемая морская вода является почти пресной по сравнению с насыщенным рассолом, то после каждой операции по вытеснению нефти размеры емкости увеличиваются, происходит дополнительное растворение стенок резервуара.

На этом принципе разработаны и апробированы методы эксплуатации подземных резервуаров с «подрастворением», использование которых позволяет ускорить сроки ввода резервуаров, упростить схему оперативного рассолоснабжения, увеличивать вместимость резервуарного парка по мере необходимости и в то же время корректировать форму резервуаров при эксплуатации. Пресная вода может быть использована также для аварийного вытеснения нефтепродуктов из подземных резервуаров.

При рассольной технологии эксплуатации хранилища скважина подземного резервуара оборудуется двумя подвесными колоннами: центральной и внешней. Центральная колонна предназначена для закачки и отбора рассола из выработки-емкости, а внешняя для закачки и отбора хранимого продукта. Межтрубное пространство внешней и обсадной колонн может быть изолировано пакером, установленным на уровне башмака обсадной колонны. В этом случае межтрубное пространство заполняется антикоррозийной жидкостью для сохранения внутренней поверхности обсадной колонны.

Благодаря применению рассольной технологии при хранении нефтепродуктов в резервуаре отсутствует газовая фаза, поэтому нет их потерь от «больших» и «малых» дыханий и замедлена коррозия металлических элементов резервуара. Это несомненное преимущество такой схемы эксплуатации, так как она обеспечивает минимизацию плановых потерь нефтепродуктов и охрану окружающей среды.

К недостаткам рассольной технологии эксплуатации относятся: необходимость сооружения дорогостоящего наземного или подземного рассолохранилища; неуправляемость процесса подрастворения каменной соли при замещении продукта рассолом; повышенная коррозия технологических колонн и запорной арматуры, соприкасающихся с рассолом;

сложность поддержания требуемой концентрации рассола в наземном рассолохранилище; возможность загрязнения окружающей среды.

При безрассольной эксплуатации подземных резервуаров для отбора жидких углеводородов используют энергию сжатых газов, специальные погружные электронасосы, газлифт, термогазлифт, струйные насосы. В качестве сжатых газов могут быть использованы природный и инертные газы, пары сжиженных углеводородов и т.д. К основным требованиям, предъявляемым к газообразным агентам, относятся: малая растворимость и химическая нейтральность к продуктам хранения, способность не конденсироваться при температурах окружающих подземный резервуар пород, и повышенных давлениях, невысокая стоимость, исключение образования огнеопасных или взрывоопасных смесей.

Подземные хранилища, как правило, располагаются вблизи крупных промышленных центров, которые являются основными потребителями природного газа. Разветвленная сеть магистральных газопроводов будет в этом случае служить постоянным источником газа, позволяя обеспечивать необходимые производительности отбора продукта из подземных хранилищ.

После окончания отбора нефтепродукта часть природного газа, участвующего в вытеснении продукта, по системе внутриплощадочных трубопроводов возвращается в магистральный газопровод. При этом давление газа в подземном резервуаре понижается до минимально допустимого (буферного) давления.

Применение такой технологии, по сравнению с рассольной, позволяет отказаться от сооружения дорогостоящего наземного рассолохранилища с объемом, равным вместимости подземного хранилища, более рационально использовать наземную территорию, заменить для заполнения подземных резервуаров насосы высокого давления на насосы низкого давления, что в конечном итоге приводит к снижению капитальных и эксплуатационных расходов.

Особенностью технологического способа с применением сжатого газа является длительность контактирования жидкости и газа в процессе отбора продукта. Непосредственный контакт между природным газом и жидким углеводородом в подземном резервуаре при повышенном давлении сопровождается растворением газа в жидкости, что может привести к ухудшению товарных свойств части продукта, находящегося в непосредственной близости к зоне контакта.

В настоящее время разработаны технические решения, позволяющие уменьшить отрицательные последствия непосредственного контактирования природного газа с продуктом в выработке-емкости.

В тех случаях, когда вблизи хранилища не имеется источника получения природного газа, можно применить инертный газ.

К одной из безрассольных технологий отбора хранимого продукта из подземного резервуара относится отбор с помощью специально выполненных погружных электронасосов. Возможность применения их для отбора продукта из подземных резервуаров ограничена рядом факторов: глубиной заложения подземных резервуаров, при которой сохраняется устойчивость резервуара при полном его опорожнении; трудностями извлечения насоса на поверхность без полной откачки продукта из емкости; возможностью быстрого выхода из строя при попадании частиц нерастворимых включений в насос; необходимостью создания зумпфа.

К безрассольной технологии эксплуатации относится также способ отбора жидких углеводородов при помощи струйных насосов. В качестве рабочей среды можно использовать хранимый продукт, более тяжелую жидкость (воду или рассол), газ или пар. Одно из основных требований, предъявляемых к рабочей среде – ее химическая нейтральность к хранимым продуктам, а также малая растворимость в них.

В случае хранения газообразного продукта в скважине может остаться только одна подвесная колонна. Центральная колонна после первоначального заполнения хранимым газообразным продуктом выработки-емкости, с помощью специального оборудования вытаскивается из скважины. При хранении жидкого продукта сохраняется двухколонная конструкция скважины, как и при рассольной схеме технологии эксплуатации хранилища. В этом случае пространство между внешней и обсадной колоннами на уровне башмака последней закрывается пакером и заполняется антикоррозионной жидкостью. Для предотвращения аварийного выброса сжатого газа из резервуара в скважине устанавливается клапан-отсекатель. В зависимости от конструкции клапана-отсекателя его устанавливают или у башмака внешней подвесной колонны или на уровне 20-30 м ниже оголовка скважины.

К основным недостаткам безрассольной технологии относятся: необходимость в источнике сжатого газа и утилизации низконапорного газа вытеснения; растворение газа в хранимый продукт; ограниченность глубины заложения резервуара и производительности отбора продукта при газлифтном и термогазлифтном способах эксплуатации

Комбинированная технология эксплуатации подземных хранилищ применяется в случаях, когда предъявляются повышенные требования к стабильности качества хранимого продукта или при одновременном хранении двух различных продуктов. В этом случае один из продуктов может пользоваться повышенным спросом в весенне-летний, а другой в осенне-зимний периоды времени года. Примером такого сочетания может служить комбинация таких двух продуктов, как сжиженный углеводородный газ (пропан, бутан) и моторное топливо (бензин, дизтопливо). Сжиженный газ в этом случае используется для резервирования газоснабжения и пользуется наибольшим спросом в зимнее время года, а

моторное топливо – в летнее время. Конструктивно подземные резервуары, входящие в состав хранилища, эксплуатируемого по комбинированной схеме, могут располагаться на одном уровне или один над другим и быть связанными с поверхностью земли одной или несколькими скважинами.

Обычно подземные резервуары проектируются с одинаковой вместимостью. Однако можно строить хранилище с резервуарами различной вместимости. Если резервуары имеют разные вместимости, требуется дополнительное оборудование для извлечения последней порции продукта, хранимого в большом резервуаре.

Существует способ эксплуатации подземного хранилища жидких углеводородов с помощью сдвоенных резервуаров, соединенных между собой. Подземные резервуары частично заполнены вытесняющей жидкостью (рассолом), оставшаяся часть объема одного резервуара заполнена газом под давлением, а свободная часть объема другого резервуара заполнена хранимым продуктом. При этом рассол можно вытеснить из одного резервуара в другой только при помощи давления сжатого газа. В качестве сжатого газа можно использовать метан, инертные газы, воздух и т.д.

В рассмотренных схемах технологии эксплуатации каждый подземный резервуар имел свою скважину. В настоящее время разработан способ эксплуатации подземного хранилища, в которой резервуары имеют одну общую скважину. Резервуары расположены один над другим. Верхний резервуар предназначен для разделительной жидкости, а нижний – для хранимого продукта.

Заполнение хранилища продуктом производится следующим образом. Хранимый продукт подается через продуктопровод в верхнюю часть нижнего резервуара, при этом рассол из нижнего резервуара вытесняется в верхний. Закачка продукта продолжается до полного заполнения нижнего резервуара.

Выдача продукта из хранилища осуществляется следующим образом. По обсадной колонне закачивается сжатый газ в верхний резервуар. Под избыточным давлением газа рассол перемещается в нижний резервуар, при этом вытесняя продукт по продуктовой колонне на поверхность земли.

Принципиальная схема комбинированной технологии эксплуатации хранилища нефтепродуктов представлена на рис. 14.5.

В состав комплекса входят: подземные выработки-емкости сжиженного газа, хранимого нефтепродукта и рассола, железнодорожная сливная эстакада, наземные буферные резервуары, насосная станция, укомплектованная насосами высокого и низкого давления для закачки нефтепродуктов.

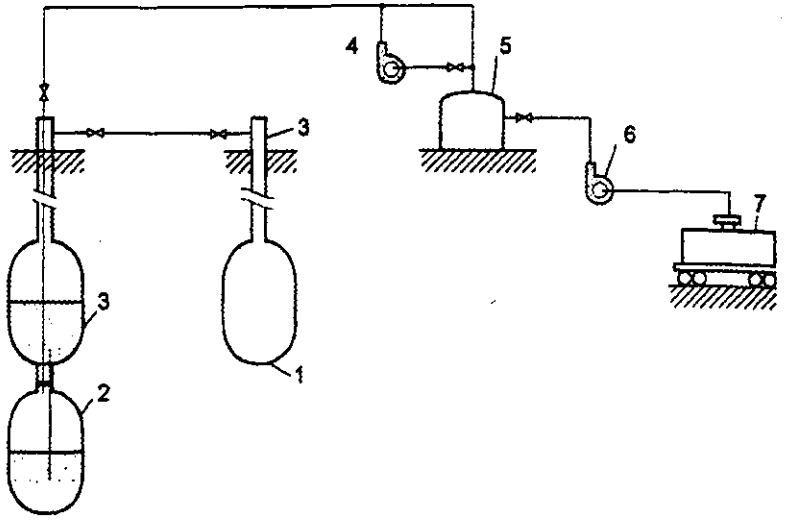


Рис. 14.5. Принципиальная схема комбинированной технологии эксплуатации хранилища нефтепродуктов:
1 – выработка-емкость природного газа; 2 – выработка-емкость хранимого нефтепродукта; 3 – выработка-емкость для рассола; 4 – насос высокого давления для закачки нефтепродукта; 5 – буферный резервуар нефтепродукта; 6 – насос низкого давления для закачки нефтепродукта; 7 – железнодорожная цистерна

Подземный резервуар состоит из двух выработок-емкостей, расположенных одна над другой и связанных с поверхностью земли одной скважиной. Верхняя и нижняя выработки-емкости имеют гидравлическую связь. Верхняя выработка-емкость предназначена для хранения насыщенного рассола, нижняя – для нефтепродукта.

Глубины заложения подземных выработок-емкостей и расстояние между ними определены исходя из учета конкретных горно-геологических условий при обеспечении минимума энергозатрат при проведении сливо-наливных операций в системе природный газ–рассол–нефтепродукт.

Специальный распределитель потоков обеспечивает циркуляцию рассола в системе резервуаров при отборе и закачке хранимого нефтепродукта.

Отбор нефтепродукта из подземного резервуара осуществляется под воздействием суммарного давления, создаваемого гидростатическим столбом рассола и сжатого природного газа. Природный газ поступает к резервуару под необходимым давлением и направляется по межтрубному пространству между обсадной и центральной колоннами труб в верхнюю выработку-емкость. Рассол из верхней выработки-емкости через перфо-

рированные отверстия в обсадной колонне и распределитель потоков поступает в нижнюю выработку-емкость, вытесняя при этом нефтепродукт по центральной колонне на поверхность. Имеющийся пятнадцатилетний опыт эксплуатации такого подземного хранилища свидетельствует о достаточно высокой эффективности применения и технической надежности резервуара двухъярусного типа.

Проведенный анализ существующих способов и имеющийся мировой опыт эксплуатации подземных хранилищ, позволили выявить основные тенденции развития способов эксплуатации:

- перспективным является применение подземных рассолохранилищ в технологии эксплуатации хранилищ нефтепродуктов;
- использование безрассольной технологии с применением сжатого газа для отбора сырой нефти, нестабильного газового конденсата и других жидких углеводов, которые после хранения направляются на переработку;
- применение рассольной и комбинированной технологии эксплуатации хранилищ в тех случаях, когда требуется сохранение неизменными свойств хранимого продукта;
- термогазлифтный способ эффективен для отбора сжиженных газов, предназначенных для резервирования газоснабжения промышленных узлов и крупных населенных пунктов.

14.7. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА

Несмотря на многолетнюю историю разработки каменной соли методом подземного растворения и 50-летнюю историю развития способов формирования подземных выработок-емкостей для строительства резервуаров, обладающих длительной устойчивостью и эксплуатационной надежностью, все еще остается ряд задач, требующих своего решения, которые должны привести к повышению эффективности подземного хранения газообразных и жидких продуктов и захоронения промышленных отходов.

К таким задачам можно отнести:

- широкое освоение технологии строительства подземных резервуаров тоннельного типа в маломощных пластах;
- совершенствование существующих и разработка более совершенных и экономичных геофизических методов обследования и измерения размеров и объема выработок-емкостей как в процессе их строительства, так и по его окончании, а также в процессе эксплуатации;

• использование технологии, позволяющей совмещать процессы строительства и эксплуатации резервуара и сократить сроки ввода хранилища;

• разработка устройств и методов для интенсификации процесса подземного растворения каменной соли с использованием эффектов закручивания и перемешивания растворителя, находящегося в выработке;

• разработка автоматизированных систем контроля и управления параметров сооружения и эксплуатации подземных резервуаров различного назначения с применением программных управляющих комплексов на базе современной компьютерной техники, контролируемых с центрального диспетчерского пункта;

• применение методов определения реального поля напряжений в массиве каменной соли для обоснованного назначения размеров выработок-емкостей и эксплуатационных давлений;

• разработка новых подходов к комплексному освоению недр, предусматривающих промышленную рассолодобычу с последующим использованием образующейся выработки в качестве подземных резервуаров различного назначения;

• разработка конструкций эксплуатационных скважин, обеспечивающих устойчивость и герметичность резервуара, а также высокие темы отбора и закачки хранимого продукта;

• разработка перспективных направлений применения подземных резервуаров в каменной соли для промысловой подготовки нефти и газа, хранения метанола, водорода, кислот и других жидкостей, захоронения радиоактивных, биологических, включая боевые отравляющие вещества и бытовые отходы.

Литература

1. Гаев А.Я., Щугорев В.Д., Бутолин А.П. Подземные резервуары. Л.: Недра, 1986. 224 с.
2. Гальперин А.М., Шафаренко Е.М. Реологические расчеты горно-технических сооружений. М.: Недра, 1977. 240 с.
3. Гофман-Захаров П.М. Проектирование и сооружение подземных резервуаров нефтехранилищ. Киев: Будивельник, 1973. 244 с.
4. Дудко П.М. Рассолопромыслы. М.: Недра, 1986. 110с.
5. Здановский А.Б. Галургия. Л.: Химия, 1972. 528 с.
6. Иванцов О.М. Хранение сжиженных углеводородных газов. М.: Недра, 1973. 224 с.
7. Каратыгин Е.П., Кубланов А.В., Пустыльников Л.М., Чанцев В.П. Подземное растворения соляных залежей. С.-П.: Гидрометеоиздат, 1994. 221 с.
8. Мазуров В.А., Подземные газонефтехранилища в отложениях каменной соли. М.: Недра, 1982. 212 с.
9. Подземные хранилища газа, нефти и продуктов их переработки. СНиП 34-02-99. М.: Госстрой России, 1999. 18 с.
10. Подземные хранилища газа, нефти и продуктов их переработки. СП 34-106-98. М.: ИРЦ Газпром, 1999. 110 с.
11. Ширковский А.И., Задора Г.И. Добыча и подземное хранение газа. М.: Недра, 1974. 192 с.
12. Смирнов В.И. Строительство подземных газонефтяных хранилищ. Изд. Газоил пресс, 2000. с. 249.

15. ПОДЗЕМНАЯ ГАЗИФИКАЦИЯ УГЛЯ*

15.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ

Подземная газификация угля (ПГУ) – это процесс физико-химического превращения твердой его массы в горючий газообразный теплоноситель непосредственно в месте залегания угольного пласта и пригодный для энергетических и химико-технологических целей.

Добыча газа производится в **подземном газогенераторе**, который представляет собой систему дутьевых и газоотводящих скважин, соединенных в единую систему (рис 15.1).

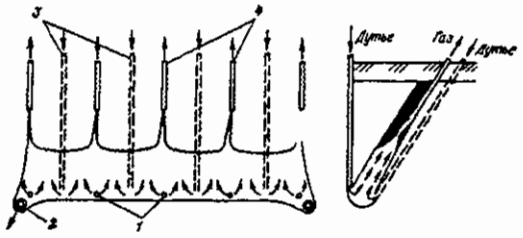


Рис. 15.1. Принципиальная схема бесшахтного газогенератора на наклонных угольных пластах: 1 – вертикальные дутьевые скважины; 2 – водоотливные скважины; 3 – наклонные дутьевые скважины; 4 – наклонные газоотводящие скважины

Дутьевые скважины могут быть вертикальными или наклонными и служат для нагнетания в подземный газогенератор дутья-окислителя (воздуха; воздуха, обогащенного кислородом; технического кислорода). Вместе с окислителем может нагнетаться водяной пар.

Газоотводящие скважины могут быть вертикальными или наклонными и служат для отвода из подземного газогенератора горючего газа ПГУ. Охлаждение отводимого газа осуществляется непосредственно в скважине, как правило водой, контактным или бесконтактным способом.

Сбойка (соединение) скважин между собой в единую связанную систему осуществляется:

• огневой фильтрационной сбойкой путем противоточного перемещения очага горения по нетронутому угольному пласту навстречу нагнетаемому в него, как правило, воздушному дутью;

• гидравлическим разрывом угольного пласта водой и активной промывкой ею образовавшейся щели;

• направленным вертикально-горизонтальным или наклонно-горизонтальным бурением.

Огневой забой (очаг горения) – это воспламененная (реакционная) поверхность угольного пласта, на которой происходят химические окислительно-восстановительные реакции взаимодействия кислорода, углерода и продуктов их промежуточного реагирования.

Зоны газификации образуют последовательно расположенные по ходу движения дутья в канале газификации кислородную, восстановительную и (термически) подготовительную реакционные зоны.

Канал газификации представляет собой свободный объем, периметр которого образован породными и угольными стенками, обычно частично заполнен осыпавшимися кусками угля и породы.

Сдвижение горного массива (прежде всего вышележащего) характерно для ПГУ по мере выгазовывания (отработки) угольного пласта, качественные и количественные особенности которого обусловлены углом залегания угольного пласта, его мощностью, а также характеристиками покрывающей толщи (кровли).

Осушение подземного газогенератора осуществляется через дренажные скважины, обсаженные перфорированными трубами в определенных интервалах горного массива, и водоотливными скважинами, соединенными с каналом газификации. Наблюдение за величиной гидростатического столба подземных вод на участке ПГУ осуществляется с помощью специальных гидронаблюдательных скважин.

Экологические преимущества (по сравнению с традиционной добычей угля) ПГУ обусловлены использованием газообразного энергоносителя (вместо угля) со свойственным ему отсутствием золы и несгоревших твердых частиц, низким содержанием NO_x и SO_x и более плавным оседанием кровли угольного пласта за счет частичного заполнения выгазованного пространства обрушившимися кусками породы.

15.2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И ГОРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПГУ

Впервые идею о превращении угля под землей в искусственный горючий газ высказал в 1888 г. Д. И. Менделеев. "Настанет, вероятно, со временем даже такая эпоха, что угля из земли вынимать не будут, а там, в земле, его сумеют превращать в горючие газы и их по трубам будут распределять на далекие расстояния", – писал наш гениальный соотечественник.

* Раздел написан действ. членом РАЕН, проф. Крейниным Е.В.

Несколько позже он сформулировал основное техническое решение проблемы подземной газификации углей (ПГУ): "Пробурив к пласту несколько отверстий, одно из них должно назначить для введения - даже вдувания – воздуха, другое – для выхода – даже вытягивания (например, инжектором) – горючих газов, которые затем легко уже провести даже на далекие расстояния к печам".

Осуществление на практике смелой идеи Менделеева означало возможность использования энергии угля, не извлекая его на поверхность, освобождение человечества от тяжелого и весьма опасного труда под землей,

Огромное, прежде всего социальное значение ПГУ оценил в 1913 г. В.И. Ленин.[2] Он рассматривал решение этой проблемы как громадный технический переворот. Однако до тридцатых годов XX века никаких практически значимых работ в области ПГУ ни в СССР, ни за границей не было проведено. Это связано с тем, что подземная газификация углей – сложная техническая задача, требующая высокого уровня развития техники в различных отраслях промышленности и науки,

Первые опытные работа по ПГУ были начаты в нашей стране в 1933 г. в Московском бассейне на Крутовском буроугольном месторождении, в Донбассе – с лисичанским каменным углем и в г. Шахты – с антрацитом. Первоначально конструкторы и исследователи пытались перенести в подземные условия технологию освоенного на практике процесса газификации в наземных газогенераторах. Считалось необходимым дробить уголь под землей, так как в наземных газогенераторах процесс газификации осуществлялся в слое угля.

Угольный пласт вскрывали обычными горными выработками. В пласте создавали специальные камеры, в которые вручную укладывали предварительно отбитый и раздробленный уголь. Дутье подавалось в один конец камеры, газ отводился с другого конца.

Попытки оказалась неудачными прежде всего из-за неоднородности слоя угля, что приводило к необходимости дожигания горючих компонентов газа, образовавшихся в узких проходах между частицами угля, свободным кислородом дутья, не успевшим взаимодействовать с углем в широких проходах. Получался не горючий газ, а смесь продуктов горения с воздухом.

В 1934 г. молодыми тогда инженерами В.А. Матвеевым, П.В. Скафой и Д.И. Филипповым был предложен оригинальный метод ПГУ, не требующий дробления угля под землей. На рис. 15.2. изображена схема ПГУ применительно к наклонным угольным пластам. По пласту проходят две наклонные выработки, соединяемые с поверхностью земли вертикальными скважинами. Наклонные выработки соединяются между

[2] В.И. Ленин. Полное собрание сочинений, т. 19, с. 41-42.

собой горизонтальной, называемой огневым штреком. После розжига горение распространяется по угольной поверхности канала, (огневого штрека). Процесс газификации осуществляется нагнетанием дутья (воздуха) в одну скважину и отводом образующегося горючего газа из другой. Горящая поверхность угольного пласта называется **огневым забоем**. Угольный пласт выгорает постепенно снизу вверх, и огневой забой при этом перемещается по восстанию угольного пласта. По мере выгазования пласта выгоревшее пространство заполняется обрушивающимися породами кровли и зольным остатком угля. Сечение огневого штрека остается практически одинаковым, а поверхность огневого забоя – свободной для доступа потока дутья. Поток, омывая поверхность огневого забоя, газифицирует уголь с образованием горючего газа.

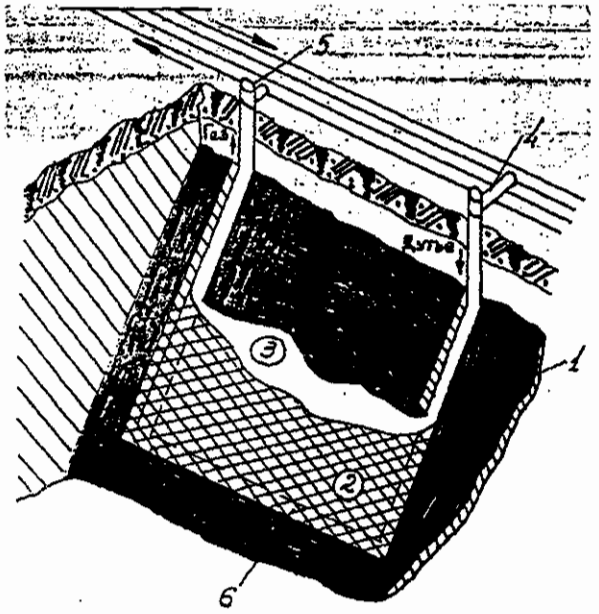


Рис. 15.2. Схема подземного газогенератора: 1 – угольный пласт; 2 – шлак и обрушившаяся порода кровли; 3 – огневой забой;4 – дутьевая скважина; 5 – газоотводящая скважина; 6 – начальный огневой штрек.

Этот метод ПГУ бал назван **поточным**, так как поток воздуха, проходя по горящему каналу, превращался в горючий газ. Первый же опыт осуществления ПГУ по поточному методу на Горловской станции «Подземгаз» дал положительные результаты. Теплота сгорания достигала 4,19 МДж.м^3 (1000 ккал/м^3). С этого времени все последующие работы по ПГУ, как у нас, так и за рубежом, проводились на основе метода "потока".

15.3. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПРОЦЕСС ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ

На характер и течение технологического процесса подземной газификации оказывают влияние многие факторы, определяющие его две основные стороны: собственно химический гетерогенный процесс образования газа и гидродинамический характер взаимодействия дутья с реагирующей поверхностью топлива. Из них наибольшее значение имеют следующие.

Температура в канале газификации. Высокая температура приводит к возрастанию скорости химического взаимодействия между реагирующими веществами (способствует удержанию суммарного процесса газообразования в диффузионной области).

Интенсивность нагнетания дутья и аэродинамика газовых потоков в значительной степени оказывают влияние на увеличение скорости диффузии и содействует удержанию суммарного процесса в диффузионной области. Однако опыты показывают, что после определенного предела дальнейшая интенсификация нагнетания дутья ведет к ухудшению качества газа (повышается концентрация CO_2 и неразложившегося пара). Это указывает на переход процесса из диффузионной области в кинетическую (к реакционной поверхности подводится больше углекислоты и пара, чем это требуется по скорости химического взаимодействия между углекислотой и углем), т. е. каждый подземный газогенератор имеет свою оптимальную интенсивность.

Состав дутья. Одним из наиболее легких способов повышения температуры в канале газификации, а следовательно, улучшения качества газа, является повышение концентрации кислорода в дутье. Подземная газификация угля на воздушном дутье обладает тем недостатком, что в подземные газогенераторы подается 79 % балласта в виде азота, который приходится нагревать вместе с кислородом, затем выводить из подземного газогенератора вместе с горючими компонентами и направлять потребителям.

Увеличение давления в подземном газогенераторе приводит к улучшению качества газа и снижению его влажности. Это объясняется вытеснением воды из канала газификации, а также тем, что пропорционально давлению увеличивается скорость массообменных процессов. Кроме того активизируется реакция метанообразования.

Увеличение зольности угля вызывает значительное снижение теплоты сгорания газа, снижение качества газа и уменьшение выхода газа с 1 кг угля.

Влажность угля и приток воды. Существует показатель оптимума влаги, при превышении которого в канале газификации содержание горючих компонентов в газе уменьшается. Чтобы уменьшить влияние

подземных вод, необходимо увеличить интенсивность процесса газификации либо уменьшить их напор.

Мощность угольного пласта существенно влияет на результаты подземной газификации. При ее увеличении уменьшаются потери тепла в окружающий горный массив.

Увеличение длины канала газификации при постоянном дутьевом режиме и неизменной степени выгазовывания угля часто приводит к снижению качества газа за счет реакции $CO + H_2O = CO_2 + H_2$.

Тепловой баланс и коэффициент полезного действия процесса подземной газификации. В процессе газификации в подземный газогенератор вводится теплота в виде теплоты сгорания топлива, физической теплоты топлива, воздушного дутья и приточной влаги. Эта теплота распределяется между продуктами процесса и тепловыми потерями следующим образом: теплота сгорания сухого газа, физическая теплота сухого газа и теплота влаги газа, теплота сгорания сухого газа, теряемого в окружающем горном массиве, физическая теплота теряемого газа и влаги теряемого газа, теплота сгорания водорастворимых соединений, физическая теплота водорастворимых соединений, потери теплоты в окружающую среду.

Кроме теплового баланса, процесс подземной газификации характеризуется коэффициентом полезного действия газификации, под которым понимается отношение количества теплоты, заключенной в валовом газе, к количеству теплоты в топливе, израсходованном на получение этого газа. Этот показатель позволяет оценить, какое количество тепловой энергии угля, подвергнутого газификации, перешло в теплоту сгорания полученного газа.

15.4. ТЕХНОЛОГИЯ ПГУ

В табл. 15.1. пооперационно проанализированы основные аспекты технологии ПГУ, поэтому ниже приводятся только некоторые технологические операции ПГУ.

Создание каналов в угольном пласте. Процесс прожига в угольном пласте канала очагом горения, который перемещается навстречу дутьевому потоку или по его направлению, называется фильтрационной сбойкой скважин. В первом случае сбойку называют противоточной, во втором – прямоточной. Противоточная фильтрационная сбойка осуществляется следующим образом. Бурится и обсаживается ряд скважин. Необсаженной остается только нижняя часть. Затрубное пространство тампонируется. Затем приступают к отжатию влаги из пласта. Для этого нагнетают дутье в две, три или во все скважины (в зависимости от наличия дутья и принятого порядка сбойки). После предварительной сушки пре-

кращают нагнетание дутья в одну из скважин, называемую розжиговой, соединяют с атмосферой и зажигают угольный пласт. Развитие очага горения обеспечивается сравнительно непродолжительным нагнетанием дутья в розжиговую скважину и ее периодической разгрузкой (продукты горения выбрасываются в атмосферу). После достижения устойчивого горения угля из розжиговой скважины в течение всей сбойки отводится газ. Дальнейшее горение угля поддерживается за счет кислорода дутья, нагнетаемого в соседние скважины и фильтрующегося в направлении к очагу горения. Завершающий этап сбойки для всех углей характеризуется резким падением давления, бурным выделением газов и повышением их качества. С этого момента канал считается готовым для ведения процесса газификации. Фильтрационная сбойка на новых участках может вестись в одном, двух, трех или четырех направлениях одновременно. При наличии вблизи сбиваемой скважины выгазованного пространства сбойку ведут непосредственно на него и сбоечные газы смешиваются с газами газификации. На скорость сбойки и удельный расход дутья влияют зольность угля, его пористость и проницаемость, характер почвы и кровли пласта, интенсивность нагнетания дутья, мощность пласта и его обводненность, расстояние между скважинами, состав дутья и др. Фильтрационная сбойка от дутьевой скважины, расположенной между сбиваемой и газоотводящей скважинами и предназначенной для нагнетания дутья на газификацию, выгоднее, чем от газоотводящей.

При прямоточной сбойке угольный пласт зажигается в забое сбиваемой скважины, в которую нагнетается дутье. Образующиеся при этом газы распространяются по порам и трещинам пласта. Прямоточная сбойка применяется в редких случаях (в основном при первичном розжиге), так как она сопровождается уменьшением проницаемости пласта из-за конденсации паров воды и смолы в порах и кливажных трещинах.

Гидравлический разрыв угольного пласта. Одним из основных недостатков процесса гидроразрыва угольного пласта является отсутствие четкой его направленности. Чтобы обеспечить направленность, прибегают к одновременному нагнетанию воды и разгрузке скважины, на которой необходимо осуществить гидроразрыв. Эксплуатационные затраты при гидроразрыве каменноугольного пласта и последующей огневой проработке щелей гидроразрыва в 3–4 раза ниже затрат при воздушной фильтрационной сбойке.

Таблица 15.1

Технологическая операция	Цель операции	Возможные способы осуществления операции
Вскрытие и подготовка залежи к эксплуатации, розжиг пласта	Обеспечение рациональных условий отработки залежи	Бурение и оборудование вертикальных, наклонных и наклонно-горизонтальных скважин. Осушение залежи. Подготовка каналов газификации путем фильтрационной сбойки, гидроразрыва, электросбойки. Рыхление залежи взрывом. Использование для розжига горючих веществ, электронагревателей, газовых горелок, пирофорных материалов
Подготовка и подача в залежь газифицирующих агентов	Обеспечение необходимого состава газа ПГУ и автотермичности процесса	Использование воздуха, производство кислорода и смешивание его с водяным паром, воздухом, углекислым газом; закачка газообразной смеси в добычные скважины
Управление процессом подземной газификации	Обеспечение качества и стабильного состава газа ПГУ, максимальной степени выгазовывания угля, герметичности кровли пласта	Изменение состава газифицирующих агентов, их расхода, точки подачи агентов и отбора продуктов газификации, изменение давления в газогенераторе, применение физических полей, управление горным давлением.
Транспортирование газа ПГУ и его подготовка к переработке	Обеспечение подачи кондиционного газа на технологическую переработку или энергетическим потребителям	Осушение газа, охлаждение в градирнях, удаление пыли на электрофильтрах, очистка от фенолов путем промывки, удаление паров смолы. Использование для транспортирования газа избыточного давления нагнетания или применения дополнительного компрессорного оборудования
Очистка газа ПГУ от сернистых соединений и производство серы	Получение товарной серы, обеспечение кондиции газа для дальнейшей переработки	Применение адсорбционных и регенеративных методов очистки этаноламинового и Клауса, окисление части H_2S до SO_2 и последующее восстановление серы
Производство аммиака (метанола)	Получение товарного аммиака (метанола), максимальная утилизация газа ПГУ	Конверсия CO, вымывание CO аммиаком, вымораживание остаточных примесей, введение дополнительных компонентов для обеспечения отношения $N_2/H_2=3$, синтез аммиака в аммиачных реакторах. Для синтеза метанола: компрессия газа, введение дополнительных компонентов для обеспечения требуемого соотношения $H_2/(CO+CO_2)$, синтез метанола в реакторе, дистилляция метанола
Промсанитария, аварийные мероприятия	Обеспечение техники безопасности, требований охраны окружающей среды, стабильности работы газогенератора	Очистка выбросных газов, нейтрализация и захоронение отходов, контроль чистоты атмосферы, водоносных горизонтов, кольматации мест возможных утечек газа, герметизация газогенераторов, контроль за температурным режимом скважин, применение антикоррозионных трубопроводов

Направленное бурение скважин особенно широкое распространение получило на крутых угольных пластах, где каналы газификации обычно располагаются по падению пласта. Но имеется также и опыт бурения горизонтальных скважин по простиранию угольного пласта. Буровые каналы (как и щели гидроразрыва) требуют последующей огневой проработки, которая осуществляется либо путем розжига пласта в точке входа скважины в уголь, либо путем подтягивания очага горения со стороны выгазованного пространства.

Электросбойка (процесс создания канала в угольном пласте в результате теплового воздействия электрического тока на уголь) осуществляется с помощью опущенных в скважину электродов, концы которых входят непосредственно в угольный пласт. При включении электродов в цепь в угольном пласте происходит выделение паров воды и продуктов сухой перегонки угля с образованием кокса. В итоге уголь становится хорошим проводником тока, что обеспечивает тепловой пробой пласта. Электросбойка получила применение на Шатской и Ангренской станциях подземной газификации. Важное ее преимущество – высокая направленность. Недостаток – высокая энергоемкость и частые аварии.

Конструкция подземных газогенераторов. Различают наземную и подземную части газогенераторов. К наземной части относятся головки дутьевых и газоотводящих скважин, трубопроводы для подвода дутья к скважинам, газопроводы, аппараты для очистки и охлаждения газа, обслуживающие газогенератор. Сюда же входят приборы для контроля и управления работой отдельных скважин и газогенератора в целом. Подземная часть газогенераторов включает дутьевые и газоотводящие скважины, каналы газификации, а также водоотливные, дренажные и наблюдательные скважины (если они требуются).

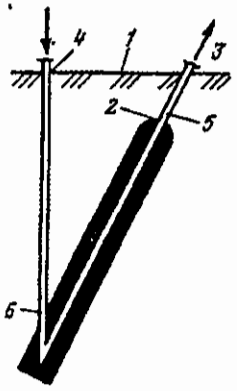


Рис. 15.3. Конструкционный элемент подземного газогенератора с изолированными каналами газификации и наклонными дутьевыми скважинами: 1 – поверхность земли; 2 – выход пласта под насосы; 3 – наклонная газоотводная скважина; 4 – наклонная скважина для нагнетания дутья; 5, 6 – концы обсадных колонн

Все подземные газогенераторы можно подразделить на газогенераторы с изолированными каналами и каналами, объединенными посредством единого канала розжига.

Конструкция подземных газогенераторов для горизонтальных и пологих угольных пластов может иметь прямой или боковой газоотводы. В первом случае на месторождении бурятся ряды скважин по квадратной или прямоугольной сетке. Расстояние между скважинами в каждом ряде колеблется от 25 до 60 м и выбирается в зависимости от степени выгазования угля. В газогенераторах данной конструкции каждая скважина поочередно выполняет функции дутьевой и газоотводящей. В противоположность этому в газогенераторах с боковым газоотводом одни скважины служат в качестве дутьевых, другие – только для отвода газа.

Система выгазования угольных пластов – это определенный порядок проведения подготовительных и огневых работ во времени и пространстве. Подготовительные работы включают бурение скважин, подготовку каналов газификации, обеспечение водоотлива. Под огневыми работами подразумевается собственно процесс газификации угля.

Выгазование наклонных и крутых пластов можно вести либо по восстанию, либо по простиранию. Выбор той или иной системы зависит от технических, технологических и экономических факторов, таких, как наличие технических средств для бурения скважин и подготовки каналов газификации, рациональная длина последних с точки зрения полноты выгазования угля и устойчивости качества газа, размеры единовременных капитальных затрат на строительство подземных газогенераторов.

При сплошной системе выгазования капитальные затраты на 1 т запасов, подготовленных к газификации, минимальны, но начальная величина этих затрат может оказаться большой. При этажной системе удельные капитальные затраты увеличиваются, однако при этом получается газ стабильного состава благодаря периодическому приближению подачи дутья к угольному массиву. Обе системы требуют применения конструкций газогенераторов, обеспечивающих отвод газа в угольный массив.

Выгазование пластов по простиранию может вестись от центра участка к его границам, от границ участка к центру и от одной границы участка к другой. Во всех этих системах могут применяться конструкции газогенераторов с отводом газа в угольный массив или в выгазованное пространство.

При отработке свиты пластов выбор системы выгазования осложняется, так как необходимо снизить до минимума потери газа и водопритока в подземный газогенератор, а также обеспечить благоприятные условия для бурения скважин.

Процесс сдвижения пород при подземной газификации происходит обычно с малой скоростью и весьма плавно. Отработка свиты пластов снизу вверх предпочтительнее.

Технологическая схема станции подземной газификации. Станции подземной газификации могут производить газ энергетический

и технологический, совместно и раздельно. Наиболее простую технологическую схему имеет станция, производящая энергетический газ на воздушном дутье. В ее состав входят четыре цеха – компрессорный, газогенераторный, очистки и охлаждения газа, транспортирования газа.

В компрессорном цехе устанавливаются компрессоры двух типов – высокого и низкого давления. Первые предназначаются для подачи в подземный газогенератор дутья высокого давления (50–60 атм.) на фильтрационную сбойку или проработку каналов газификации. Компрессоры низкого давления (турбовоздуходувки) подают дутье на газификацию под давлением 2–3 атм. Из компрессорного цеха дутье поступает в газогенераторный цех по двум системам трубопроводов и далее подводится к соответствующим скважинам.

Для отбора газа из газоотводящих скважин служат коллекторы из металлических труб. Дутьевые и газовые коллекторы не являются постоянными сооружениями и периодически переносятся по мере отработки запасов угля. На каждом газовом коллекторе устанавливаются циклоны – аппараты для улавливания крупной пыли, выносимой с газом из газоотводящих скважин. Далее газ направляется в цех охлаждения и очистки.

Предварительное охлаждение газа может производиться непосредственно в газоотводящих скважинах. Для этого в каждую из них опускается водоподающая трубка диаметром 12–18 мм с распылителем на конце. В состав цеха охлаждения и очистки газа входят холодильники – скрубберы, градирня, циркуляционная система охлаждающей воды, отстойники, электрофильтры, установка сероочистки. Вначале газ поступает в скрубберы, где охлаждается до температуры 30–35 °С и одновременно дополнительно очищается от пыли и частично от смолы. Далее он поступает в электрофильтры, где окончательно очищается, а после этого – в скрубберы сероочистки для извлечения сероводорода. Затем он направляется в транспортный цех, где установлены турбогазодувки, подающие газ потребителям.

Вместо сооружения компрессорного цеха целесообразно перейти к установке передвижных компрессоров у скважин. Отказ от централизованной подачи воздуха в подземный газогенератор может дать ряд выгод. Во-первых, отпадает необходимость в сооружении воздухопроводов; во-вторых, в скважины будет поступать воздух непосредственно из компрессоров, где он будет нагреваться, что приведет к улучшению теплового баланса подземного газогенератора.

15.5. ПЕРЕРАБОТКА ГАЗОВ ПГУ НА ХИМИЧЕСКУЮ ПРОДУКЦИЮ

В практике переработки газов на химическую продукцию используются природный газ, отходы газов металлургических и нефтеперерабатывающих производств, коксовые газы. Основные виды химической продукции, получаемой из газов, – аммиак и метанол. Основным сырьем для их производства в настоящее время служит природный газ. В последние годы в ряде стран начато производство аммиака, метанола, мочевины на основе газов, получаемых газификацией углей. Например, в Индии действуют предприятия с производительностью свыше 1 млн т мочевины в год по данной технологии.

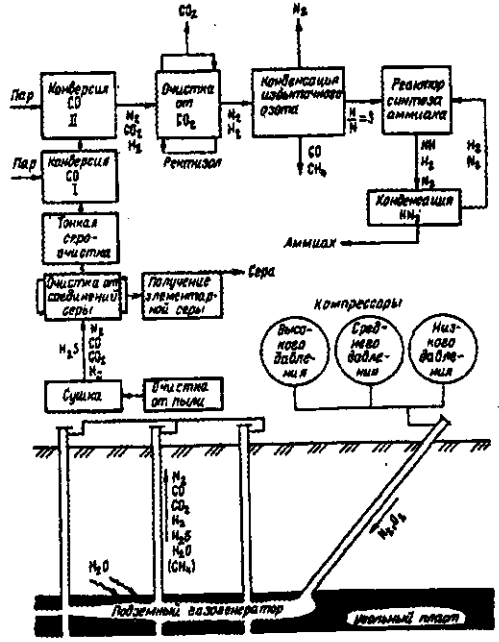


Рис. 15.4. Схема подземной газификации сернистого угля на воздушном дутье с переработкой газа на серу и аммиак (по схеме ГИАП)

Схема переработки газа ПГУ приведена на рис. 15.4. Одно из основных требований к газу как сырью для химического производства – низкое содержание соединений серы. Как правило (исключая редкие случаи малосернистых газов), это связано с необходимостью предварительной сероочистки газов. В настоящее время для извлечения серы из

природного газа применяют физико-химические методы мокрой очистки с использованием в качестве поглотителя растворов этанол-аминов. Выделенный сероводород перерабатывают на серу по методу Клауса.

Хотя сочетанием методов метаноламинового и Клауса получают в мире миллионы тонн серы, данная технология обессеривания газа имеет ряд существенных недостатков: попеременный нагрев и охлаждение поглотительного раствора, что сопряжено с большой энергоемкостью, многостадийностью процесса и загрязнением окружающей среды (до 1 % содержания по объему H_2S). Данный метод целесообразен при очистке газов с высоким содержанием сероводорода и оказался неэкономичным при концентрации его в газе менее 1 % по массе.

Более эффективен окислительный метод очистки малосернистых газов, состоящий из частичного окисления сероводорода до сернистого газа и восстановления из сероводорода серы сернистым газом. Данный метод позволяет получать элементарную серу, исключив одновременно процесс Клауса и доочистку отходящих газов. Основной задачей окислительного метода является подбор окислительного катализатора, который был бы инертен к попутно образующимся сульфатам. Главная трудность получения попутной серы из газов носит экономический характер. Из газов с высоким (2–5%), а также сверхвысоким (до 25%) содержанием сероводорода по объему производство серы представляет самостоятельный интерес как фактор комплексного использования сырья с соответствующей экономической эффективностью. При низком же содержании сероводорода (2% и менее) затраты (особенно капиталовложения) при существующих методах очистки не могут привести к заметной компенсации. Поэтому необходима разработка высокоэффективных и экономичных методов очистки с получением серы либо серной кислоты.

Экономичное решение проблемы сероочистки газов не только с высоким, но и с низким содержанием сероводорода обеспечит:

повышение качества газа; снижение коррозионной способности его при последующем использовании в энергетике и технологической переработке; комплексное использование газа при получении серы в качестве товарного продукта; улучшение атмосферных условий промышленных районов и в конечном итоге – расширение сырьевых источников энергетики и химической промышленности.

После обессеривания газ подвергают различного рода обработкам в зависимости от последующего синтеза.

Для синтеза аммиака производится каталитическое превращение окиси углерода с водородом (или водяным паром) в двуокись углерода и водород – конверсия CO, затем аммиачное вымывание окиси углерода. Остаточные загрязнения газа в виде метана, окиси углерода вымораживаются жидким азотом. В обработанный таким образом газ вводят азот для получения аммиака со стехиометрическим соотношением $H_2 : N_2 = 3 : 1$.

Для синтеза метанола необходимо поддерживать определенное соотношение $H_2 : CO$ или $H_2 : (CO+CO_2)$ в зависимости от типа катализатора. Основные стадии этого синтеза: компрессия газа, синтез метанола, его перегонка (дистилляция).

Метанол не только сырье для химического синтеза, но может быть использован как теплоноситель и горючее. Полупромышленные опыты доказали пригодность его в качестве добавки к обыкновенному горючему, а также в качестве самостоятельного горючего. При производстве водорода, используемого в восстановительных процессах и методах гидролиза, обессеренный газ подается на метанизацию с получением метана. Образующаяся вода конденсируется, а двуокись углерода отмывается. В будущем возможно, что водород найдет применение для гидрогенизации угля, в том числе и подземной.

Бурые угли ряда месторождений (например, Биркинского месторождения Кораблинского угленосного района) практически необогатимы. Этот фактор, а также высокое содержание серы и невозможность удаления ее механическими или другими экономически оправданными способами, опасность подземной разработки высокосернистых углей, необходимость перехода на глубокие горизонты предопределили целесообразность разработки углей методом подземной газификации.

Имеющийся опыт подземной газификации углей на Подмосковной и Шатской станциях «Подземгаз» включает использование газа как энергетического топлива и химического сырья для получения элементарной серы и гипосульфита.

Наиболее высокие экономические показатели при производстве серы и высококачественного гипосульфита из газа ПГУ были достигнуты на Подмосковной станции «Подземгаз».

Накопленный опыт ПГУ и наземной газификации углей свидетельствует о том, что уже сейчас существуют все условия для технической реализации технологии ПГУ с переработкой газа на серу, аммиак, метанол. Так, разработаны данные на строительство промышленных энергохимических производств на базе подземной газификации углей Рязанской области, выполнено техническое задание на разработку исходных данных для проектирования опытной установки подземной газификации высокосернистых углей Кораблинского района Подмосковного бассейна с технологической переработкой газа на серу и аммиак с использованием части газа для энергетических целей. Произведена предварительная оценка возможности получения аммиака из газа ПГУ, свидетельствующая о том, что приведенные затраты на производство аммиака могут быть сопоставимы с ныне существующими даже без учета прибыли от производства элементарной серы.

15.6. РЕАКЦИЯ ГАЗООБРАЗОВАНИЯ В КАНАЛЕ, ЗОНАЛЬНОСТЬ ПРОЦЕССА ГАЗИФИКАЦИИ

Под газификацией твердого топлива принято понимать сложный термохимический процесс, имеющий целью превращение твердого топлива в газообразное. При этом горение и газификацию следует рассматривать как единый процесс, что в первую очередь подтверждается общностью протекания при этих процессах химических превращений.

В процессе газификации угля, будь это его слой или канал, выделяют две стадии. Первая – стадия термического разложения, при которой из угля выделяются влага, летучие парогазовые вещества и остается коксовый остаток, горючую часть которого составляет углерод. Вторая – стадия газификации, при которой, во-первых, углерод коксового остатка с помощью свободного или связанного кислорода превращается в горючие газы, и, во-вторых, эти газы взаимодействуют с кислородом и водяным паром. Именно стадия газообразования является главной, определяющей состав газа подземной газификации.

При газификации угля в канале газообразование происходит по тем же химическим реакциям, что и в обычном наземном слоевом генераторе.

– реакции горения углерода, водорода, окиси углерода и метана:

$$C + O_2 = CO_2 + 394 \text{ кДж/моль;} \quad (1)$$

$$2C + O_2 = 2CO + 221 \text{ кДж/моль;} \quad (2)$$

$$H_2 + \frac{1}{2}O_2 = H_2O + 224 \text{ кДж/моль;} \quad (3)$$

$$CO + \frac{1}{2}O_2 = CO_2 + 286 \text{ кДж/моль;} \quad (4)$$

$$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O + 801 \text{ кДж/моль;} \quad (5)$$

– реакция восстановления двуокиси углерода и водяного пара:

$$CO_2 + C = 2CO - 173 \text{ кДж/моль; (реакция Будуара)} \quad (6)$$

$$H_2O + C = CO + H_2 \text{ кДж/моль; (реакция водяного пара)} \quad (7)$$

$$2H_2O + C = CO_2 + H_2 - 80{,}3 \text{ кДж/моль;} \quad (8)$$

– другие реакции:

$$CO + H_2O = CO_2 + H_2 + 41{,}8 \text{ кДж/моль;} \quad (9)$$

$$CO + 3H_2 = CH_4 + H_2O + 205 \text{ кДж/моль;} \quad (10)$$

$$C + 2H_2 = CH_4 + 75{,}3 \text{ кДж/моль;} \quad (11)$$

Приведенные уравнения реакций заключают в себе информацию об их стехиометрии и энергетике, но ничего не говорят о полноте реакций и характере их протекания.

Основным источником энергии, необходимой для превращения угля в газ, является газифицируемый уголь. Тепло для газификации выделяется по реакциям (1-3) и дополнительно по реакциям (4,5,9 и 10). Выделившееся тепло обеспечивает протекание реакций газификации (6-8) и дальнейшее термическое разложение угля. Таким образом, при неполном сгорании топлива, т.е. при его газификации, выделяется лишь часть тепла, так называемое физическое тепло Q_ϕ. Это тепло расходуется на нагрев продуктов газификации и на потери в окружающую среду.

Другая часть тепла является потенциальным теплом, заключенным в горючих компонентах продуктов газификации. Эта часть тепла топлива называется химическим теплом газов Q_x.

Общее количество тепла топлива Q_m (теплота сгорания топлива) в условиях газификации равно

$$Q_m = Q_\phi + Q_x \ldots\ldots \quad (15.1)$$

Разделив правую и левую часта уравнения на Q_m, получим

$$1 = \frac{Q_\phi}{Q_m} + \frac{Q_x}{Q_m} = \eta + \varphi, \ldots\ldots , \quad (15.2)$$

где $\frac{Q_x}{Q_m} = \eta$ – химический к.п.д. процесса газификации; $\frac{Q_\phi}{Q_m} = \varphi$ – коэффициент теплоиспользования.

В идеальном случае, если бы удалось все физическое тепло газов перевести в химическое тепло, то при $\varphi = 0$ химический к.п.д. процесса достиг бы наибольшего своего значения $\eta = 1$. В реальных процессах $\eta < 1$, а $\varphi > 0$.

При организации топочных процессов стремятся наиболее полно использовать топливо, т.е. недожог топлива стремятся свести к нулю ($\eta = 0$) и все тепло сгорания топлива перевести в физическое тепло дымовых газов. В этом случае φ стремится к единице,

В отличие от газификации угля в наземных установках при подземной газификации проявляется ряд особенностей.

1. Отсутствует движение топлива, выгорание угля происходит за счет перемещения зоны горения, вместе с которой перемещаются и другие зоны газификации (зона восстановительных реакций, зона сухой перегонки и подсушки угля или транспортировки газа). По мере выгазования угольного пласта под действием горного давления происходит сдвижение пород кровли и заполнение ими выгазованного пространства. Благодаря этому и размеры и структура каналов газификации остаются определенное время неизменными, что обусловливает постоянство со-

става газа в этот период времени. Впоследствии происходят дополнительные затраты тепла на нагрев пород, кроме того образуются обводные потоки дутья, дожигающие горючие компоненты газа.

2. Отсутствуют газонепроницаемые стенки, поэтому в процесс газообразования участвует не только влага угля, но и влага вмещающих пород и, если они есть, подземные воды.

3. Реакционный канал непосредственно граничит с массой угля, подлежащей газификации, что приводит к термоподготовке угольного пласта.

4. Расстояние между скважинами в угольном пласте во много раз превышает необходимую длину зон реагирования.

Состав и теплота сгорания полученного газа зависит как от состава подаваемого на газификацию дутья и качества угля, так и от геологических условий залегания угольного пласта.

Теоретически теплота сгорания газа при газификации углерода на воздушном дутье не может быть более 4,4 МДж/м^3. Однако благодаря тому, что в процессе участвует определенное количество водяных паров и разлагается органическая масса угля, теплота сгорания газа подземной газификации на воздушном дутье может достигать 4,6-5,0 МДж/м^3. При применении дутья, обогащенного кислородом (концентрация кислорода 65%), теплота сгорания газа достигает 6,3 - 6,7 МДж/м^3.

Отношение CO_2/CO в первичных продуктах зависит от кинетических и гидродинамических условий горения углерода и имеет существенное значение не только для газообразования, но и для интенсивности расходования кислорода и, следовательно, протяженности кислородной зоны. Отношение CO/CO_2 существенно изменяет интенсивность выгорания углерода, так как в случае реакций (2) углерода выгорает в два раза больше, чем в случае реакции (1). Из-за различая экзотермических эффектов реакции (1) и (2) изменяется тепловой баланс процесса или температурный режим горения углерода со всеми вытекающими отсюда последствиями.

Реакции (4) и (6) оказывают влияние на интенсивность горения углерода и тормозят первичные реакции (1) и (2).

Реакции (7), (8) и (9) оказывают существенное влияние на газообразование только при участии в процессе значительного количества водяных паров. При ПГУ эти реакции, как правило, имеют большое практическое значение.

Не останавливаясь на химизме реакций (6) и (7), отметим, что при совместном их протекании скорость реакции (7) в несколько раз больше скорости реакции (6). Скорость каждой из этих реакций определяется не только температурой в зоне реагирования, но и соотношением парциальных адсорбционных давлений компонентов газовой смеси. Вначале протекает реакция (7), а затем после израсходования значительной части H_2O, протекает реакция (6).

Эта особенность совместного протекания реакций (6) и (7) объясняет, в частности, высокую концентрацию CO в продуктах газификации на паровоздушном дутье. Этим же свойством реакций (6) и (7) на паровоздушном дутье объясняется более быстрое увеличение концентрации водорода, чем концентрации окиси углерода. Такая особенность совместного протекания реакции (6) и (7) имеет исключительно большое практическое значение для процесса ПГУ, осуществляемого при значительном участии водяных паров.

Реакции метанообразования (10) и (11) в процессе ПГУ, осуществляемом при давлении 100-300 кПа, практически не протекают. Повышение давления в процессе газификации существенно их интенсифицирует. Наличие CH_4 в газе ПГУ объясняется в основном обогащением его метаном "летучих веществ" термического разложения угля и шахтным метаном.

Изменение состава газа по длине реакционного канала показано на рис. 15.5а. При анализе этих данных прежде всего следует учесть, что процесс осуществлялся на воздушном дутье, каменноугольный пласт был хорошо осушен и влажность угля составляла всего 6%.

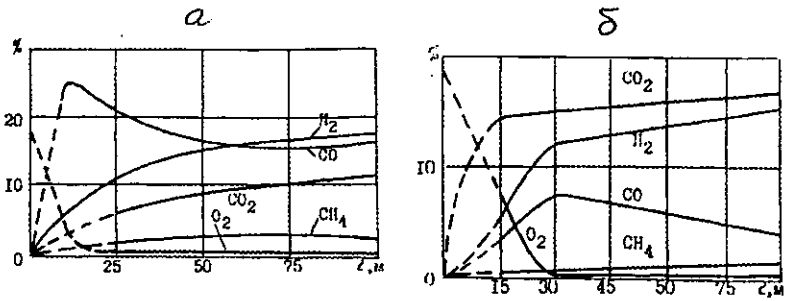


Рис 15.5. Изменение состава газа по длине канала
а – хорошо осушенный подземный газогенератор; *б* – подземный газогенератор с существенным притоком подземных вод

Кислород воздуха расходуется по реакциям (I), (2) и в какой-то мере (3, 4 и 5), на расстоянии от дутьевой скважины около 10 м он практически исчезает в газе. В этом же месте в газе содержатся около 25% CO. Большое значение $CO/CO_2 \approx 4$ свидетельствует о высокой температуре в окислительной зоне газификации и малой доле участия в процессе водяных даров.

Уменьшение концентрации CO и увеличение концентраций H_2 и CO_2 (особенно до расстояния 30 м от дутьевой скважины) свидетельству-

ет об интенсивном протекании реакций конверсии (9), продолжающейся по длине канала вплоть до 100 м. В процессе ПГУ более существенное влияние оказывают водяной пар приточной влаги, что приводит к более высокой концентрации в газе CO_2 и более низкой концентрации CO, чем в случае, рассмотренном на рис. 15.5.

На рис. 15.5б приведено изменение состава газа по длине канала подземного газогенератора с существенным притоком подземных вод. Протекание в канале реакции конверсии (9) снижает теплоту сгорания газа – из-за замены окиси углерода водородом и разбавления газа негорючей углекислотой.

В основе процесса газификации угля в канале лежат экзотермические реакция горения (1-5). Эти реакции происходят в так называемой кислородной зоне канала, или зоне окислительных реакций. Именно в этой зоне происходит максимальное выделение тепла, которое должно обеспечить протекание эндотермических реакций восстановления двуокиси углерода и разложения водяного пара (6-9) в так называемой восстановительной зоне канала. Кислородная зона канала является источником энергии и исходящих продуктов для последующего образования горючих компонентов газа.

Характерной особенностью подземной газафикации угля в канале является то, что в кислородной зоне наряду с коксом присутствуют летучие вещества и влага угля и окружающих пород. Однако определяющими реакциями при этом являются гетерогенные реакции взаимодействия углерода коксового остатка с кислородом дутья.

Интенсивность процесса горения углерода теоретически всегда зависит как от кинетики (скорости химического реагирования), так и от интенсивности подвода и отвода реагирующего газа и продуктов реакции. Роль этих двух резко различных по своему характеру факторов зависит от конкретных условий процесса горения.

Горение углерода кокса всегда протекает как на внешней контурной поверхности кокса, так и на внутренней поверхности макро- и микропор, доступных молекулам реагирующих компонентов кислорода, двуокиси углерода, паров воды и окиси углерода. Количественная роль внутреннего реагирования для различных реакций различна и определяется конкретными условиями реагирования и, в частности, горения углерода.

В результате взаимодействия углерода с кислородом образуется как окись, так и двуокись углерода.

В теории горения для определения физической сущности процесса и возможности влияния на этот процесс суммарные показатели делят на различные области, характеризующиеся определенным количественным соотношением кинетических и диффузионных факторов горения углерода.

Условия перехода процесса гетерогенного реагирования из кинетической во вторую переходную и из нее в диффузионную область определяются величиной критерия Семенова (S_m)

$$S_m = \frac{\beta}{k_{np}}, \qquad (15.3)$$

где β – коэффициент массобмена; k_{np} – приведенная константа скорости реакции.

Между критерием S_m и концентрацией кислорода на внешней поверхности частиц в углероде x_n имеется простая связь:

$$x_n = \frac{S_m}{1+S_m} x, \qquad (15.4)$$

Для второй переходной области ($0{,}9x > x_n > 0{,}1x$) при значении критерия $S_m = 9$ гетерогенный процесс находится в кинетической области, а при значении критерия $S_m \le 0{,}11$ – в диффузионной области реагирования.

В реальных угольных каналах подземного газового генератора существенное значение в суммарном процессе приобретает реагирование на реакционной поверхности внутренних макротрещин. Кроме того, нижняя часть канала, вероятно, заполнена кусками угля и кокса, отвалившимися от верхней реакционной поверхности в результате действия горного давления.

На рис. 15.6. показаны предположительные картины состояния газификационных каналов в горизонтальных и наклонных угольных пластах.

В начальной стадии 1 угольный пласт устойчив, породы кровли и почвы еще не вскрыты. Вся поверхность канала представляет собой термически подготовленный уголь, нижняя часть канала заполнена сплавившимися золой и шлаком.

Согласно данным вскрытия подземных газогенераторов, прогрев угольного пласта до температуры 600–700°C за счет теплопроводности угля при температуре реакционной поверхности огневого забоя T_c = 1400+1600°C достигает 1,0-1,5 м. Это приводит к образованию достаточно протяженных макротрещин в угольном пласте. Процесс газообразования идет не только на внешней поверхности огневого забоя, но и на поверхности многочисленных внутренних трещин.

После выгазовывания угольного пласта на определенную ширину начинается (под влиянием горного давления) прогиб, а затем и обрушение пород кровли. При этом чем больше глубина залегания выгазовываемого угольного пласта и его мощность, тем при меньшем шаге выгазования начинается обрушение кровли. Кроме того, под влиянием горного давления раздавливается верхняя часть термически подготовленного, а следовательно, и механически непрочного угольного пласта.

Согласно такой последовательности формирования канала уст новившаяся стадия газификации II характеризуется процессом газообр зования не только на реакционной поверхности внешнего огневого забо и внутренних разветвленных трещин, но и частично в слое отвалившихс кусков угля и кокса. Периметр такого канала образован активной угле родной поверхностью. Инертные стенки на канале вскрываются только при мощности угольного пласта менее 1 м.

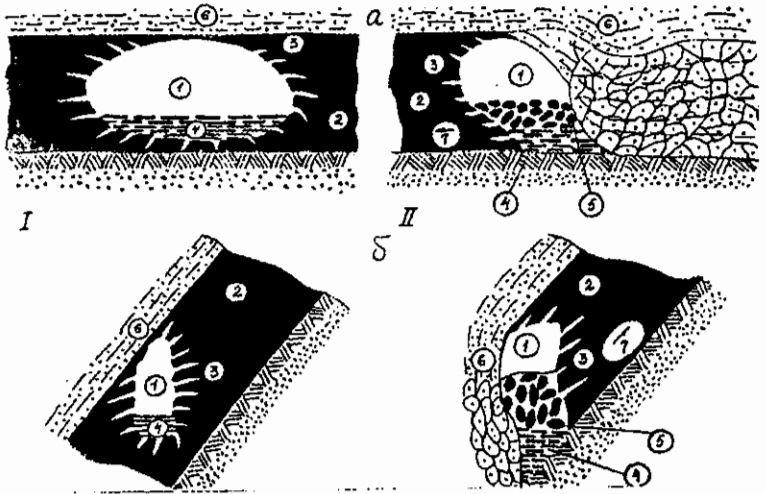


Рис 15.6. Предположительная картина состояние газификационных каналов, *а* – горизонтальных, *б* – наклонных угольных пластов.

а) 1 – канал;2 – угольный пласт; 3 – термически подготовленный уголь; 4 – шлак и зола; 5 – куски угля и кокса; 6 – порода кровли ; 7 – направление выгазования угольного пласта. *б)* I – начальная стадия; II – канал в стадии газификации.

С учетом приведенного механизма поведения канала газификации изменение концентрации кислорода по его длине удовлетворительно описывается уравнением

$$\frac{C_l}{C_o} = \frac{1}{1{,}4\exp\left(\frac{0{,}56}{\mathrm{Re}^{0{,}16}} \cdot \frac{l}{d}\right)}, \qquad (15.5)$$

где C_o – начальная концентрация кислорода, C_l – концентрация кислорода в сечении, удаленном на расстояние l от начала канала, d – эквивалент диаметра канала, Re – критерий Рейнольдса в канале. Длина кислородной зоны, в конце которой $\frac{C_l}{C_o} \approx 0{,}05$ при $\mathrm{Re} \geq 10^5$ и $\frac{l}{d} \geq 10$, получается равной

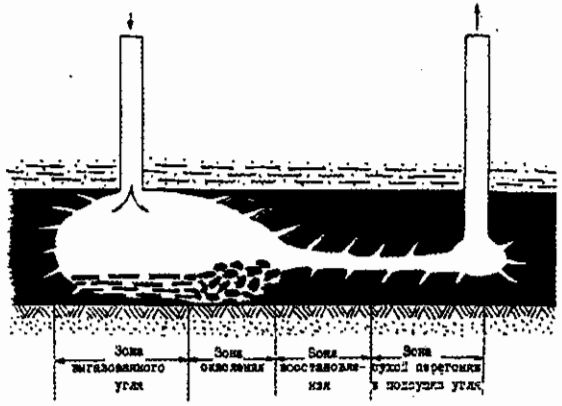


Рис 15.7. Зоны газификации в канале

$$Z_{o2} = 5\mathrm{Re}^{0{,}16} d... \qquad (15.6)$$

Для типичного канала газификации, имеющего по результатам вскрытия свободное сечение около 0,5 м^2 и эквивалентный диаметр 0,8 м, длина кислородной зоны составляет 25 м. Фактическая длина кислородной зоны (согласно эксплуатационным данным динамики газообразования по длине канала) составляй 15-25 м, совпадение удовлетворительное. По завершению расходования кислорода горячие газообразные продукты поступают в восстановительную зону (рис. 15.7), где протекают реакции (6-8). Если бы реакции восстановления протекали в диффузионной области, то длина восстановительной зоны была бы близка длине кислородной зоны.

Практически же температура на выходе из кислородной зоны на воздушном дутье не выше 1600~1800°С: область реагирования далека от диффузионной. Поэтому длина восстановительной зоны, как показали аналитические исследования в 1,5-2 раза превышает длину кислородной зоны.

Таким образом, длина зоны газификации (окислительная + восстановительная) составляет 30-60 м (см. рис. 15.5).

Более подробно о динамике газообразования в канале рассмотрено в специальной работе [11].

15.7. ИНЖЕНЕРНЫЕ РАСЧЕТЫ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЕЙ НА ДУТЬЕ С РАЗЛИЧНОЙ КОНЦЕНТРАЦИЕЙ КИСЛОРОДА

Цель инженерного расчета всякого технологического процесса состоит в том, чтобы, исходя из заданной производительности агрегата и состава сырья, определить качество и количество получаемого продукта, а также потребные для этого количества сырья, энергии и др. В случае подземной газификации угля (ПГУ) задача состоит в том, чтобы, исходя из заданной производительности подземного газогенератора, качества угля и состава дутья, рассчитать состав получаемого газа, его теплоту сгорания, а также потребные для этого расходы дутья, угля и количество дутьевых и газоотводящих скважин.

Газ ПГУ является результатом реакций полного и неполного сгорания углерода, восстановления двуокиси углерода и водяного пара, термического разложения угля и пиролиза продуктов этих реакций, а также реакций конверсии водяного пара и горения газообразных продуктов.

Поэтому практически рассчитать реальный состав газа очень трудно из-за указанной комплексности процесса, зависимости его от исходного сырья, режима газификации и отсутствия условий, необходимых для достижения равновесия химических реакций. К этому еще нужно добавить участие в процессе газообразования не только веществ, входящих в состав угля, но и веществ вмещающих его пород и др. Нужно отметить, что в последнее время разработаны математические модели газификации угля в канале и программное обеспечение, позволяющее на персональном компьютере рассчитать состав газа и другие параметры, но не все показатели процесса ПГУ. Однако это не исключает инженерного расчета, основанного на учете практических данных и некоторых теоретических положений, так как он позволяет сравнительно легко и быстро получить необходимые ответы, дополняющие математическую модель.

В России для инженерного расчета состава генераторного газа используется метод профессора Н.Н. Доброхотова [10]. Согласно этому методу учитывается, что генераторный газ образуется как за счет термического разложения угля (сухой перегонки угля), так в за счет собственно газификации углерода.

Количество продуктов сухой перегонки и их состав определяются по практическим данным.

В зоне газификации получаются CO_2, CO, H_2, H_2O. Количество каждого из этих компонентов определяется решением четырех уравнений, в которых количества указанных компонентов входят как известные (в долях):

1. $CO_2 + CO = C$ (баланс углерода) в зоне газификации;
2. $H_2 + H_2O = H_2O$дут , (баланс водорода) в зоне газификации;
3. $2CO_2 + CO = {}^{N_2}\!/_{1,9} + H_2$ (баланс кислорода) в зоне газификации;
4. $\dfrac{[CO]\cdot[H_2O]}{[CO_2]\cdot[H_2]} = K$ (уравнение условной константы равновесия).

При этом расчет констант равновесия производится энтропийным методом с учетом состава дутья [12].

Как показали наши расчеты, допущения Н.Н. Доброхотова при расчете количества водяных паров, двуокиси углерода и кислорода для процесса ПГУ не дают сходимых результатов. Поэтому в расчетах состава ПГУ следует допускать, что не менее 25% влаги угля разлагается, а в пар переходит 75%, не более 40% кислорода угля переходит в пирогенетическую влагу и не более 5% кислорода переходит в углекислоту.

При расчете количества метана, непредельных углеводородов и сероводорода переходит в газ элементов угля принимается таким же, как и по методу Н.Н. Доброхотова.

С учетом изложенного выше были рассчитаны составы газа подземной газификации каменного и бурого углей на воздушном, обогащенном кислородом и парокислородом дутье (табл. 15.2 и 15.3).

Таблица 15.2.

Элементарный анализ состава углей

Уголь	Элементарный состав топлива на рабочую массу в процентах							Теплота сгорания угля, кДж/кг
	C^p	H^p	O^p	S^p	N^p	A^p	W^p	
Каменный	73,3	4,4	7,1	0,4	1,9	8,4	4,5	28570
Бурый	40,5	3,3	11,9	0,3	1,0	17,0	26,0	15200

Таблица 15.3.

Расчетный состав газа ПГУ

Концентрация O_2, %	Состав газа в объемных процентах							Теплота сгорания газа, кДж/м^3
	C_nH_n	CO_2	H_2	H_2S	CO	CH_4	N_2	
Из бурого угля								
21	0,2	18,9	17,2	0,4	5,5	2,5	54,5	3350
45	0,2	22,3	26,3	0,2	12,5	3,0	35,5	5276
95	0,2	28,0	40,8	0,6	24,3	4,1	2,0	8536
Из каменного угля								
21	0,1	6,6	13,1	-	22,2	2,1	55,9	4857
55	0,1	11,8	25,0	-	42,0	4,0	17,0	8918
95	0,1	18,6	33,7	-	37,1	4,1	6,7	9420

В табл. 15.4 приведен практический состав генераторного газа, полученного в подземных и наземных газогенераторах на дутье с различной концентрацией кислорода.

Таблица 15.4.

Практический состав газа ПГУ

Уголь	Концентрация кислорода в дутье	Состав газа в объемных процентах							Теплота сгорания газа, кДж/м³
		CO	C_mH_n	O_2	CO	H_2	CH_4	N_2	
Каменный Южно-Абинская станция «Подземгаз»	21	13,2	0,1	0,2	11,9	12,5	2,6	59,5	3676
Бурый Ангенская ствнция «Подземгаз»	21	21,5	0,2	0,4	4,0	22,5	2,0	49,0	3510
Каменный Горловская станция «Подземгаз»	40 65	19,0 20,0	- -	0,2 0,2	15,0 24,2	26,0 22,0	6,2 8,8	35,6 24,8	6532 8625
Бурый Подмосковная станция «Подземгаз»	65	28,4	-	-	15,6	35,0	1,8	15,7	6385
Каменный Лисичанская станция «Подземгаз»	52,7	15,5	-	-	34,2	28,5	0,5	21,3	6314
Каменный Черемховский наземный газогенератор	98	29,0	0,3	0,2	26,8	37,6	4,3	1,6	8906

Сравнение расчетных данных с практическими свидетельствует об их удовлетворительном совпадении. Из табл. 15.3 и 15.4 также следует, что с увеличением концентрации кислорода в дутье повышается и теплота сгорания полученного газа, но не в прямой пропорции. Так, с увеличением концентрации кислорода в дутье с 21 до 95%, т.е. в 4,6 раза, теплота сгорания возросла в 2,5 раза.

Ниже приводится перечень исходных данных и формул, с помощью которых рассчитываются технические показатели работы станции «Подземгаз», процесса газификации и параметры подземного газогенератора (табл. 15.5), а в табл. 15.6 приведены результаты таких расчетов.

Таблица 15.5.

Показатели работы станции «Подземгаз», процесса газификации и параметры подземного газогенератора

Показатель, параметр	Задан или рассчитывается	Расчетная формула
Мощность станции N МВт	Задается	
Часовая производительность станции по газу $C_ч$, м³/ч	Рассчитывается	$C_ч = \frac{N \cdot 860 \cdot 10^3}{Q_н}$
Годовая производительность станции по газу $C_{год}$, м³/год	Рассчитывается	$C_{год} = C_ч \cdot 8760$
Теплота сгорания газа, низшая $Q_н^{20}$ кДж/м³	Рассчитывается	$Q_н^{20} = (28.1CO + 24H_2 + 79.7CH_4 + 132C_mH_n + 52.8H_2S) \cdot 4.187$
Годовая производительность станции в перерасчете на рабочее топливо $C_{год}^{пр}$, т/год	Рассчитывается	$C_{год}^{пр} = \frac{C_{год} Q_н^г}{Q_р^н \cdot 10^3}$
Теплота сгорания рабочего топлива, низшая $Q_р^н$ кДж/кг	Задается	-
Теоретический выход газа $V_г$, м³/кг	Рассчитывается	$V_г = \frac{22,4C^р}{12\sum C_г}$
Сумма углесодержащих компонентов в газе* $\sum C_г$ м³	Рассчитывается	$\sum C_г = CO_2 + CO + 2C_mH_n + CH_4$
Содержание углерода в топливе* $C^р$, кг	Задается	-
Удельный расход угля $q_г$, кг	Рассчитывается	$q_г = \frac{1000}{V_г}$
Часовой расход дутья В, м³/ч	Рассчитывается	$B = \frac{C_ч V_д}{1000}$
Теоретический выход газа по дутью: А) на воздушном дутье $V_д$, м³/м³ Б) на кислородном дутье $V_д$, м³/м³	Рассчитывается По практическим данным	$V_д = \frac{N_2^д}{N_2^г}$ 0,230**
Химический КПД газификации η газ, %	Рассчитывается	$\eta_{газ} = \frac{V_г Q_н^г}{Q_н^р} 100$
Расход дутья на одну скважину g, м³/ч	Принимается	10000
Количество дутьевых скважин $n_{скв}^д$, шт.	Рассчитывается	$n_{скв}^д = Bg$

Показатель, параметр	Задан или рассчитывается	Расчетная формула
Количество газоотводящих скважин $n^c_{скв}$, шт.	Рассчитывается	$n^c_{скв} = n^д_{скв} + 1$
Количество газогенераторов $n_{г.г.}$, шт	Принимается	-
Площадь угольного пласта, отрабатываемого за год S, м^2	Рассчитывается	$S = \frac{C^{рм}_{год}}{mV}$
Промышленные запасы угля на одном газогенераторе $Z_{пр}$, тыс. т	Рассчитывается	$Z_{пр} = abVm$
Длинна газогенератора по простиранию a, м	Принимается	-
Ширина газогенератора b, м	Принимается	-
Удельный вес угля в пласте V, т/м^3	Задается	-
Мощность угольного пласта m, м	Задается	-
Производительность одного газогенератора $C^{сг}_г$, м^3/ч	Рассчитывается	$C^{сг}_г = \frac{C_г}{n_{г.г.}}$
Производительность станции в перерасчете на условное топливо $C^{ут}_{год}$, тут/год	Рассчитывается	$C^{ут}_{год} = \frac{C_{год} Q^г_н}{7000 \cdot 1000}$

*) Размерность $C_р$ и ΣC даны соответственно в кг и м^3, так как в расчете принимается 100 кг угля и 100 м^3 газа.

**) Г.Д. Шилинг и др. Газификация угля. – М., 1986. - С. 54.

Таблица 15.6

Результаты расчета показателей работы станции «Подземгаз»

Показатели	Воздушное дутье	Обогащенное кислородом до 45% дутье	Кислородное дутье
Мощность станции «Подземгаз», Мвт	300	300	300
Производительность станции «Подземгаз», м^3/ч	$322 \cdot 10^3$	$205 \cdot 10^3$	$126 \cdot 10^3$
Производительность станции «Подземгаз», м^3/год	$2,82 \cdot 10^9$	$1,8 \cdot 10^9$	$1,1 \cdot 10^9$
Состав газа, %			
H_2S	0,4	0,2	0,6
CO_2	18,9	22,3	28,0
C_mH_n	0,2	0,2	0,2
CO	5,5	12,5	24,3
H_2	17,2	26,3	40,8
CH_4	2,5	3,0	4,1
N_2	54,5	35,5	2,0
Теплота сгорания газа $Q_н^{20}$, мДж/м^3	3,35	5,23	8,58

Показатели	Воздушное дутье	Обогащенное кислородом до 45% дутье	Кислородное дутье
Теоретический выход газа, м^3/кг	2,77	1,97	1,24
Теоретический выход газа по дутью, м^3/м^3	1,46	1,26	1,1
Удельный расход угля, кг/м^3 газа	0,36	0,51	0,81
Годовой расход угля, тыс. т в год	122	100	97,4
Расход дутья, м^3/ч	$222 \cdot 10^3$	$160,9 \cdot 10^3$	$29,7 \cdot 10^3$
В том числе: воздух кислород	$222 \cdot 10^3$ -	$108,7 \cdot 10^3$ $52,1 \cdot 10^3$	- $29,0 \cdot 10^3$
Коэффициент полезного действия газификации, %	63,3	71,1	72,7
Площадь удельного пласта, отрабатываемого за год, м^2	233800	208000	203000
Расход дутья в год, м^3/год	$2,0 \cdot 10^9$	$1,45 \cdot 10^9$	$0,42 \cdot 10^9$
Количество дутьевых скважин, шт.	23	17	5
Расход угля в час, т/ч	11,6	10,3	10,1
Производительность станции в пересчете на условное топливо в год	$321 \cdot 10^3$	$324 \cdot 10^3$	$322 \cdot 10^3$

Из табл. 15.6 следует, что для обеспечения одинаковой мощности станций «Подземгаз» на обогащенном кислородом воздушном дутье кислорода требуется на 75% больше, чем на парокислородном дутье. С учетом капиталовложений в эксплуатационных затрат, как показали расчеты, себестоимость 1 т условного топлива на парокислородном дутье примерно в 2 раза меньше, чем на обогащенном. Поэтому применение обогащенного кислородом дутья, несмотря на повышение теплоты сгорания газа, невыгодно. Оно целесообразно в том случае, когда кислород является отходом производства, как это было на Лисичанской станции «Подземгаз», применявшей кислород как побочный продукт при получения редких газов из воздуха.

15.8. ОСОБЕННОСТИ ПОВЕДЕНИЯ УГОЛЬНОГО МАССИВА ПРИ ВЫГАЗОВАНИИ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА

Выше отмечалось, что процесс ПГУ происходит в толще пород, вмещающих угольный пласт или свиту пластов.

На месте выгазованного угольного пласта образуется полость, в которую после обнажения до определенных размеров перемещаются породы кровли угольного пласта.

На поведение пород кровли угольного пласта, степень их деформации влияет горное давление, а также высокотемпературный режим в газогенераторе, механические, термические свойства и структура пород.

Основные отличия в поведении пород при ПГУ и шахтных разработках связаны с количественными величинами деформации пород: увеличением в объеме обрушенных пород под влиянием высоких температур, характером выгазования угольного пласта по мощности, направлением выгазования по площади в пределах подземного газогенератора, отсутствием крепления в призабойной зоне и т.д. Общие же закономерности проявления горного давления, определенные для шахтной выемки угольного пласта, могут быть использования при ПГУ.

Основные положения схемы деформации пород над выгазованным пространством, полученные в результате проведения исследований в лабораториях и природных условиях, заключаются в следующем. При ПГУ по степени деформации выделяются следующие зоны над выгазованным пространством: зона обрушения, переходящая в зону слаботрещиноватых пород (упорядоченное сдвижение), которая сменяется зоной плавного прогиба без видимого разрыва сплошности. В свою очередь, зона обрушения делится на две части, характеризующиеся беспорядочным (нижняя) и упорядоченным обрушением (верхняя).

При залегании в кровле пород, которые под действием высоких температур изменяют свою структуру, разрушаются, увеличиваются в объеме, происходит частично самозаполнение выгазованного пространства, вследствие чего снижается общая величина зоны деформации пород.

Рассмотрим схему деформаций толщи пород при газификации крутопадающих пластов (рис. 15.9).

Область подработки толщи пород ограничивается углами смещения горных пород над выгазованным горным пространством: от нижней границы выемки со стороны кровли пласта – β, от нижней границы выемки со стороны почвы пласта – β_1, от нижней границы выемки по простиранию пласта – σ (на рис. 15.9 не показан).

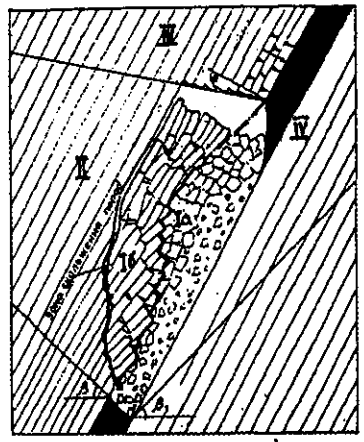


Рис. 15.9. Схема деформации пород кровли при газификации крутопадающего пласта

Внутри этой области можно выделить зоны с различной степенью деформации пород:

I – зона обрушения, разделяющаяся на нижнюю – 1а (беспорядочную) и верхнюю – 1б (упорядоченную). В верхней части со стороны восстания пласта зона ограничивается углом обрушения пород над выгазованным пространством φ;

II – зона плавного прогиба располагается над зоной обрушения и отделена от нее узкой полосой перемятых пород. Нижняя граница зоны проходит по углу сдвижения β, верхняя – предположительно по углу обрушения φ;

III – зона подработанных пород у земной поверхности, нижняя граница ее определяется по углу обрушения φ, построенному от нижней границы предохранительного целика, предотвращающего образование провалов земной поверхности над выгазованным пространством;

IV – зона сдвижения в почве пласта, оконтуренная углом β_1 со стороны лежачего бока. Устойчивость почвы пласта зависит от размеров выгазованного пространства и физико-механических свойств пород.

Основные трудности, которые возникают при ПГУ крутопадающих пластов, связаны со степенью деформации пород над выгазованным пространством, размерами зон с различной степенью деформации пород и соизмеримостью расстояния от выгазованного пространства разрабатываемого пласта до вышележащих пластов с размерами зон деформации. В результате подработки вышележащих пластов может происходить разрушение пластов, увеличение водопритоков в действующий газогенератор, соединение выгазованных пространств газогенераторов, расположенных на соседних пластах и др., что может привести к нарушению технологического процесса и потерям угля.

Анализ результатов бурения скважин через выработанные пространства и данных наблюдений над участками отработки крутопадающих пластов на шахтах Прокопьевска-Киселевского района Кузбасса показал, что основное влияние на величину зон деформации оказывает мощность пласта, глубина отработки и размеры выработки по восстанию пласта, а также возможность перепуска обрушенных пород, связанная с системой разработки.

При газификации крутопадающих пластов на Южно-Абинской станции «Подземгаз» максимальная высота зоны водопроводящих трещин может быть определена как суммарная высота пород, образующих зону обрушения, и пород в зоне скольжения, что составляет величину порядка 5,5-6,0 мощностей пласта по нормали от кровли пласта. Эти данные значительно отличаются от данных, полученных при шахтной отработке (14–30 мощностей пласта).

Основные факторы, влияющие на образование зон деформации при ПГУ и шахтной выемке, а также причины, вызывающие значительное уменьшение общей высоты зоны трещин (H_m) при ПГУ, следующие.

В условиях ПГУ крутопадающих пластов при продвигании огневого забоя по восстанию пласта от горизонта розжига после первого обрушения породы скатываются вниз по падению пласта и вместе с золой и шлаками подбучивают вышележащие слои пород, которые в связи с этим прогибаются более медленно и плавно, чем при шахтных разработках. При продвигании забоя вверх по восстанию точка максимального оседания перемещается вверх по восстанию пласта, при этом в процесс обрушения и сдвижения вовлекаются все новые слои породной толщи. В конечном итоге изгиба по нормали к пласту в верхней части толщи подвергается более обширная часть пород над выработкой, чем при шахтных отработках. Эта граница определяется расстоянием от точки максимального оседания до границы мульды со стороны падения пласта.

При шахтных разработках размер выработки по восстанию одинаков, так как продвигание забоя происходит по простиранию пласта. В связи с этим в процесс сдвижения вовлекаются породы постоянной области, так как точка максимального оседания на земной поверхности не перемещается. Эта область по ширине меньше, чем при ПГУ, поэтому кривизна слоев толщи в этой области больше, чем при ПГУ. Следовательно и деформация толщи пород при шахтной выемке с образованием зоны трещин больше, чем при ПГУ.

Уменьшение зоны трещин при ПГУ частично компенсируется образованием в зоне обрушения участка упорядоченного обрушения пород, т.е. уменьшение зовы трещин происходит за счет увеличения общей высоты зоны обрушения.

Другим существенным фактором, оказывающим влияние на характер и величины деформаций породной тощи при ПГУ, является опережение выгазования пласта у кровли относительно почвы.

Опережение выгазования угольного пласта у кровли при ПГУ происходит за счет раздавливания верхней части пласта опорным давлением. При газификации мощных крутопадающих пластов кроме опорного давления на опережение выгазования пласта у кровли оказывают влияние скатывание раздавленного угля и пород и частичное перекрытие реакционной поверхности скатившимися породами, углем, коксом и полукоксом.

В результате такого опережения выгазования пласта у кровли происходит плавное опускание пород у огневого забоя. И хотя конечные максимальные величины оседания могут незначительно отличаться от таковых при шахтной выемке, плавный прогиб пород у забоя способствует распространению трещин на меньшую высоту, чем при шахтных разработках.

Кроме того, при ПГУ в выгазованном пространстве остается зола, образуются шлаки и в зависимости от минералогического состава пород может происходить в процессе прогрева обрушенных пород их вспучивание, что приводит к самозаполнению выгазованного пространства.

Таким образом, при подземной газификации крутопадающих угольных пластов высота зоны водопроводящих трещин (включающая зону обрушения и зону прогиба пород с разрывом сплошности) значительно меньше (ориентировочно в 2-3 раза), чем при шахтных разработках. Это позволяет при газификации свиты крутопадающих пластов варьировать порядок отработки пластов внутри свиты в зависимости от мощности междупластий и целесообразности использования запасов угля.

Схема деформации пород над выгазованным пространством при газификации пологих и наклонных угольных пластов может отличаться от приведенной следующими элементами:

- отсутствием зоны беспорядочного обрушения пород при небольшом мощности пласта и самозакладке выгазованного пространства;
- наличием зоны сквозных трещин, расположенной между зонами упорядоченного обрушения и плавного прогиба пород;
- зоны деформации ограничиваются углами сдвижения пород по падению и простиранию пласта.

При ПГУ пологих и наклонных пластов, так же как и крутых пластов, наблюдается опережение выгазования верхней части пласта по отношению к нижней, что связано с влиянием опорного горного давления. Под действием опорного давления впереди огневого забоя создается зона, в пределах которой целик раздавливается, происходит термоподго-

товка угольного пласта и выделение летучих, что оказывает положительное влияние на процесс газификации. Более интенсивное раздавливание целика в верхней его части создает условия для опережения выгазования пласта в верхней части по отношению к нижней. Происходит постепенное выгазование угольного пласта по мощности, что создает более благоприятные условия (по сравнению с шахтной разработкой) для упорядоченного обрушения пород.

Исследование сдвижения земной поверхности при ПГУ в различных горно-геологических условиях показало, что параметры сдвижения при ПТУ мало отличаются от таких же параметров, определяемых при шахтной разработке угольных пластов в аналогичных условиях. Основное отличие заключается в том, что процесс сдвижения при ПТУ происходит более плавно, зона прогиба пород с разрывом сплошности (зона трещин) значительно меньше, чем при шахтных разработках,

Отрицательными факторами для ПТУ являются образование провалов земной поверхности при газификации крутопадающих пластов и развитие трещин разрыва до земной поверхности при газификации пологих и наклонных пластов.

Возможность выгазования одиночных, пологих и наклонных пластов без нарушения земной поверхности в виде провалов и трещин и прорывов газа определяется безопасной глубиной газификации ($H_б$):

$$H_б = n \cdot m \text{ , при } H_б < H \text{ ,} \qquad (15.7)$$

где m – мощность выгазовываемого угольного пласта, м; n – эмпирический коэффициент, учитывающий развитие трещин в породах кровли пласта при их обрушении и сдвижении в процессе газификации; H – глубина залегания угольного пласта, м;

Для месторождений угля, где имеется опыт ПГУ, коэффициент n известен (табл. 15.7). Для новых месторождений величина коэффициента n может быть скорректирована на основе сравнительного анализа физико-механических характеристик горных пород выбранного месторождения с ранее отработанных методом аналогий или другим методом (физическое или математическое моделирование).

Таблица 15.7

Наименование станции "Подземгаз"	Угол падения пластов, α, град'	Мощность угольных пластов, m, м	$n = \frac{H_б}{m}$
Подмосковная	0-5°	2.5-3,5	6+8
Ангренокая	5-12	2,0-6,0	15
Лисичанская	15-40	0,8 0.8	4 – при вспучивании пород; 7 - при отсутствии шлаков

Для предотвращения провалов земной поверхности и прорывов газа при ПГУ крутопадающих пластов оставляются охранные целики.

15.9. ОСОБЕННОСТИ ГИДРОГЕОЛОГИИ

Как правило, на месторождения, где проводилась подземная газификация, угольные пласты залегали ниже уровня подземных вод, поэтому в канал газификации поступало то или иное количество воды.

Подземные воды – один из главным факторов, от которого зависит теплота сгорания газа и другие показатели процесса газификации.

Избыточный приток подземных вод в реакционный канал снижает температуру, замедляя процесс газификации вплоть до его прекращения.

Степень обводненности месторождения обычно определяется рядом факторов, которые можно разделить на естественные, обусловленные природными условиями месторождения, и искусственные, обусловленные частичным изменением этих природных условий в результате проведения ПГУ.

К естественным факторам относятся: количество выпадающих атмосферных осадков, обнаженность коренных пород, наличие покровных слабопроницаемых отложений, геологическое строение и литология пород, наличие водоносных горизонтов и их взаимосвязь с угольным пластом, а также с поверхностными водотоками, проницаемость, мощность и изолированность самого угольного пласта.

Наиболее благоприятны условия, когда угольный пласт изолирован от вышележащих водоносных горизонтов и они удалены от угольного пласта на расстояние, находящееся за пределами зоны нарушения сплошности пород при их сдвижении над выгазованным пространством; уровень вод горизонте залегает ниже почвы угольного пласта или отделен от него надежным водоупором.

Гидрогеологические условия осложняются, когда на участках газификации угольный пласт недостаточно изолирован от выше и нижележащих водоносных горизонтов.

К искусственным факторам, приводящим к изменению природных условий и влияющим на обводненность участка и на ПГУ, относятся:

- деформация пород кровли и почвы угольного пласта;
- высокая температура в очаге газификации;
- избыточное давление в газогенераторе,

При сдвижении горных пород нарушается их сплошность, образуются дополнительные водопроводящие трещины, по которым подземные воды могут поступать в газогенератор. Наибольшую опасность, как

источник обводнения, представляют надугольные водоносные горизонты, залегающие в пределах зоны обрушения.

Что касается более удаленных водоносных горизонтов, за пределами зоны нарушения сплошности, то водопритоки из них в газогенератор в ряде случаев могут иметь место, но, как показала практика, они обычно незначительны.

Высокая температура в газогенераторах, достигающая 1200°С, также нарушает сплошность пород почвы и кровли.

Установлено, что породы почвы прогреваются до 100°С на глубину 2-3 м. В связи с этим, при наличии в почве пласта угля водоупорных пород, мощность которых незначительна, последние под действием высокой температуры теряют свои водоупорные свойства.

Искусственным фактором, препятствующим поступлению подземных вод в газогенераторы, в какой-то мере является избыточное давление газов в газогенераторе. С другой стороны, избыточное давление в газогенераторах способствует увеличению утечек газа и тем самым снижает выход газа в КПД газификация.

Кроме того, повышенное давление в газогенераторах часто отрицательно влияет на работу водопонизительных скважин, отжимая воду и снижая тем самым их дебит.

Следует отметить, что требования к осушению подземных газогенераторов более жесткие, чем к осушению горных выработок. Если на шахтах водопритоки в горные выработки в количестве 200-500 м^3/час не являются опасными и легко удаляются путем водоотлива, то при подземной газификации водопритоки в газогенератор в количестве 20-50 м^3/час могут существенно ухудшить технологический процесс, а нередко привести его к полному прекращению. Практикой показано, что водопритоки не должны превышать, примерно, 0,5–1,5 м^3/т угля. Причем для углей с высоким содержанием золы и влаги водоприток в газогенератор вообще не допустим.

В связи с этим к гидрогеологическим исследованиям на участках угольных месторождений, предназначенных для подземной газификации пластов углей, должны быть предъявлены повышенные требования.

При гидрогеологических исследованиях на угольных месторождениях кроме выполнения общепринятых видов работ (гидрогеологическая съемка, откачки, условия питания и производительность водоносных горизонтов и т.д.) необходимо определить: водопроводимость угольного пласта, а также покрывающих и подстилающих пород; водные свойства (максимальную водоотдачу и влагоемкость) угольного пласта и вмещающих пород; изменение режима подземных вод на участках действующих подземных газогенераторов.

Основным источником обводнения газогенераторов являются гравитационные воды, заключенные в трещинах и порах водоносных

пород и свободно передвигающиеся под действием силы тяжести. Поступление свободных гравитационных вод зависит от водопроницаемости угольного пласта и боковых пород, от их мощности, напора подземных вод, гидравлической связи с ближайшими водоносными горизонтами, от условий питания и ряда других природных, а также и искусственных факторов (предварительное осушение, сдвижение пород над выгазованным пространством, наличие высокой температуры и давления).

Помимо гравитационных вод в процессе подземной газификации принимают участие и связанные воды, находящиеся в тесном взаимодействии с породами. Это химически связанные (конституционные и кристаллизационные), прочно связанные (гигроскопические), рыхло связанные (пленочные) и капиллярные воды.

Как гравитационные, так и связанные воды принимают участие в процессе ПГУ и поэтому существенным образом влияют на тепловой баланс газогенератора. Расчетами установлено, что расход тепла на испарение подземных вод составляет 6–9% на хорошо дренированных участках и 30–37% на обводненных участках с залеганием пластов небольшой мощности.

В подземный газогенератор вода поступает также вместе с дутьем. Количество влаги, находящееся в воздушном дутье, обусловлено влажностью воздуха, а при парокислородном дутье – количеством поданного пара.

На станциях "Подземгаз" влажность нагнетаемого воздушного дутья изменялась по месяцам года от 18–20 до 70 г/м^3.

Влажность дутья, обогащенного кислородом, на Лисичанской станции составляла 250-300 г/м^3.

Под действием высокой температуры образуется пирогенетическая влага, или влага термического разложения угля.

При охлаждении газа на выходе из газоотводящих скважин в балансе влаги необходимо учитывать количество воды, поданной в скважину для охлаждения газа.

Перечисленные выше виды воды: приточные (гравитационные) воды, связанные воды угольного пласта и пород почвы и кровли, влага дутья, пирогенетическая и вода для охлаждения составляют приходную часть водного баланса.

Количество испаренной и разложенной влаги зависит от общего теплового состояния газогенератора и от количества поступающей воды в канал газификации. Влажность газа при газификации может изменяться в широких пределах, как правило она не превышает 200-500 г/м^3 газа. При прорывах воды или при недостаточном осушении участков она достигает 1000 г/м^3 и более. Как правило, при таком поступления воды в газогенератор процесс газификации расстраивается.

В результате взаимодействия раскаленного углерода с водяным паром образуются CO, CO_2, H_2.

Количество образовавшегося при этом водорода дает представление о количестве разложившейся воды. Количество разложившейся воды при газификации на воздушном дутье достигает 100-150 г/м^3 и зависит от температурного режима газификации и от класса газифицируемого угля. Как правило, чем выше теплота сгорания газа, тем количество разложенной влаги больше. На хорошо осушенных участках газификации основную часть баланса составляют связанные воды угольного пласта и прогреваемых пород почвы и кровли, а на участках с недостаточным осушением в балансе влаги преобладают приточные гравитационные воды. Приток подземных вод к участкам газификации в значительной степени также зависит от режима ведения процесса, величины давления в газогенераторе, схемы подачи и отвода газа, от размеров и конструкции газогенераторов.

Многообразие факторов, влияющих на процесс подземной газификации, затрудняет определение количества воды, участвующей в процессе подземной газификации, известными гидродинамическими методами. Поэтому при подземной газификации углей для определения количества воды, участвующей в обводнении газогенераторов, и для определения источников ее поступления используются газо-химические расчеты и водные балансы газогенераторов.

15.10. БАЛАНС ВЛАГИ, УЧАСТВУЮЩЕЙ В ПРОЦЕССЕ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ

Баланс влага участка газификация слагается из приходной и расходной частей.

Приходная часть баланса состоит из приточных вод (гравитационных), участвующих в процессе газификации и из связанных вод угольного пласта, пород почвы и кровли, влаги дутья и влаги охлаждения газа.

Расходная часть баланса влаги включает влагу газа и влагу которая фактически разлагается и переходит в газ.

Расчет влаги, участвующей в процессе газификации, приводится в граммах, отнесенных к 1 м^3 полученного газа, и имеет вид:

$$W_y + W_n + W_k + W_\partial + W_{охл} + W_{прит} = W_г + W_р, \qquad (15.8)$$

где W_y – влага угля; W_n, W_k – влага пород почвы и кровли; W_∂ – влага дутья; $W_{пр}$ – влага приточная, участвующая в формировании газа; $W_г$ – влага газа; $W_р$ – влага разложения.

Уравнение (15.8) позволяет рассчитать количество приточных вод, поступающих в газогенератор, которое в природных условиях из-за непостоянства водопроницаемости пород подработанной толщи и влия-

ния высоких температур, а также изменения параметров выгазованного пространства трудно определить гидродинамическими способами.

В уравнении (15.8) не учитывается приточная вода, которая, минуя очаг газификации, скапливается в выгазованном пространстве или откачивается через водоотливные и дренажные скважины. Количество откачанной воды входит как в приходную, так и в расходную части баланса и на результаты расчета остальных статей баланса не влияет.

Статья прихода воды

1. Влага угля определяется по количеству рабочей влаги угля, отнесенной к количеству газа, полученного с 1 кг сгазифицированного угля.

$$W_y = 5{,}36\frac{w^p \cdot \sum C^г}{C^p}, \qquad (15.9)$$

где w^p – рабочая влажность угля, весовые %; C^p – содержание углерода в угле, весовые %; $\Sigma C^г$ – содержание углерода в газе, объемные %.

2. Влага пород почвы и кровли определяется по количеству связанной влаги, содержащейся в зоне прогрева до температуры 100°0, отнесенной к выходу газа.

$$W_n = 0.536\frac{w_n \cdot l_n \cdot \sum C^г}{m \cdot \gamma_y \cdot C^г}, \qquad (15.10)$$

где w_n – объемная влагоемкость пород почвы» кг/м^3; l_n – мощность зоны прогрева пород почвы, м; m – мощность газифицируемого пласта, м; γ_y – объемная масса угля, г/см^3.

3. Влага пород кровли

$$W_k = 0.536\frac{w_k \cdot l_k \cdot \sum C^г}{m \cdot \gamma_y \cdot C^р}, \qquad (15.11)$$

где w_k – молекулярная объемная влагоемкость пород, кг/м^3; l_k – мощность зоны прогрева пород кровли, м.

4. Влага воздушного дутья рассчитывается по среднемесячной абсолютной влажности нагнетаемого дутья.

$$W_\partial = \frac{w_в \cdot N_2^г}{79} \qquad (15.12)$$

где $w_в$ – абсолютная влагоемкость воздуха, г/м^3; N_2 – содержание азота в газе, объемные %.

5. Влага, подаваемая на охлаждение газа ($W_{охл}$), определяется водомером.

Статьи расхода воды

1. Влага определяется влагомером в г/м^3.

2. Влага разложения рассчитывается из состава рабочего топлива, дутья и получаемого газа по балансу водорода для кислорода

$$W_{PH_2} = 8{,}03\sum H_2^z - 48\frac{H_2^p \cdot \sum C^z}{C^p}, \qquad (15.13)$$

$$W_{PO_2} = 16{,}1\left(\sum O_2^z - \frac{O_2^p \cdot N_2^z}{N_2^q}\right), \qquad (15.14)$$

где $\sum H_2^z; O_2^z; N_2^z$ – содержание в газе соответственно водорода, кислородсодержащих компонентов и азота, объемные %; O_2^p, H_2^p – содержание соответственно кислорода и водорода в рабочем топливе, весовые %; $O_2^\partial, N_2^\partial$ – содержание соответственно кислорода и азота в дутье, объемные %.

Определив количество разложенной воды по водороду и кислороду, определяют ее среднюю величину (т.к. W_{PH_2} и W_{PO_2}) разнятся.

$$W_{pcp} = \frac{W_{PH_2} + W_{PO_2}}{2}. \qquad (15.15)$$

Приточная вода в зону газификации определяется по разности между расходной и приходной частями баланса.

Пример расчета баланса влаги, участвующей в процессе подземной газификации, и расчет удельного водопритока в зону газификации.

Исходные данные для расчета:

I. Влажность дутья (воздуха) для Южно-Абинской станции, по месяцам (1990 г.)

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Влага дутья в г/м³	1,2	1,52	2,14	3,7	5,5	8,9	11,3	10,0	6,8	4,2	2,49	1,65

II. Состав угля пласта II Внутреннего (в весовых %),

$Q_y^n = 6825$ ккал/кг; $Q_y^b = 7090$ ккал/кг

C^p	H^p	O^p	S^p	N^p	A^p	w^p
73,35	4,4	7,1	0,41	1,91	8,31	4,52

III. Для определения каждой статьи баланса производят предварительные подсчеты количества углерода, водорода и кислорода, содержащихся в газе, по формулам:

$$\sum C^z = CO_2 + CO + CH_4 + 2C_mH_n \qquad (15.16)$$

$$\sum H_2^z = H_2 + H_2S + 2CH_4 + 2C_mH_n \qquad (15.17)$$

$$\sum O_2^z = CO_2 + 0{,}5CO + O_2 \qquad (15.18)$$

Данные по составу газа, теплоте его сгорания (Q ккал/м³) и влаге (w, г/м³), количеству выгазованного угля за каждый месяц (v, м³) берут из диспетчерских листов.

Эти данные приведены в табл. 15.8 в графах 3-9 и 14-16. Сумма горючих компонентов газа приведена в графах 10-13.

Таблица 15.8

№№ ПП	Дата 1990 г.	Состав газа							
		CO	CO_2	H_2	H_2S	CP_4	C_mH_n	N_2	O_2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Январь	7,03	16,0	10,2	0,04	1,3	0,2	65,03	0,2

продолжение

$\sum C^z$	$\sum H_2^z$	$\sum O_2^z$	N_2^z	Q ккал/м³	w г/м³	v м³·10³	W_{PH_2} г/м³	$w+W_{PH_2}$ г/м³	W_n+W_k г/м³
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
24,73	13,24	19,715	65,03	577	422	9,603	35,1	477,1	23,1

продолжение

W_y г/м³	W_o г/м³	$W_n+W_k+W_y+W_o$ г/м³	$W_{прит}$ г/м³	Приток гравитационных вод, $W'_{прит}$			V_o м³/кг	V' тонн	Y тонн час	q м³/т
				м³/мес	м³/сут	М³/ч				
21	22	23	24	25	26	27	27а	28	29	30
8,16	0,98	32,24	444,86	4271	31	5,74	5,546	1,731	2,33	2,46

IV. Статьи расхода.

1. Рассчитывают влагу разложения (W_{PH_2} г/м³) либо по кислороду, либо по водороду по ранее приведенным формулам – графа 18,

2. Влага газа (w г/м³) получена путем непосредственных измерений – графа 16.

3. Данные по расходу влаги ($w + W_{PH_2}$) приведены в графе 19.

V. Статьи прихода влаги:

1. Влага угля (W_y г/м³)

2. Влага пород почвы (W_n г/м³)

3. Влага дутья (W_o г/м³)

4 Влага пород кровли (W_k г/м³).

Рассчитываются по выше приведенным формулам.

Суммарные данные по приходу влаги приведены в графе 23.

4. Влага, подаваемая на охлаждение ($W_{охл}$ г/м³), определяется непосредственным измерением.

Влага, подаваемая на охлаждение, составляла 200 г/м³ и при расчетах вычиталась.

V. Приточная (гравитационная) влага рассчитывалась по формуле

$$W_{прит} = W + W_{PH_2} - W_y - W_n - W_k - W_\partial \qquad (15.19)$$

и приведена в графе 24.

Приток гравитационных вод пересчитывается в м^3/мес, мес^3/сут, м^3/ч и данные приведены в графах 25-27

VI. Вычисляем выход газа с 1 кг угля, по формуле:

$$V_o = \frac{C}{\sum C^z} \cdot 1{,}87\left(м^3/кг\right) \qquad (15.20)$$

– графа 27а.

VII. Вычисляем количество выгазованного угля (тонн) по:

$$V' = \frac{v'}{V_o} \qquad \text{– графа 28 (15.21)}$$

VIII. Рассчитываем интенсивность газификации. (т/час)

$$Y = \frac{V'}{T}, \qquad \text{– графа 29 (15.22)}$$

где Т – время в час.

IX. Рассчитываем удельный водоприток (q м^3/т)

$$q = \frac{W'_{прит}\left(м^3/час\right)}{Y\left(т/час\right)} \qquad \text{– графа 30 (15.23)}$$

При необходимости определения всего количества воды, поступившей в газогенератор в случае проведения осушения и водоотлива, в водный баланс включается количество откачиваемой воды.

Установление приближенного притока подземных вод имеет большое практическое значение для своевременного принятия эффективных мер по осушению участков газогенераторов.

Необходимо отметить, что подземные воды на ряде месторождений оказывают отрицательное влияние уже в период подготовки угольных пластов к подземной газификации, так как затрудняют бурение дутьевых и газовых (направленных) скважин и препятствуют розжигу углей. Это обстоятельство усугубляет необходимость установления притока допустимого количество воды.

Проектирование дренажных установок осуществляют на основании собранных материалов, полученных в результате проведенных гидрогеологических исследований. Необходимо учитывать местоположение и размеры первоначального канала газификации, местоположение наклонных и вертикальных газоотводящих скважин.

Следует отметить, что из-за специфических условий, возникающих на участках газификации, степень обводнения газогенераторов изменяется с течением времени в зависимости от скорости передвижения огневого забоя, сработки статических запасов и динамических притоков подземных вод, непостоянства технологического режима газификации.

Отмечаются особенности работы дренажных систем при ПГУ, заключающиеся в быстром выходе из строя некоторых водопонижающих скважин за счет отжатия из них воды и прорыва газа на поверхность.

Значения водопритока приближенно могут быть определены по коэффициенту водообильности, равному отношению количества выкачанной воды к количеству выгазованного угля за какой-либо определенный отрезок времени (для участков, где производится одновременное осушение газогенераторов).

Приближенно прогноз водопритока для свободных подземных вод выявляется по балансу влаги.

15.11. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ ПГУ.

Подземная газификация угля (ПГУ) – единственный способ безлюдной добычи угля путем превращения твердого топлива в газообразный энергоноситель непосредственно на месте залегания угольного пласта.

Однако ПГУ имеет не только большое социальное значение (освобождение человека от тяжелого подземного труда), но и сопровождается существенными энергетическими, экологическими и экономическими преимуществами по сравнению с традиционными способами разработки угольных месторождений.

Ниже приводится комплексная (энерго-эколого-экономическая) оценка эффективности предприятий ПГУ как объектов строительства нетрадиционных источников энергии.

Энерго-экологическое обоснование. Развитие человеческой цивилизации непрерывно сопровождается ростом производства и потребления энергетических ресурсов. Однако одновременно с увеличением потребления энергоресурсов растет экологическая напряженность в целом на Земле и, в особенности, в регионах максимального их потребления.

В настоящее время признается, что уже в начале XXI века должно произойти увеличение доли угля а топливно-энергетическом балансе. Причиной прогнозируемого роста добычи и потребления угля является, с одной стороны, ограниченность запасов нефти и природного газа, а также перемещение разрабатываемых месторождений в труднодоступные районы страны, а с другой стороны, нерешенность вопросов полной безопасности атомных электростанций и более надежного захоронения или нейтрализации радиоактивных остатков ядерного горючего.

Вместе с этим традиционные методы добычи и потребления угля обусловливают превращение угольных регионов в зоны экологического

бедствия. Особенно это характерно для углесжигающих производств. Так, на каждый 1 кВт установленной мощности угольной электростанции ежегодно выбрасывается в атмосферу 500 кг золы и шлаков, 75 кг окислов серы и 10 кг окислов азота. В результате на небольшой электростанции мощностью 200 МВт в течение года в атмосферу попадает 100 тыс. т твердых частиц, 15 тыс. т сернистых соединений и 2 тыс. т окислов азота.

Требуемый прирост производства электроэнергии как энергоносителя, обладающего высокими потребительскими свойствами, прогнозируется в развитых странах на ближайшие 10 лет в размере 20–30%. В этом случае неизбежный выброс вредных веществ будет колоссальным и приведет к экологическим катастрофам.

Следовательно, расширение сфер использования угля в качестве первичного энергоносителя возможно только в двух случаях:

1. Сжигание угля должно сопровождаться обязательным улавливанием твердых и газообразных вредных веществ.

В настоящее время в мире есть несколько угольных электростанций с полным улавливанием твердых частиц (зола, угольная пыль) и газообразных вредных соединений (SO_2, NO_x). Пока что сооружение таких углесжигающих агрегатов и их эксплуатация обходятся в несколько раз дороже, чем традиционных.

2. Преобразование угля на месте его залегания в экологически более чистый, газообразный энергоноситель.

Наиболее освоенный процесс такого преобразования, подземная газификация угля, в России существует уже более 50 лет, в течение которых накоплен большой инженерный и научный потенциал, позволяющий надежно эксплуатировать предприятия ПГУ в промышленных масштабах.

Ограниченное применение ПГУ в России служит свидетельством не дефектов этой новой нетрадиционной технологии безлюдной добычи угля, а, главным образом, насыщенности энергетического потребителя страны нефтью и природным газом, а также ограниченности государственных инвестиций новых технологий.

Экономика ПГУ. Экономические показатели ПГУ зависят от производительности предприятия. Расчетным путем доказано, что наиболее экономически выгодной мощностью предприятия ПГУ является мощность, равная 300–500 МВт, что соответствует ежегодному выгазованию 0,5–0,8 млн. тонн условного топлива. Согласно данным (рис. 15.10) с уменьшением мощности предприятия ПГУ ниже 300 МВт себестоимость получаемого газа и удельные капитальные затраты на его строительство резко возрастают. При возрастании же тепловой мощности свыше 500 МВт экономические показатели медленно снижаются, гиперболически приближаясь к минимально возможным.

В табл. 15.9. приведены основные расчетные экономические показатели (в ценах стабильного 1990 г.) предприятия ПГУ с годовой тепловой мощностью 300 МВт для двух типов углей (каменный и бурый) и двух видов применяемого для газификации дутья (воздух и кислород).

Прежде всего обращает на себя внимание характерная особенность ПГУ – незначительное влияние качества угля на основные технико-экономические показатели предприятий. Это позволяет газифицировать низкокачественные угли, обычная добыча которых экономически невыгодна. Переход процесса ПГУ с воздушного на кислородное дутье сопровождается ростом теплоты сгорания получаемого газа с 1000 до 2500 ккал/м^3. В связи с этим для предприятий одной и той же тепловой мощности (300 МВт) требуемое производство товарного газа соответственно снижается в 2,5 раза (с 25 до 1,0 млрд. м^3/год). Учитывая разницу в цене на газ, полученный на воздушном и кислородном дутье, стоимость товарной продукции и прибыль от ее реализации остаются приблизительно одинаковыми.

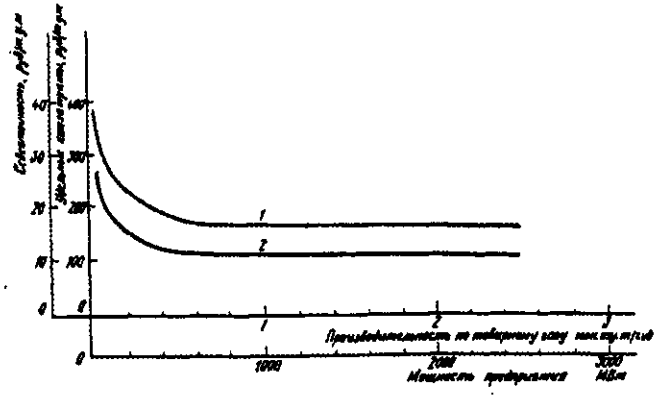


Рис. 15.10. Влияние мощности предприятия ПГУ на себестоимость продукции (1) и на удельные капзатраты (2)

Капитальные затраты на сооружение предприятия ПГУ, работающего на кислородном дутье, существенно выше, чем в случае применения воздушного дутья. Отсюда срок окупаемости капитальных затрат в первом варианте существенно выше.

Таблица 15.9

Влияние качества угля и принимаемого дутья на эффективность производства газа ПГУ (мощность горизонтального угольного пласта – 5 м, глубина – 300 м)

Уголь	Дутье, % O_2	Производство товарного газа млрд м³/год	Теплота сгорания газа, ккал/м³	Стоимость производства продукции млн р/год
Каменный	21,0	2,5	1000	6,5
	95,0	1,0	2500	6,87
Бурый	21,0	2,5	1000	6,61
	95,0	1,0	2500	7,07

Продолжение табл. 15.9

Уголь	Цена газа ПГУ, руб./1000 м³	Стоимость товарной продукции млн руб./год	Прибыль млн руб./год	Кап. Затраты млн руб.	Срок окупаемости год
Каменный	7,72	79,3	72,8	11,4	0,89
	18,53	18,53	11,66	25,65	2,19
Бурый	7,72	79,3	12,69	11,49	0,91
	18,53	18,53	11,46	25,87	2,26

Таблица 15.10

Сравнительные технико-экономические показатели производства газообразного и твердого топлива

Показатели	Предприятия			
	ПГУ, вид дутья		Шахта	Разрез
	Воздух	Кислород		
Теплота сгорания газ, ккал/м³	1000	2500	-	-
Уголь, ккал/кг	-	-	3800	3800
Себестоимость газ, руб./1000м³	5,64	13,03	-	-
Уголь, руб./т	-	-	38,19	7,34
Условное топливо, руб./тут	39,5	43,4	70,35	13,5
Численность трудящихся чел.	377	368	751	279
Производительность труда, тут/чел.	31,5	30,5	13,1	122,4
Удельные капитальные затраты, руб./тут	51,3	51,8	164,0	47,5

Однако более высокие потребительские свойства газа ПГУ, получаемого на кислородном дутье, особенно при его транспортировке на дальние расстояния, имеют существенное преимущество. К тому же себестоимости обоих газов в пересчете на условное топливо практически равны между собой, хотя в расчете на 1000 м³ получаемого газа они заметно отличаются (согласно табл. 15.9. 6,87 на кислородном дутье и 2,6 руб./1000 м³ на воздушном дутье каменных углей).

В качестве примера сравнительной технико-экономической оценки предприятий ПГУ и традиционных производств по добыче угля

рассмотрим небольшое предприятие на буром угле в Приморском крае (табл. 15.10). Мощность угольного пласта – 4 м, угол залегания – 5 , глубина залегания – 150 м. Мощность предприятия ПГУ – 130 МВт. что требует годового производства на воздушном дутье примерно 1 млрд. м³ газа или выгазования около 300 тыс. т бурого угля.

Согласно данным, приведенным в табл. 15.10, энергия, получаемая на предприятиях ПГУ, в пересчете на эквивалент условного топлива (руб./тут), почти в 2 раза меньше, чем на шахте, и в 3 раза выше, чем на разрезе. Правда, следует учесть, что производственная мощность угледобывающих предприятий существенно превосходит принятую для сравнения небольшую мощность предприятия ПГУ (выгазовывается ежегодно лишь 300 тыс. бурого угля). Кроме того, не учитывался ущерб от экологических последствий.

Производительность труда на предприятиях ПГУ в 2,5 раза выше, чем на шахте. Удельные капитальные вложения на предприятии ПГУ близки к капитальным затратам на разрезе и многократно ниже, чем на шахте.

Разработанная экономико-математическая модель позволяет оперативно выполнять многовариантные расчеты эффективности предприятий ПГУ при варьировании горно-геологических условий, тепловой мощности предприятия, состава применяемого дутья и других факторов. Такая оценка возможна как на стадии предпроектных проработок с целью выяснения экономической целесообразности строительства предприятий ПГУ, так и на стадии их эксплуатации.

Экологические последствия. Экологический ущерб среде нашего обитания при сжигании угля, сопровождающемся выбросом вредных твердых и газообразных веществ, рассмотрен выше. Представляет интерес количественная оценка всех экологических последствий традиционных и нетрадиционных способов извлечения и потребления угля по стадиям полного цикла "добыча–транспорт–сжигание"

На стадии *добычи* (при замене традиционных методов методом ПГУ) исключается образование отходов горной породы (5-6 т/тут), предотвращается отчуждение земли (15–20 га/млн. тут). исключается выброс в атмосферу угольной пыли (0,3–15 кг/тут) и уменьшается сброс взвешенных веществ в сточные воды (с 0,452 до 0,044 кг/тут).

На стадии *транспорта* полностью предотвращается характерный для твердого топлива унос пыли (3–6 кг/тут).

На стадии *сжигания* исключается выброс золы (с 13–17 кг/тут до 0), практически исключается выброс сернистого ангидрида (за счет улавливания сернистых соединений при обработке газа ПГУ в наземном химическом комплексе) и уменьшается в 1,5–2 раза выход окислов азота (с 2–5 до 1–1.5 кг/тут).

Особое значение при ПГУ из-за непосредственного контакта очага горения с *подземными водами* имеет угроза их загрязнения. Специальные натурные исследования, проведенные в последние 5 лет на каменноугольных пластах Кузбасса, показали следующее:

1. Химическое загрязнение подземных вод при газификации угольных пластов имеет локальное распространение. Вокруг действующего газогенератора (за счет откачки воды из выгазованного пространства и выноса влаги с отводимым горячим газом) создается глубокая депрессия подземных вод, локализирующая загрязнение и препятствующая распространению его за пределы зоны газификации. Содержание фенолов непосредственно в подземном газогенераторе не превышает 0,017 мг/л.

2. На отработанных газогенераторах происходит постепенное восстановление уровня подземных вод, разбавление раствора в выгазованном пространстве и уменьшение минерализации. За счет высоких сорбционных свойств прогретого угля на границах подземного газогенератора происходит самоочистка подземных вод.

3. На границах горного отвода предприятия ПГУ концентрация загрязняющих подземные воды веществ не превышает предельно допустимых. Так, концентрация наиболее опасных фенолов не превышает 0,001 мг/л, а чаще обнаруживаются только их следы.

Экономическая оценка экологических последствий при добыче и потреблении угля имеет принципиальное значение при выборе альтернативных способов и приоритетов развития.

К сожалению, существующие в России штрафные санкции и плата за экологический ущерб воздушной и водной среде, а также земной поверхности чрезвычайно занижены. Удельный вес штрафных плат пока не превышает 10% в общих производственных затратах предприятий, что, конечно, не содействует строгой борьбе за экологически чистые технологии.

Американские ученые (институт чистых источников энергии, штат Майами) провели в 1991 г. экспертную оценку экологического ущерба от добычи и использования угля. Согласно этим данным, существующая цена энергии в угле, равная 2 долл./ГДж (55 долл./тут), при учете компенсации за экологические ущербы при добыче, транспортировке, хранении и сжигании возрастает до 11.82 долл./ГДж (325 долл./тут). Такая эколого-экономическая оценка ущерба природе и среде нашего обитания, конечно, будет способствовать разработке и внедрению экологически чистых технологий.

Особое значение приобретают экологические последствия (ущербы), связанные с добычей и потреблением угля: отчуждение земли и необходимость ее восстановления, колоссальный выброс угольной пыли; выбросы золы в атмосферу и отравление поверхностных вод в результате

вымывания из них дождевой водой тяжелых металлов; кислотные дожди в результате реагирования окислов серы с атмосферной водой; болезни и сокращение продолжительности жизни человека.

Существующие а России штрафные санкции за перечисленные экологический ущерб ничтожно малы и не способствуют интенсивной разработке экологически чистых технологий в энергетике. Согласно американским стандартам, фактическая стоимость угля (после компенсации и устранения всех экологических последствий) возрастает в 5–6 раз.

ПГУ справедливо претендует на роль одного из способов экологически чистой энергетики. Проблема состоит в государственных инвестициях в строительство новых предприятий ПГУ, что позволит своевременно подготовиться к неизбежному росту доли угля в топливно-энергетическом балансе в недалеком будущем.

15.12. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ПГУ

К основным направлениям исследований в области ПГУ следует отнести оценку запасов угля под разработку методом ПГУ:

– поиск путей повышения энергетического и химического к.п.д. процесса подземной газификации углей; – разработку технологии и технико-экономической оценки комплексного использования газов ПГУ в энергетике и химической промышленности; – получение газа заданного состава, удовлетворяющего требованиям переработки его на химическую продукцию, разработку методов очистки и обогащения газов для обеспечения более экономичного его использования в химической технологии. Разработать методы управления и контроля состава газов ПГУ.

Для решения названных проблем уже сейчас необходимо определить перспективные угольные месторождения под разработку, провести исследования по усовершенствованию технологии (выбор оптимальной сетки скважин, методов сбойки, интенсивности и состава дутья и т.д.), определить пригодность существующих схем технологической переработки газов ПГУ, осуществить выбор и конструирование оборудования для скважин и наземного перерабатывающего комплекса, в том числе подбор термо- и коррозионностойких материалов и покрытий для скважин и наземных коммуникаций.

Выполнить технико-экономическое обоснование целесообразности переработки газов ПГУ на химическую продукцию с учетом роста дефицита и стоимости природного газа и нефти. Изыскать методы управления и контроля состава газов ПГУ, методов очистки и их обогащения, а также разработать методы утилизации тепла и выгазованной зоны и газов ПГУ.

Стратегически газ ПГУ может использоваться как местный промышленный энергоисточник на базе работы комплексного предприятия «ПГУ-ТЭС».

Исключительно перспективен метод ПГУ для снабжения энергией Приморья, где целесообразно в районе ряда закрытых шахт строительство станций ПГУ.

Литература

1. Аренс В.Ж., Семененко Д.С. Физико-химические методы разработки месторождений каустобиолитов. М., МГИ, 1971.
2. Крейнин Е.В., Федоров Н.А., Звягинцев К.Н., Пьянкова Т.М. Подземная газификация угольных пластов. М., Недра, 1982. С. 151
3. Лазаренко С.Н., Крейнин Е.В. Подземная газификация углей в Кузбассе: настоящее и будущее. Новосибирск, Наука, 1994. С. 221.
4. Крейнин Е.В., Дворников Е.В. Прогноз взаимодействия очага загрязнения с подземными водами. ДАН., 1999, т. 365, №3. С. 371-373.
5. Рубан А.Д., Кузнецов А.А., Капралов В.К. Переработка угля на месте добычи с получением электрической энергии. Уголь, 1999, №5.
6. Крейнин Е.В., Сильвестров Л.К. Научные исследования подземной газификации угля в Испании (по програме Европейского союза). Уголь, 2000, №2, С. 62-64.
7. Крейнин Е.В. Экологическое и технико-экономическое обосновании строительства предприятий подземной газификации угля. Уголь, №2, 1997, С. 46-48.
8. Крейнин Е.В. Проблемы и перспективы замещения природного газа в ТЭБе страны углем. Уголь, 2000, №7.
9. Подземная газификация углей с комплексной переработкой газа на химическую продукцию (обоснование и программа НИР). М., ГИГХС, 1981.
10. Шишаков. Основы производства горючих газов. М., Л. 1947.
11. Крейнин Е.В., Шифин Е.З. Математические методы процессов и газификации угля в канале подземного газогенератора. Физика горения и взрыва, 1993, №2, с. 21-28.
12. Бесков С.Д. Технологические расчеты. М., 1966.

16. ПОДЗЕМНАЯ ГАЗИФИКАЦИЯ И ПЕРЕГОНКА СЛАНЦЕВ

16.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ

Подземной перегонкой и газификацией горючих сланцев называется термохимический процесс перевода сланцев на месте залегания в газообразные и жидкие продукты. При этом под газификацией сланцев понимается комплекс процессов, происходящих при подаче в залежь дутья, содержащего кислород, при этом высокая температура в залежи поддерживается преимущественно за счет экзотермических реакций в залежи. **Под подземной перегонкой понимается комплекс процессов, происходящих в залежи без доступа воздуха, при этом высокая температура в залежи обеспечивается подачей в залежь нагретого газообразного нейтрального теплоносителя.**

16.2. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ

Сланцами называют однородные породы с тонкослоистой структурой и хорошо заметной сланцеватостью. В сланцах различают минеральную часть (акаустобиолиты) и органическую, называемую каустобиолитами.

Акаустобиолитовая часть нередко перемешана с чисто минеральными образованиями. В основном акаустобиолиты (минеральная часть сланцев) представлены известняками, доломитами, частично песчаниками, очень часто глинами, содержащими избыточную кремнекислоту. В примесях обычно гипс, фосфориты, маркизит, окислы железа, пирит. Высокой карбонатностью отличаются в основном прибалтийские сланцы. Карбонатность сланцев остальных месторождений не превышает 2–12%.

Органическая часть сланцев может быть разбита на две категории: гумусовые и сапропелитовые каустобиолиты. Очень часто кероген сланцев (чистое беззольное органическое вещество) представляет собой их смесь в различных соотношениях. С этой точки зрения сланцы бывают:

- торфяными, буроугольными, каменноугольными;
- сапропелевыми, сапропелитовыми, богхедовыми, торбанитовыми, асфальтовыми, нефтяными;

- смешанных форм: торфяно-сапропелевые, буроугольно-сапропелевые, каменноугольно-богхедовые.

Классификация сланцев основана на элементарном составе (углерод, водород, кислород, азот, сера) и все сланцы делятся на несколько классов с переходящими признаками.

1. Первый класс: сланцы с содержанием углерода до 60%, водорода до 7,3%, при перегонке дают до 25% смолы, от 18 до 40% подсмольной пирогенической воды и от 28 до 40% полукокса. Сланцы этого класса богаты азотом. Теплотворная способность 24–26 МДж/кг. Примером таких сланцев являются сапропелевые сланцы Калининской области.
2. Второй класс: сланцы с содержанием углерода 60–65%, водорода 7,3–7,8%, а также с примесью азотистых соединений. Выход смолы 25–35%, пирогенической воды 15–18%, полукокса 22–28 %. Теплотворная способность 26–28,5 МДж/кг. К этому классу относятся все верхневолжские сланцы, частично сланцы Общего Сырта и др. Все они представляют переход от сапропелевых к сапропелитовым, т.е. более карбонизованным сланцам.
3. Третий класс. Содержание углерода 65-75%, водорода 7,0-8,3%. Выход смолы 35–45%, пирогенической воды 10–15 %, полукокса 18–22 %. К этому классу относятся карбонизированные слои юрских сланцев, особенно кендерлык-байсунские сланцы и многие другие залежи. Содержание азота невысокое (> 1%).
4. Четвертый класс. Высококарбонизированные сланцы. Содержание углерода 70–75%, водорода 8,3–8,9%. Выход смолы 45–47%, при выходе пирогенической воды 7–10%. Теплотворная способность 31,5–35,5 МДж/кг. К этому классу относятся прибалтийские сланцы, многие богхедовые сланцы, например хакарейские, и др. Содержание азота менее 1%. По общему характеру сланцы этого класса относят к высшим сапропелитовым.
5. Пятый класс. Содержание углерода 75–80%, водорода 9–9,3%. Выход смолы поднимается до 67%, иногда даже выше, пирогенической воды не более 7%, при выходе полукокса 8–13%. Теплотворная способность от 35,5 до 38,5 МДж/кг.

На территории стран СНГ и Прибалтики около 50 месторождений горючих сланцев с балансовыми запасами не менее 195 млрд. т (из них 58,5 млрд. т кондиционные). Прогнозные запасы горючих сланцев превышают 3000 млрд. т. Среди сланцев мира они самые богатые смолой (от 13 до 25%), но содержат больше всего серы. Наиболее богаты серой волжские месторождения, например Кашпирское (5,3% серы). Крупнейшие сланцевые месторождения расположены в Сибири (бассейн реки Оленек), в Казахстане (Общесыртовское), на Средней Волге (Кашпирское и др.), на Украине (Болтышское и др., менилитовые сланцы в Закарпатье), в Белоруссии (Любанское, Туровское и др.). Наиболее высококачественные и доступные для разработки – сланцы-кукерситы Прибалтики. В качестве примера условий залегания сланцевых месторождений на рис. 16.1 представлен разрез промышленной пачки горючих сланцев Эстонского месторождения, а в табл. 16.1, 16.2, 16.3 их качественные характеристики, состав органической массы и результаты полукоксования.

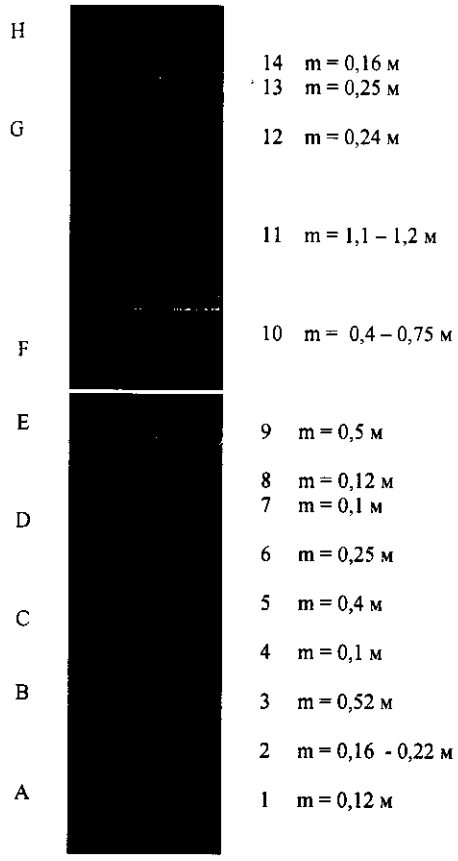


Рис. 16.1. Разрез промышленной пачки Эстонского месторождения горючих сланцев.

Твердость сланцев бывает различной, но не превышает по шкале Мооса 3. Иногда встречаются очень рыхлые структуры. В воде сланцы не разбухают, но она способствует их разрыхлению. Сланцы, содержащие рудную влагу, имеют более темный цвет и после высыхания на воздухе расслаиваются. Большей частью горючие сланцы однородны, но в них встречаются относительно крупные включения пород, не содержащих органического материала или содержащих его очень мало.

Таблица 16.1

Качественная характеристика горючих сланцев (на примере месторождений Эстонии)

Слой	Плотность, т/м³	Зола минеральная, %	CO_2, %	S,%	Масло (по Фишеру) %
A	1,53	40,7	10,6	0,7	55
B	1.5	37,9	13,4	1,5	69
C	1,5	44,9	10,4	0,6	66
Д	1,66	54,0	12,8	0,4	56
E	1,34	30,4	8,4	0,8	66
F	1.5	37,9	11,7	0,5	66

Таблица 16.2

Элементариый состав органической массы горючих сланцев, в %

Индекс сланцевого слоя	C^0	H^0	$(N+O)^0$
A	74-75	9,5	15
B	74.	9.3-9,4	15-16
C	74-75	9,4-9.6	14-15
Д	74	9,5-9,7	15-16
E	75	9.7-.9.9	14-15
F	74	9,6-9.8	15-16
G	75-76	9,7	13-15
H	76-77	9,8-9,9	14-15

Таблица 16.3

Результаты полукоксования горючих сланцев

Индекс сланцевого слоя	Влага	Смола	Полукокс	Газ + потери
A	1,52	24,29	69,6	5,59
B	2,04	33,0	57,0	7,92
C	1,24	20,2	73,9	4,69
Д	1,32	17,36	75	6,32
E	1,43	20,67	70,5	7,5
F	1.21	17,47	76,8	4,52
G	1,44	24,86	68,0	5,73
H	1,26	20,55	74,5	3,69
Промышленная пачка	1,39	21,63	71,39	5,29

Таблица 16.4

Элементарный состав керогена некоторых сланцевых месторождений

Месторождение сланцев	C	H	N	S	O
Пуштос	56,7	5,8	0,9	-	36,4
Балтийский порт	59,2	6,5	2,8	-	31,5
Кендерлыкский	66,5	7,8	1,8	-	24,6
Тереглитау	66	7,8	-	2,4	23,1
Байсунский	68,0	7,7	-	2,3	21,0
Пулково	68,2	6,6	2,2	2,4	20,5
Дергуновский	70.4	8.4	-	7,4	13,8
Торбанит	75,3	10,5	-	-	14,2
Гдовский	75,5	8,5	0.9	1,8	13,2
Веймарский	75,8	9,1	-	1,5	13,6

Вследствие присутствия сернистых соединений и резко восстановительной среды в сланцах иногда встречаются различные руды (сульфидные) меди, цинка и других металлов. Плотность сланцев определяется процентом керогена, минеральной части сланцев, пористостью, содержанием влаги. Плотность чистого керогена 1200 кг/м³.

Состав керогена не постоянен для разных пластов одного и того же месторождения. С углублением пласта содержание углерода в них возрастает. Азот керогена сланцев является постоянной примесью. Его содержание в некоторых случаях доходит до 5%. В горючих сланцах практически всегда присутствует сера (около 1%).

16.3. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ

В использовании сланцев имеются 3 направления:

1. Энергетическое (сжигание на ТЭЦ).

2. Эверготехнологическое (перегонка с целью получения жидкого и газообразного горючего для ТЭЦ).

3. Энергохимическое (перегонка с частичной переработкой продуктов на химическую продукцию и с частичным сжиганием на ТЭЦ).

В настоящее время 60% сланцев используются по первому варианту (т.е. сжигаются), однако как топливо сланцы имеют существенные недостатки – низкую теплоту сгорания и высокую зольность.

Технологическое использование горючих сланцев основано на их свойстве при нагревании выделять больше высокосортных жидких и газообразных продуктов, чем какое-либо другое топливо. Смола и газ – не только высококалорийные виды топлива, но и сырье для получения химических продуктов (этилового спирта, аммиака, хлороформа, мазута, бензина, керосина, фенолов и др.).

Термохимические реакции, протекающие при их нагревании, как правило, имеют положительный тепловой баланс (начиная с некоторой температуры начального подогрева), в результате чего в реакции участвует все большее и большее количество вещества исходного продукта вплоть до его полного использования. Соотношение продуктов реакции и их качество зависят не только от состава исходного вещества, но и от условий, в которых происходило его превращение. Таким образом, оказывается возможным, меняя параметры внешнего воздействия, получать конечные продукты, различные по соотношению и качеству.

Различают два основных вида переработки сланцев: газификацию и сухую перегонку с использованием различных схем (газогенераторы, камерные и туннельные печи, печи с твердым теплоносителем). Например, наземная воздушная газификация сланцев осуществляется в Кохтла-Ярве с 1948 г. с получением бытового газа калорийностью 16750 Дж/нм³.

Очистка газа от серы производится мышьяковосодовым способом. При этом производится элементарная сера и тиосульфат натрия. На производство 1000 м^3 бытового газа расходуется 3,29 т сланцев. Наряду с бытовым газом на сланцехимических комбинатах Эстонии и Ленинградской области получают жидкое топливо, шпалопропиточное масло, электродный кокс, сланцевый лак, фенолы и другие продукты. Минеральные остатки используются как добавка к удобрениям в сельском хозяйстве.

Используемые открытый и подземный способы разработки месторождений горючих сланцев требуют значительных материальных и трудовых затрат. Разработка большинства месторождений экономически не оправдана, поэтому представляет значительный интерес способ их геотехнологической переработки на месте залегания путем подземной газификации или перегонки.

16.4. ПОДЗЕМНАЯ ГАЗИФИКАЦИЯ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ

Подземная газификация сланцев по своей сущности во многом аналогична подземной газификации углей. Однако в этих процессах есть и существенные различия, обусловленные различием химического состава углей и сланцев. Сланцы характеризуются, в отличие от углей, намного более высокой зольностью, а беззольная органическая часть сланцев (кероген) на 2/3 состоит из летучих углеводородных фракций, так что в процессе термического прогрева при газификации сланцев собственно в процессе горения участвует лишь несколько процентов массы сланца в виде коксоподобного остатка, а летучие в виде паров уходят с газом. Кроме того, сланцы содержат много связанной (пирогенической) влаги, дополнительно снижающей возможную температуру очага горения. По-видимому, по своим характеристикам метод подземной газификации сланцев занимает промежуточное положение между ПГУ и методами увеличения нефтеотдачи при внутрипластовом горении нефтяных залежей.

Технологическая цепочка подземной газификации горючего сланца в местах его залегания по аналогии с углем состоит из следующих процессов:

- подготовки пласта, предназначенного для газификации;
- розжига пласта;
- газификации пласта;
- улавливания генерируемого газа;
- доведения генераторного газа до необходимых кондиций.

Проведенные теоретические и экспериментальные исследования процесса подземной газификации сланцев позволили установить принципиальную возможность организации процесса их бесшахтной переработки.

Исследования метода подземной газификации горючих сланцев проводились в 50-е годы ИГИ на комбинате "Кивиыли" в Эстонии.

Непосредственному производственному эксперименту по подземной газификации горючих сланцев на сланцевом комбинате "Кивиыли" предшествовали эксперименты, имеющие целью установить характер нагрева целика сланца – кукерсита в условиях, приближающихся к натурным. Лабораторные исследования на моделях показали возможность организации процесса комплексной бесшахтной подземной переработки горючих сланцев, в частности с сочетанием дутьевых и бездутьевых периодов. Это позволило провести опытно-промышленное изучение процесса подземной газификации горючих сланцев на опытно-промышленной установке.

Участок опытной панели был вскрыт вертикальными скважинами: рабочими (дутьевые и газоотводящие) и вентиляционными. Общая оконтуренная площадь равнялась 50 м^2. Запас сланца в промышленной пачке составлял 200 т.

Для определения эффективной проницаемости движения газа по сланцевому пласту, разработки и испытания мер по гидродинамическому ограждению панели были проведены холодные испытания, которые показали, что для создания движения газа в сланцевом пласте не требуется прилагать чрезмерно больших градиентов давления. Установившееся течение газа по пласту наступает очень быстро. Опыты показали, что эффективная проницаемость пласта много больше проницаемости отдельного куска. Для создания устойчивого канала газификации в сланцах были предложены метод электропробоя (эдектросбойки) и фильтрационной сбойки. Оба метода были испытаны, результаты подтвердили осуществимость бесшахтных методов сбойки. Однако применение электропробоя связано со значительными затратами электроэнергии, и более экономичным признано применение огневой фильтрационной сбойки скважин. В результате эксперимента был получен фронт горения между скважинами протяженностью 15 м. Скорость сбойки колебалась от 0,3 до 1,0 м/час и в среднем составила 0,7 м/час. Показано, что газопроницаемость горючих сланцев резко увеличивается при нагреве сланцев до 200-400°С и при 500°С составляет десятки и сотни миллидарси. В дутьевые периоды получался низкокалорийный газ с теплотворностью 2100-3270 КДж/нм^3. Наиболее качественный газ со средней теплотворностью 13880 КДж/м^3 был получен во время бездутьевых периодов. При этом, например, содержание H_2 изменялось от 15,7 до 52,9 %, а CH_4 – от 5,6 до 22,8 %.. В результате опытных работ доказана возможность создания очага горения в целике и его поддержания в течение продолжительного времени. Практически осуществлено передвижение очага горения по

целику методом огневой фильтрационной сбойки. Показано, что очаг горения имеет достаточно высокий температурный потенциал (1000°С); состав продуктов горения имел относительно невысокий процент содержания кислорода; в период бездутьевого режима имеет место интенсивное выделение газа высокой теплотворности и значительных количеств смолы.

В конце 50-х годов на комбинате «Кивиыли» был испытан комбинированный метод разработки сланцевых месторождений. При этом слои сланца более богатые органическими веществами добываются шахтным способом; образующиеся камеры заполняются кусками сланца и изолируются с помощью перемычек. Сверху, над камерой пробуриваются скважины, из которых производится розжиг загруженного сланца. Процесс поддерживается подачей дутья через соседние скважины.

По комбинированному методу были отработаны 4 панели, переработано 12,5 тыс.т сланца. В результате отработки 4-ой панели было получено 3 млн. $м^3$ энергетического газа и 140 т смолы.

Несмотря на ряд достоинств комбинированного метода он обладает существенными недостатками. К ним относятся необходимость работы людей под землей и возможность проникновения газа из действующей панели в выработки, где находятся люди. Это ограничивает применение метода при разработке сланцевых месторождений.

Основными трудностями в проблеме подземной газификации горючих сланцев являются:

1. Организация сбойки между добычными скважинами в малопроницаемых сланцевых толщах при наличии пластичных вмещающих пород.

2. Создание устойчивого очага горения в сланцах с повышенной влажностью.

3. Предотвращение явлений кольматации массива конденсацией летучих.

4. Защита оборудования от коррозионного воздействия влажного серусодержащего сланцевого газа.

За рубежом, первые попытки подземной газификации и перегонки сланцев предпринимались еще в начале века (в США с 1910 г). В ФРГ в 1958-59 гг. проводился полупромышленный опыт по газификации вюртембергских сланцев, аналогичный опытам ИГИ в Прибалтике. Однако из-за использования низкокачественного сланца, содержащего всего 3,5-4,5% смолы, в опыте был получен газ калорийностью не выше 1930 КДж/$нм^3$

Работы в этой области активизировались в США с 1974 г. в связи с обострением энергетического кризиса. Масштабы работ не выходят за рамки полупромышленных, так как пока стоимость жидкого топлива из сланцев значительно выше стоимости природной нефти. С этого же

времени заметно возросло числе заявок (в основном США) на различные модификации технологии подземной газификации и перегонки сланцев.

16.5. ПОДЗЕМНАЯ ПЕРЕГОНКА СЛАНЦЕВ

Сухой перегонкой называются процессы, происходящие при нагревании топлива без доступа воздуха. При нагревании топлива до 200-300°С в результате разложения органической массы происходит выделение, главным образом, CO_2 и паров воды. При температуре выше 350°С в составе газа начинают преобладать горючие составные части: непредельные углеводороды, метан и др. Вместе с газом происходит выделение образовавшихся при разложении топлива паров смолы, которое достигает максимума при 425–475°С. При температуре 550–600°С. продолжается выделение горючих газов в виде метана и водорода, которое заканчивается при 1000–1100°С. В процессе сухой перегонки из топлива получают газ, смолу и твердый остаток. Состав и выход этих продуктов зависит от конечной температуры нагрева, качества исходного топлива, условий ведения сухой перегонки.

Преимуществами метода подземной перегонки сланцев по сравнению с подземной газификацией являются: более полное использование запасов сланцевых месторождений и достижение более высоких выходов смолы. Основной недостаток подземной перегонки – высокая энергоемкость, так как суммарный энергетический баланс происходящих при термолизе реакций отрицательный.

Существует несколько способов подземной перегонки сланцев. В Швеции с 1942 по 1960 гг. применялся метод инженера Ф. Лунгстрема по перегонке сланцев под землей при их нагреве электротоком.

Метод состоит в следующем. На участке сланцевого месторождения бурится несколько вертикальных скважин с перебуром в несколько десятков сантиметров ниже почвы пласта сланца. В эти обсаженные трубами скважины вставляются трубы меньшего диаметра, в которые вводятся два электрода из волнистой жести. Во избежание короткого замыкания между электродами, трубы засыпаются кварцевым песком. Скважины располагаются группами в виде шестиугольника. В вершинах шестиугольника размещаются нагревательные скважины, а в центре – для вывода продуктов перегонки сланцев. Параметры гексагональной ячейки по Лунгстрему: длина стороны 1300 мм, расстояние от нагревательной скважины до выводной 1300 мм. Из таких шестиугольников образуется фронт шириной 200 м. По окончании перегонки сланца линия фронта перемещается. Расход электроэнергии на 1 т сырых жидких продуктов составлял 7000 квт. час, но так как попутно получается количество газа, эквивалентное по калорийности 2000 квт. час, то фактические

затраты равны 5000 квт. час. С 1 м^2 эксплуатируемого участка получено около 1м^3 жидкого топлива. Подземная перегонка сланцев по методу Лунгстрема выгодна при наличии дешевой электроэнергии и неглубоком залегании мощных пластов с высоким выходом смол. В 1960 г. работы в этом направлении прекращены из-за роста стоимости электроэнергии.

Ряд коммерческих компаний США совместно с Горным Бюро провели лабораторные исследования и полевые испытания по подземной перегонке горючих сланцев; однако опубликовано очень мало материалов. Например, известно, что компания Синклер Ресерч провела два полевых исследования (1953-54 и 1964-66 гг.), Компании Синклер и Экуите также получили смолу хорошего качества. Осуществлено моделирование процесса, исследованы различные методы разрушения сланцев. На уникальном, многокилометровой мощности месторождении горючих сланцев Грин-Ривер намечалось осуществить "проект "Бронко" по дроблению и разогреву сланцевой толщи подземным ядерным взрывом мощностью 50 килотонн на глубине 900 м с последующей газификацией сланца. Затраты на все работы оценивались в 200-300 тыс.долл.

Однако большая часть патентуемых технических решений в этой области связана с различными схемами размещения и подрыва зарядов обычных ВВ.

Большой интерес представляют работы американских исследователей по использованию горячего природного газа для перегонки горючих сланцев непосредственно в слое залежи. Процесс включает подачу нагретого природного газа в скважины, его фильтрацию по пласту, во время которой происходит передача тепла горючим сланцам, что и обеспечивает их перегонку, откачку газа и смолы из рабочих скважин и их разделение.

Газ подвергается перегреву и сжатию и повторно подается в пласт. Это обеспечивает его непрерывное использование в процессе работы. По утверждению авторов, смола, получаемая в результате перегонки в регулируемой температурной среде, имеет более высокое качество, чем в обычных ретортах, что, как предполагают, является результатом действия более низких температур и отсутствия окисляющих газов. В бассейне Пайсенс Крик (США) был построен ряд установок по подземной перегонке сланцев с применением природного газа. В 1985 г. мощность таких установок составила около 210 баррелей сланцевой смолы в сутки (около 10 тыс.м^3 в год).

На месторождении Рок-Спрингс в полевых условиях опробовались различные методы повышения проницаемости пласта – электросбойки и гидроразрыва. Наилучшие результаты дали гидроразрывы.

В настоящее время как подземная газификация, так и подземная перегонка сланцев рассматриваются в развитых промышленных странах как резервные технологии, способные смягчить дефицит природных углеводородов в периоды обострения нефтяных кризисов, а в будущем, при исчерпании нефтяных месторождений, даже явиться основным источником природных жидких углеводородов. С такой ситуацией связан и периодически возобновляющийся интерес к подземной газификации и перегонке сланцев.

16.6. ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ

1. Учитывая положительный опят подземной газификации и достижения технологии наземной химической переработки сланцев, значительные запасы сланцев на территории России, метод ПГ и ПП сланцев следует считать перспективным источником энергетического и химического сырья.
2. Химическим институтам РАН и Министерства наук совместно с отраслевыми вузами России выявить эффективность ФХМГ сланцев.
3. Минприроде оценить запасы сланцев перспективные для их ФХМГ.
4. Основные технические задачи в проблеме ПГ и ПП сланцев:
   - разработка методов сбойки скважин, создание и управление очагом горения в условиях различных месторождений;
   - разработка методов подземной перегонки сланцев с предварительным дроблением массива;
   - обеспечение сбора и транспортировки многофазных коррозионно-активных продуктов подземной газификации и перегонки сланцев;
   - разработка наземного комплекса по очистке и переработке продуктов газификации и перегонке сланцев.
5. Основные фундаментальные научные задачи:
   - исследование процессов тепломассопереноса и кинетики химических реакций в условиях подземного коллектора при подземной газификации и перегонке;
   - исследование возможности комплексного использования продуктов газификации, в том числе зольного остатка, тепла выгоревшей зоны;
   - исследование влияния методов ПГ и ПП сланцев на окружающую среду;
   - создание методики расчета технологических параметров с учетом горно-геологических факторов.

Литература

1. Аренс В.Ж., Семененко Д.К. Физико-химические методы переработки месторождений каустобиолитов. М., МГИ, ГИГХС, 1971.
2. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. Т. 6, М., Недра, 1968.

3. В.В. Левыкин. Горючие сланцы Прибалтики. Л.,-М, 1947.
4. Добрянский А.Ф. Горючие сланцы СССР. Л., 1947.
5. Клейманов Ф.И. Газификация углей и горючих сланцев. Углетехиздат, 1955.
6. Фарберов И.Л., Юрьевская Н.П. Изменение эффективной теплопроводности целиков угля и горючих сланцев при нагреве. //Труды ИГИ АН СССР, т. VII, 1957.
7. Фарберов И.Л., Авдонина Е.С., Юрьевская Н.Н. Влияние предварительного нагрева на теплопроводность целиков подмосковного угля и горючих сланцев. Там же.
8. Фарберов И.Л. О процессе нагрева целиков горючего сланца. Там же.
9. Фарберов И.Л. Основные итоги работы ИГД АН СССР в области подземной газификации топлив и задачи дальнейших исследований. Там же.
10. Круновский В.К., Питин Р.Н., Фарберов И.Л. К вопросу о горении и газификации сланца в канале. //Труды ИГИ АН СССР Подземная переработка топлив, т. XIII, 1960.
11. Круновский В.К., Питин Р.Н., Фарберов И.Л. О газообразовании подземной переработки горючих сланцев. //Труды ИГИ АН СССР, т VII, 1957.
12. Питин Р.Н., Спорыус А.Э., Фарберов И.Л. Первый опыт безшахтной подземной переработки горючих сланцев. //Труды ИГИ АН СССР, т VII, 1957.
13. Хайль И.Г., Меерович Э.А., Бродская Б.Х. Исследование процесса подготовки сланцевых пластов электрическим током для бесшахтной подземной газификации, вып. I. М.-Т., 1954.
14. Агрескин А.А. Современное состояние и перспективы развития работ АН СССР по подземной переработке сланцев. Там же.
15. Губергрин М.Д., Фаингольд С.И. и др. Комбинированный метод подземной газификации сланцев. Т., 1959.
16. Уоткинс У. Сонс Подземная перегонка горючих сланцев. Симпозиум ООН по переработке и использованию горючих сланцев. М., 1968.
17. Диннин Г.У., Стенфорд К.Е., Сонс Г.У. Разработка технологии переработки Гринн Риверских горючих сланцев. Там же.
18. Дуган П.М., Хилл Д.Р., Рейнольдс Ф.С., Рут П.Д. Целесообразность переработки горючих сланцев непосредственно в слое в бассейне Пайсенс Крик С.З. штата Колорадо. Там же.

17. ФХМГ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ, БИТУМА И ДРУГИХ КАУСТОБИОЛИТОВ

17.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ

Академик И.М. Губкин еще в 30-х годах считал, что обычные методы добычи нефти не могут обеспечить извлечение более 30–50% [1]. С тех пор нефтяники разработали целую гамму новых методов воздействия на нефтяные пласты, интенсифицирующих нефтедобычу. Для воздействия на призабойную зону скважин и нефтяной пласт используются гидравлические удары высокой частоты как источник изменения колебаний [3], методы гидравлического разрыва пласта, кислотных обработок [5], заводнения, заводнения с ПАВ, физико-химического воздействия и др.

По определению М.Л. Сургучева [2], тяжелые нефти и битумы обладают следующими признаками (табл. 17.1): в естественном виде в пластах неподвижны совсем или малоподвижны; высокое содержание серы редких элементов и асфальтеносмолистых компонентов; практически полное отсутствие газа в пласте, плотность близка к 1000 кг/м^3, вязкость более 1000 мПа·С; эффективная разработка их возможна только с использованием теплоты или же горячих агентов, т.е. термическими методами.

Таблица 17.1.

Значение плотности и вязкости углеводородов

Углеводород	Вязкость, мПа·с	Плотность, кг/м^3
1. Нефти маловязкие	1-10	750-850
средневязкие	20-50	850-890
высоковязкие	50-1000	960-980
2. Тяжелые нефти (75% масел)*	1000-2000	860-1000
мальты (40-75% масел)*	2000-100000	1000-1050
асфальты (25-40% масел)*	более 100000	1050-1100
асфальтиты (15-20% масел)*	пластичны	

*остальное – смолистые компоненты.

17.2. МИНЕРАЛЬНАЯ БАЗА

Природные битумы широко распространены во многих странах мира. Потенциальные их запасы оцениваются в 250-300 млрд. т., что на порядок больше запасов нефти. В России запасы битумов выявлены в Волго-Уральской провинции, а запасы битумов Татарии оцениваются в

десятки млрд. т. Громадные запасы битумов разведаны в Восточной Сибири.

Шахтная и карьерная добыча битумов ведется на месторождении Керн Ривер с наземной переработкой битума.

По мнению М.Л. Сургучева, если осуществить равномерный прогрев залежи битумов, возможно достичь извлечения (25–50%).

17.3. РАЗРАБОТКА ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ

Разработка тяжелых нефтей и битумов без подъема пустых пород на поверхность возможна только методами ФХМГ и для дренирования вязких нефтей и битумов требует бурения большого числа скважин на расстоянии между ними 5–20 м. Надо заметить, что на современном этапе экономически бурение такого количества скважин эффективно только из шахт.

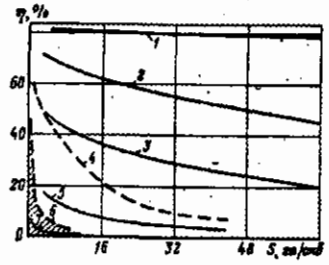


Рис. 17.1. Извлекаемость нефтей η в зависимости от плотности сетки скважин S и метода воздействия [2]:
1 – извлечение газа, μ = 0,01 мПа·с; 2 – заводнение, μ = 1–10 мПа·с; 3 – заводнение, μ = 20–50 мПа·с; 4 – тепловое воздействие, μ = 200–1000 мПа·с; 5– заводнение, μ = 200–1000 мПа·с; 6 – тепловое воздействие, μ = 10^4–10^6 мПа·с; 7 – заводнение μ = 10^4 – 10^6 мПа·с; заштрихованная площадь – область, в которой возможна шахтная добыча нефти

На рис 17.1 показано, что для тяжелых нефтей и битумов только плотные сетки (0,01–0,05 га/скв или 50-100 скв на га) позволяют достичь равномерного прогрева и извлекаемости 25–50%.

В настоящее время ведутся интенсивные работы по термическим методам добычи нефти. Варианты этих технологий показаны на рис. 17.2. По данным журнала Oil and Gas, годовая добыча нефти термическими технологиями равна 75,6 млн. $м^3$/год, что составляет 59% мировой добычи нефти новыми методами.

Исследованиями А.М. Шейнемана, Э.Б. Чекалюка, Н.К. Байбакова, К.А. Оганова, А.Р. Гарушева и др. установлено, что созданием термических и термодинамических воздействий можно получить условия для резкого увеличения подвижности нефти в пласте.

Различают термические методы воздействия на скважину и ее призабойную зону за счет устьевых и глубинных нагревателей. Но наиболее эффективно термическое воздействие на пласт, которое может быть осуществлено за счет энергии и топлива из наземных и подземных источников.

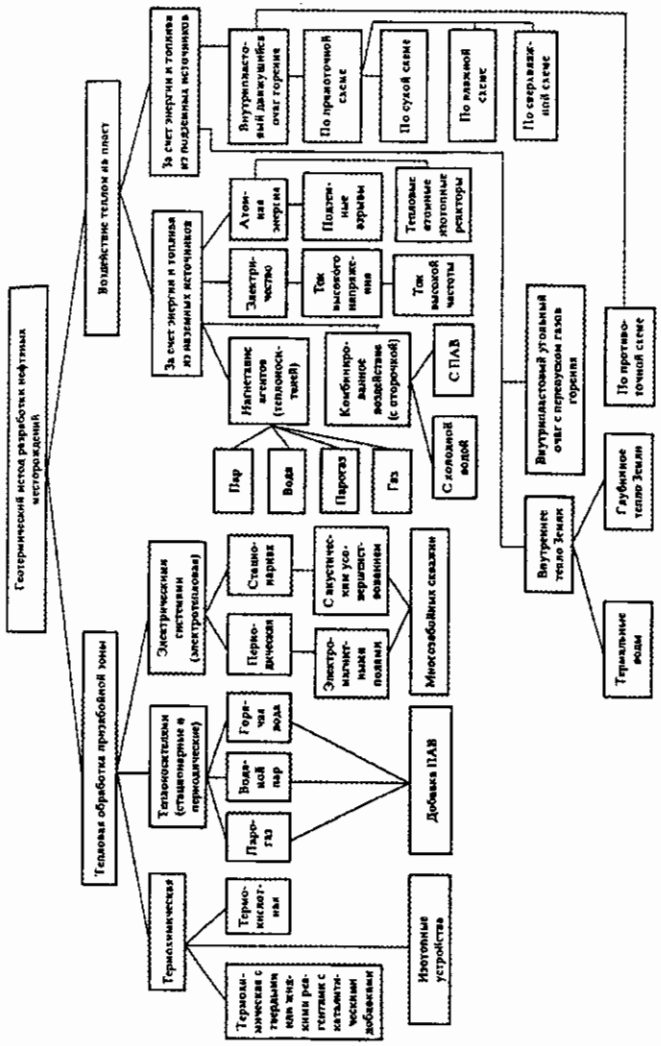


Рис. 17.2. Систематизация геотермического метода разработки нефтяных месторождений (по А. Б. Шейнману)

Интересно предложение проф. Э.Б. Чекалюка по подземному растворению нефти водой с высокими термодинамическими параметрами. Лабораторные опыты К.А. Оганова показали, что система вода–нефть взаиморастворима при температуре свыше 300 °С и давлении более 20 МПа.

Воздействие на призабойную зону осуществляется устьевыми и глубинными нагревательными устройствами за счет горячей воды, пара, газа, термохимической и электротепловой обработки, а также их сочетанием с другими средствами воздействия (кислотной обработкой, ПАВ, гидроразрывом).

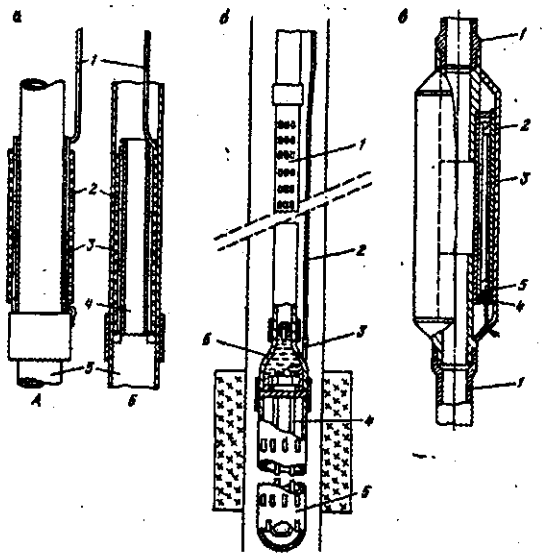


Рис. 17.3. Электронагреватели:

а – трубные (А–внешний, Б–внутренний); 1 – токопровод; 2 – изоляционный слой; 3 – провод накала; 4 – сердечник нагревателя; 5 – подъемная труба; б – забойный; 1 – фильтр; 2 – кабель; 3 – сальниковый ввод; 4 – нагревательный элемент; 5 – кожух нагревателя; 6 – головка кожуха; в – проточный (США) с прямыми трубчатыми нагревательными элементами; 1 – насосно-компрессорная труба; 2 – кожух нагревателя; 3 – трубчатые нагревательные элементы; 4 – кабель; 5 – прокладка

Метод электрического прогрева забоя скважин используется с 1930 г. Конструкция электронагревателя показана на рис. 17.3. Наибольшее распространение получили электронагреватели, работающие по принципу сопротивления или индукции.

Эффективность электротепловой обработки в значительной степени зависит от правильности выбора скважины и интервала для прогрева. Продолжительность операции прогрева, а следовательно, и количество введенного в пласт тепла зависят от требуемой температуры прогрева. Минимальная температура прогрева определяется температурой плавления парафино-смолисто-асфальтеновых веществ и колеблется в пределах 45–55 °С. Максимальная температура прогрева ограничивается возможностью образования кокса при повышенных температурах и на практике принимается равной 150–180 °С.

Воздействие на пласт в целом состоит в закачке в пласт нагретых агентов-теплоносителей (вода, пар, газ) или создании в пласте внутрипластового движущегося очага горения (ВДОГ) за счет частичного сжигания нефти. В процессе усовершенствования технологии тепловой обработки пласта было предложено создавать вокруг скважины высокотемпературную зону определенного радиуса, а затем нагнетать ненагретую воду, которая перемещает «тепловую оторочку» по пласту, увеличивая зону охвата тепловой обработки.

Сущность процессов, происходящих в нефтяном пласте при его термической обработке. При подводе тепла к забою скважины с поверхности горячий теплоноситель нагнетают в пласт через ствол скважины, который является плохо изолированным проводником тепла. Это вызывает большие потери тепловой энергии (особенно в начале нагнетания). Тепловые потери находятся в прямой зависимости от разности температур теплоносителя и окружающих пород, а также от теплопроводности последних и тепла теплоинжекции. Распределение температур по стволу нагнетательной скважины показано на рис. 17.4.

Нагревание пласта глубинными нагревателями происходит очень медленно. Так, если нагреть нефть на забое скважины до 250 °С и поддерживать эту температуру в течение 90 ч, то на расстоянии 1,2 м от скважины пласт нагреется до 40 °С, а на расстоянии свыше 2 м повышения температуры практически не будет. Поэтому промышленное применение данного метода ограничивается нагревом призабойной зоны.

Тепловые процессы в пласте при нагнетании жидкости в него обусловливаются интенсивным теплообменом между теплоносителем и скелетом пласта, конвективным переносом тепла по направлению движения теплоносителя, различными тепловыми эффектами. Кроме того, на тепловые процессы, происходящие в пласте, влияет сильное торможение тепловых эффектов (из-за большой инертной теплоемкости пористого тела пласта и неизбежных тепловых потерь через кровлю и почву пласта рис. 17.5)

Конвективная передача тепла возможна при нагнетании в пласт горячих теплоносителей, нагревающих пористую среду. Этим способом можно добиться ввода в пласт тепловой энергии в размерах, намного превышающих теплопроводные потоки. Однако конвективный поток ограничивается приемистостью скважины, качеством нагнетаемого теп-

лоносителя и совершенно не зависит от условий теплопроводности пласта. Путем подбора количества и качества нагнетаемого теплоносителя можно регулировать темпы процесса теплового воздействия на пласт.

Тепловые процессы при горении в пористой среде. При создании в пласте очага горения помимо самого процесса горения осуществляется также и конвективный перенос тепла потоком воздуха и продуктами горения. Существенное влияние на изменение температуры в элементе объема пористого тела оказывают в основном выделение тепла при горении и баланс теплопроводных и теплоконвективных потоков. В качестве окислителя может использоваться атмосферный воздух, закачиваемый в пласт, в качестве топлива – часть остаточной пластовой нефти или закачиваемая в скважину газовоздушная смесь. Горение в нефтяном пласте можно осуществить лишь при наличии в нем тяжелой нефти, оставляющей за собой при вытеснении и нагревании достаточное количество кокса. Горение легкоподвижной нефти не позволяет создать стационарный очаг горения. Для стабилизации горения в нефтяной пласт необходимо доставлять недостающее количество топлива вместе с воздухом. По пути движения очага горения ширина горючей зоны в пласте увеличивается. Это приводит к повышению расхода тепла на тепловую обработку пласта и ускорению темпов обработки (рис.17.6) [10].

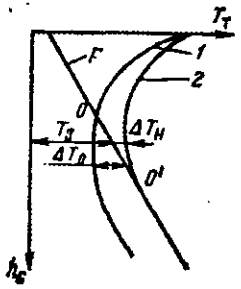


Рис. 17.4. График изменения температуры $T_т$ нагнетаемого в скважину теплоносителя с увеличением глубины Ас скважины:
1, 2 – соответственно при малом и большом расходе теплоносителя; *Г* – геотермическое распределение температур; *00'* – точки инверсии температуры; $T_з$, $\Delta T_о$ и $T_н$ – соответственно температура в забое, охлаждения и нагревания

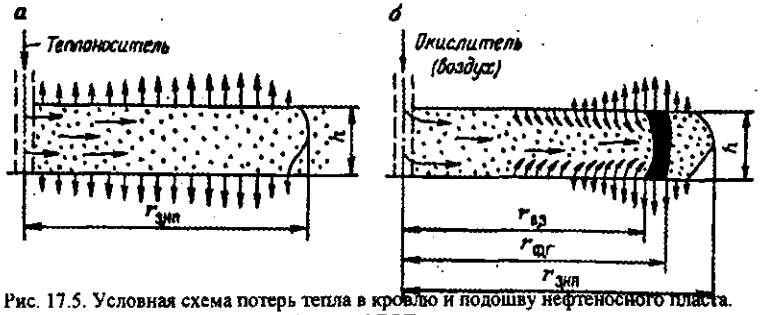


Рис. 17.5. Условная схема потерь тепла в кровлю и подошву нефтеносного пласта.
а – при нагнетании теплоносителя; б – при ВДОГ; $r_{з.поп}$ – зона нагрева пласта; $r_{оз}$ – радиус выгоревшей зоны; $r_{ФГ}$ – радиус фронта горения

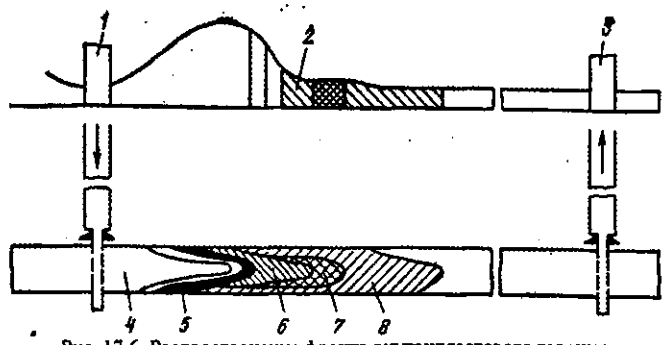


Рис. 17.6. Распространение фронта внутрипластового горения:
1 – нагнетательная скважина; 2 – паровое плато; 3 – эксплуатационная скважина; 4 – выжженная зона; 5 – фронт горения; 6 – зона пара; 7 – вал горячей воды и легких углеводородов; 8 – вал нефти

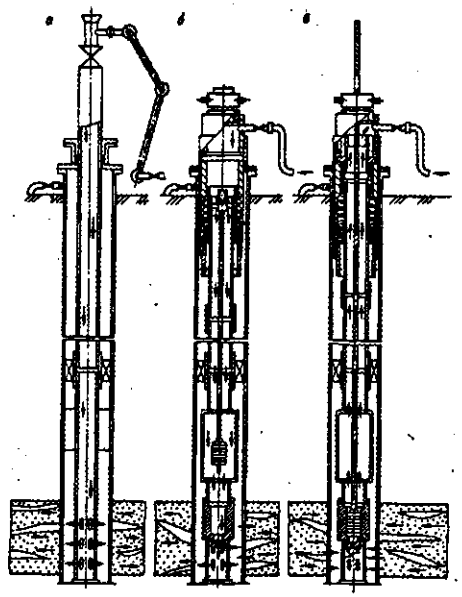


Рис. 17.7. Усовершенствованные варианты оборудования и обвязки устья паротепловых скважин: а – сальникового устройства, обеспечивающего взаимную подвижность обсадной и насосно-компрессорных колонн; *б* и *в* – телескопических устройств, обеспечивающих удлинение насосно-компрессорных труб соответственно без подъема насоса и в процессе отбора жидкости

Технология создания очага горения в пористой среде заключается в следующем. Сначала при помощи забойной горелки или электронагревателя поднимают температуру в забое до точки самовоспламенения кокса, а затем нагнетают в скважину воздух. Максимальный экономический эффект процесса (минимальные тепловые потери и расход горючего) обеспечивается предельно высокими темпами нагнетания воздуха при предельно низкой температуре горения.

При нагнетании в скважину горючей газовоздушной смеси температуру в зоне горения можно регулировать с поверхности путем изменения состава смеси.

Оборудование скважины при термической обработке пласта. Для уменьшения тепловых деформаций обсадных труб и снижения тепловых потерь нагнетание теплоносителя, как правило, ведется по специально опущенным трубам, отделенным от обсадных специальным пакером. Для снятия температурных напряжений подводящих труб используются всевозможные компенсационные соединения (рис. 17.7)

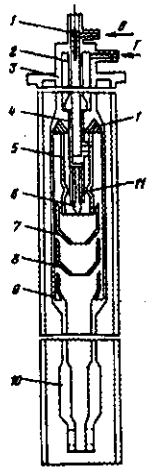


Рис. 17.8. Термоинжектор: 1 – запальное устройство; 2 – центральный лифт; 3 – наружный лифт; 4 – форкамера; 5 – воздухораспределитель; 6 – сальник; 7, 8 – секции жаровых труб; 9 – камера сгорания; 10 – насос; 11 – кожух; 12 – посадочное гнездо

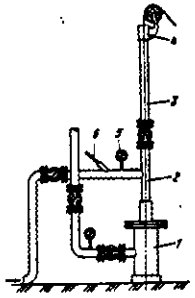


Рис. 17.9. Обвязка устья скважины при паротепловой обработке: 1 – колонна обсадных труб; 2 – тройник; 3 – лубрикатор; 4 – головка лубрикатора с роликом; 5 – манометр; 6 – термометр

При использовании движущегося очага горения к подземному оборудованию предъявляются повышенные требования, так как оно подвергается воздействию высокой температуры (до 800– 900 °С) и сероводорода, выделяющегося при сжигании серусодержащей нефти. В этом

случае башмак обсадных труб в пределах нефтеносного интервала оборудуется трубами, устойчивыми к коррозии и высокой температуре. Башмак свободно подвешивается к кровле, а ствол скважины в зоне горения не обсаживается.

Эффективность применения термического метода обработки нефтяных скважин в значительной степени зависит от правильного выбора оборудования. Для подогрева призабойной зоны используются всевозможные конструкции нагревателей (электрические, газовые, жидкостные).

Идея использования попутных нефтяных газов или самой нефти для подогрева призабойной зоны привела к созданию забойных горелок, которые используются как для борьбы с парафинизацией в призабойной зоне, так и для создания теплового очага воздействия на пласт в целом. В зависимости от используемого топлива забойный нагреватель называется газовой горелкой, (термоинжектором) или жидкостным термоинжектором (рис. 17.8).

Оборудование для обработки пласта паром и горячей водой. Устьевое оборудование скважин должно обеспечивать компенсацию теплового удлинения труб, которое в глубоких скважинах может достигать нескольких метров. На рис. 17.9 показана принципиальная схема обвязки устья скважин для паротепловой обработки, предусматривающая безопасность работ и возможность проведения необходимого комплекса исследований. При нагнетании теплоносителя с поверхности основным технологическим оборудованием служит стационарная или передвижная паровая установка для приготовления теплоносителя.

Наибольший промышленный опыт применения термоносителя при добыче вязких нефтей накоплен на Ярегском месторождении (Коми). Обычно под тепловым воздействием находится участок земли около 200-250 га. Площадь разрабатывается 15 уклонными блоками, на которых действуют 4192 добывающих и 11795 паронагнетательных скважин. Суть технологии ясна из рис. 17.10. Нефтеотдача достигает 50%. Удельный расход пара 2,5 т/т.

В Татарии велись исследования по добыче битума через скважины с помощью разогрева токами высокой частоты (Саяхов Ф.Л., Перов Н.В. и др.), но сколько-либо перспективных результатов да настоящего времени нет.

17.4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ДОБЫЧИ КАУСТОБИОЛИТОВ

В связи с углублением работ по добыче угля на повестку дня встает вопрос подземной их переработки с получением жидких и газооб-

разных продуктов. Подземное гидрирование угля (искусственное получение жидких углеводородов из каменных углей) возможно осуществить через систему добычных скважин, пробуренных с поверхности. Метод гидрирования угля заключается в действии на него водородом при температуре 450–500°С и давлении 20 МПа. Из 1 т угля получается 600–650 кг различных нефтепродуктов, не уступающих по своих качествам извлекаемым из природной нефти. Поверхностное гидрирование угля – хорошо отработанный процесс. Метод подземного гидрирования угля находится в стадии исследований и имеет значительные перспективы.

Перспективными методами являются методы, основанные на химическом диспергировании и растворении угля. Один из них под руководством проф. Н. Ф. Кусова развивается в ИГД им. А. А. Скочинского. Суть способа, основанного на принципе снижения удельной межфазной поверхностной энергии, которое обусловлено воздействием абсорбционно-активной среды (эффект П. А. Ребиндера), заключается в нагнетании в скважину реагента, разрушающего уголь, который откачивается на поверхность. Причем интенсификация способа достигается отжимом угля за счет сил горного давления. Исследователями установлено, что для разрушения 1 т угля потребуется 50 л растворителя.

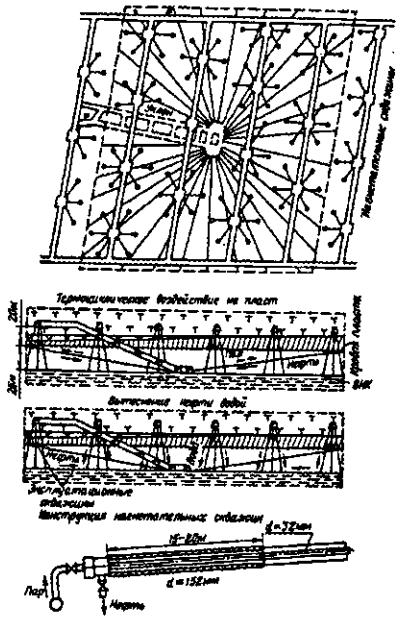


Рис. 17.10. Схема теплового воздействия на пласт при подземной переработке нефти

В ИГТМ Украины (А. И. Зорин, А. Т. Диденко и др.) предложен геотехнологический способ добычи угля гидроимпульсным воздействием на пласт, в основу которого положен механизм послойного отрыва насыщенного (водой и газом) и напряженного (под воздействием горного давления и газа) угля при его разгрузке за счет резкого сброса давления воды. Опыт был проведен на шахте им. К. Е. Ворошилова объединения «Дзержинскуголь» на глубине 940 м. Скважина диаметром 0,15 м была пробурена с полевого штрека на глубину 25 м. В пласт под давлением 19 МПа нагнеталось 2–3 $м^3$ воды, а затем резко сбрасывалось давление. Из закрытого забоя через скважину добыто 60 т угля фракцией 1–2 мм.

Другие предложения (например, патент США № 3850477) предусматривают закачку в пласт смеси из жидкого и газообразного аммиака, метанола и других веществ. По патенту США № 3990513 предлагается растворять уголь на месте залегания в нагретых до 250–400°С растворителях – ароматических углеводородах, тяжелых маслах, креозоте.

Методом подземной выплавки или подземной экстракции различными растворителями можно эффективно добывать озокерит и асфальтит.

Все эти предложения требуют существенных исследовательских и опытных работ, после чего можно будет сказать об их экономической и технической перспективе.

17.5. О ВОЗМОЖНОСТИ ДОБЫЧИ ОЗОКЕРИТА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Озокерит – ценное полезное ископаемое, которое находит широкое применение в народном хозяйстве. К основным продуктам, получаемым из озокерита, относится церезин, который является основным компонентом высококачественных смазок. Добавка церезина в смазки придает им исключительные свойства: антикоррозийность, влаго- и газонепроницаемость, длительность сохранения на металле и вертикальных поверхностях. Озокерит также используется в медицине. Озокеритовая физиотерапия нашла применение при лечении самых разнообразных болезней,

Разработка озокеритовых месторождений ведется как открытым (месторождение Шорсу), так и подземным способом (Бориславское месторождение). Специфические особенности эксплуатации озокеритовых месторождений заключаются в обильной насыщенности руд многими токсичными и взрывоопасными газами, а также в их нефтеносности.

Переработка озокеритовых руд также связана с целым рядом трудностей. До недавнего времени применялись два способа их перера-

ботки: выварка горячей водой и экстрагирование озокерита из руд растворителями.

Последний (экстрагирование озокерита из руд бензином) используется на месторождениях Бориславском и Шор-су. Выварка озокерита водой характеризуется низким коэффициентом извлечения (40–15%), большими расходами топлива, рабочей силы и тяжелыми условиями труда; экстрагирование озокерита сопровождается значительными потерями растворителя.

Ряд убыточных озокеритовых рудников закрыт; работающие предприятия находятся на грани рентабельности. Это определяет необходимость поиска путей повышения эффективности разработки озокеритовых месторождений. Для разработки озокерита перспективны бесшахтные, физико-химические методы его добычи, основанные на использовании физических свойств озокерита (низкая температура плавления, легкая растворимость).

Озокерит представляет собой сложную смесь углеводородов различного строения, соотношение компонентов которого во многом определяет его свойства. Для упрощения исследований свойств озокеритов было предложено деление их на группы, из которых каждая является более простой системой, имеющей некоторые общие свойства. Наиболее распространено деление на фракции по температуре плавления. В табл. 17.2 приведены данные по групповому и фракционному составу различных озокеритов.

Таблица 17.2

Озокериты	Температура плавления, °С	Пенетрация	Групповой состав				Фракционный состав							
			Твердые углеводороды		селикагелевые смолы	масла, %	I		II		III		IV	
			%	°С			%	°С	%	°С	%	°С	%	°С
Бориславский	67	27	68,2	75	9,0	23,0	30,0	83	20,3	64	22,0	59	28,0	54
Дагаджинский	60	37	56,7	66	8,6	34,3	54,8	70	20,6	65	9,3	60	15,2	50
Шорсуйский	78	28	73,4	80	3,2	23,4	-	-	-	-	-	-	-	-

Состав озокеритов во многом определяет его температуру плавления, которая колеблется в диапазоне 60-80°С.

Удельный вес озокерита, представляющего собой сложную смесь парафиновых углеводородов нормального изостроения, зависит от их соотношения. Опытные работы показали, что он изменяется от 0,65 до 0,93; причем определено, что удельный вес возрастает с ростом температуры плавления.

Вязкость – одно из важнейших физических свойств озокерита – зависит от температуры плавления, с уменьшением которой падает.

Свойства озокерита и его продуктов характеризуют также такими показателями, как пенетрация и усадка. Числовое значение пенетрации есть величина, обратная истинной твердости материала. Пенетрация минеральных восков не связана с температурой плавления и, очевидно, обусловливается соотношением твердой и жидкой фаз и их физико-химическими свойствами.

При застывании восковые материалы резко сокращаются в своем объеме. В зависимости от типа кристаллической структуры величина усадки достигает 10-16%.

Озокерит в рудной массе (песчаники, сланцы) встречается следующих видов.

Пленочный – микроскопически тонкая пленка, обволакивающая каждую частицу породы. Под микроскопом эта пленка представляется в виде тонкой полупрозрачной оболочки, равномерно покрывающей всю поверхность частицы. В этом случае озокерит молекулярными силами связан с материальной частицей и поэтому трудно отделим от породы.

Содержание пленочного озокерита по отношению к общему содержанию озокерита в руде Бориславского месторождения 55-65%.

Поровый – как правило, встречается в сочетании с пленочным озокеритом и заполняет все поровое пространство между отдельными частицами. Одновременно он служит и вяжущим веществом, хотя и весьма слабым, для вмещающего его материала. Поровый озокерит составляет всего 30-35% от общей массы озокерита. По качеству он хуже пленочного, имеет более низкую температуру каплепадания и более высокую пенетрацию.

Полуйка – породная брекчия, обильно пропитанная озокеритом; встречается в виде гнезд, невыдержанных ни по простиранию, ни по падению. *Примазки* – тонкие пленки, покрывающие отдельные куски сланца, песчаника.

Жильный – встречается в виде жил от 1 до 30 см (раньше встречался мощностью до нескольких метров) светло-желтого, желто-зеленого и черного цвета, от хрупкого, наподобие канифоли (мраморный воск), до мягкого и мазеобразного. Жилы озокерита встречаются в твердых трещиноватых породах – глинистых сланцах и реже в песчаниках, но бывают и в разрушенных породах, где они не выдерживаются ни по простиранию, ни по падению.

Озокеритоносность пород месторождения как по площади, так и в вертикальном направлении весьма неравномерна, что объясняется изменчивостью коллекторских свойств вмещающих пород.

Физико-химические методы добычи озокерита. Подземная выплавка. Физические свойства озокерита – меньший удельный вес по

сравнению с водой и свойство плавиться при температуре 68-86°С – могут быть использованы для его добычи на месте залегания методом подземной выплавки.

Процесс разработки представляет собой комплекс разнородных тепловых и гидродинамических явлений, основанных на теплообмене между теплоносителем (горячая вода), подаваемым через скважины, и рудным массивом.

В ходе разработки месторождения одновременно идут процессы нагнетания воды, ее фильтрации по пласту, плавления и откачки озокерита.

Управление процессом добычи осуществляется путем закачки в пласт теплоносителя, размещения скважин по месторождению, установления оптимального их количества и порядка ввода в эксплуатацию, поддержания режима работы и баланса пластовой температуры и т.д.

Добычные скважины бурят обычными буровыми станками и обсаживают до рудного тела. Затем обсадная труба цементируется и продолжается бурение руды на всю мощность.

В пробуренную скважину вставляется колонна водоподающих труб. Горячая вода через перфорации в нижней части трубы проникает в залежь и, фильтруясь по ней, расплавляет озокерит, который всплывает, и по межтрубному пространству между обсадной и водоподающей колоннами за счет давления нагнетаемой воды периодически выдается на поверхность.

Для увеличения извлечения озокерита из залежи с водой целесообразно нагнетать поверхностноактивные вещества (например, жидкое стекло, щелочь).

Подземная экстракция. Метод подземной экстракции озокерита из руд основан на свойствах озокерита растворяться в различных растворителях. Так, например, при 20°С в 100 г растворителя соответственно в петролейном эфире, скипидаре, толуоле, хлороформе, бензоле, ацетоне растворяется 8,48; 5,21; 3,34; 3,61; 1,75; 0,209 г. С повышением температуры растворимость озокерита резко возрастает, причем при расплавлении он хорошо смешивается с бензином, бензолом, ацетоном, дихлорэтаном в любых соотношениях, образуя истинный раствор. Полученный продукт – мицеллу – перерабатывают в трубчатой печи и ректификационной колонне с получением озокерита-сырца и дальнейшим получением раздельно высокоплавких (85°С) средних (75°С) и низкоплавких фракций церезина.

Бесшахтная добыча может быть организована как через индивидуальные, так и групповые (по примеру подземного выщелачивания металлов) скважины

Возможен процесс добычи озокерита через скважины с помощью высокочастотных установок для разогрева и плавления озокерита.

Его извлечение можно производить нагнетанием во вспомогательные или рабочие скважины горячей воды или растворителей.

Геотехнологические методы добычи озокерита для решения многих научных и инженерных задач ждут своих энтузиастов.

Литература

1. Губкин И.М. Подземная газификация нефтяных пластов и термический способ добычи нефти. Избранные сочинения, т. 2. 1953.
2. Гадиев С.М. Использование вибрации в добыче нефти. М., Недра, 1977.
3. Вахитов Г.Г., Симкин Э.М. Использование физических полей для извлечения нефти из пласта. М., Недра, 1985.
4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М., Недра, 1985.
5. Абдулин Ф.С. Повышение производительности скважин. М., Недра, 1975.
6. Шейнеман А.Б., Дубровий К.К. Подземная газификация нефтяных пластов и термический способ добычи нефти. М., 1934.
7. Термические методы добычи нефти в России и за рубежом /Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. и др. М., изд. ВНИИОНГ, 1995.
8. Применение термических технологий при разработке нефтяных месторождений Желтов Ю.В., Малофеев Г.Е., Усковская И.Д. ГИАБ изд. МГТУ, 1999.
9. Желтов Ю.Б. Механика нефтегазового пласта. М., Недра, 1975.
10. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1981.
11. Ю.В. Желтов, В.И. Кудинов, Г.Е. Малофеев Разработка сложнопостроенного месторождения вязких нефтей в карбонатных коллекторах. М., Нефть и газ, 1997.
12. Аренс В.Ж., Семченко Д.К. Физико-химические методы разработки каустобиолитов. М., МГИ, 1971.
13. Барановский Н.Ф. Озокерит. М., Недра, 1961.

18. ПОДЗЕМНОЕ СЖИГАНИЕ СЕРЫ*

18.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ

Коло 90% производимой в мире серы отличается от сернистого ангидрида, который используется для получения серной кислоты и других химических продуктов.

Подземное сжигание серы – метод разработки месторождений самородной серы путем ее высокотемпературного окисления на месте залегания.

Идея метода восходит к старинной практике выплавки серы из самородных руд за счет тепла сжигания части серы в специальных печах – «калькаронах». Первая попытка получения серы при ее частичном сжигании под землей была предпринята в 1910 г. итальянским инженером Д. Фиори, который предлагал сжигать серу на верхних этажах предварительно подготовленного вертикальными и горизонтальными выработками рудного блока, с тем чтобы на нижних этажах блока собирать стекающую жидкую серу. На практике выяснилось, что полученная таким образом сера содержит много золы и выход ее незначителен. Поэтому опыты Фиори не получили дальнейшего развития. В 30-е годы XX века предложения по осуществлению процесса частичного сжигания серы на месте залегания через скважины с получением серы в виде жидкости или паров выдвигались австрийским инженером Г. Шмацелем и итальянским Р. Вердерамо. В 1958 г. итальянский инженер Д. Джорджи опубликовал проект разработки «верхней горящей зоны» рудника Кощо-Дизи (Сицилия). В проекте предусматривалось как использование сернистого газа при производстве кислоты, так и выпуск жидкой серы. В 1962–66 гг. американские инженеры Миллер, а также Уайт и Мосс предложили производить сжигание ее на месте залегания, подавая воздух для горения и отводя образованный газообразный сернистый газ (по Миллеру – жидкую серу и пары) через скважины. Данные эксперименты были проведены в США, но не получили дальнейшего развития. В СССР перспективы метода подземного сжигания серы впервые были отмечены Н.А. Афанасьевым (ГИГХС) в 1945 г. В 1962-63 гг. в институтах ВНИИПромгаз и ГИГХС были выполнены обзоры и проведены лабораторные работы по обоснованию эффективности выплавки серы за счет ее частичного сжигания. Метод подземного сжигания серы с ориентацией на преимущественное получение сернистого газа для производства серной кислоты разрабатывался в 1973-79 гг. МОНИЛГео ГИГХС В.Ж. Аренсом, О.М. Гридиным, Г.Х. Хчеяном, Л.И. Курицыной, Н.В. Гвоздевым и другими применительно к необводненной части Гаурдакского серного месторождения (Туркменистан). Были изучены основные закономерности процесса внутрипластового горения серы, разработана его математическая модель, обоснована возможность приближенного физического моделирования, разработана инженерная методика расчета технологических параметров метода. В 1976-78 гг. проведены успешные испытания технологии на опытной установке Гаурдакского серного завода. Показано, что при воздушном дутье температура в очаге горения достигает 1200 °С, при этом в газах сжигания содержится 5–15% SO_2, что соответствует условиям производства серной кислоты. Коэффициент выгорания серы в зоне горения превышает в очаге горения 90%, в среднем по опытной установке 78,6%.

* Раздел написан чл.-корр. РАЕН, проф., О.М. Гридиным

18.2. ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ПАРАМЕТРЫ ТЕХНОЛОГИИ

Сущность метода заключается в создании в серном пласте управляемого очага горения серы, параметры которого поддерживаются на уровне, достаточном для получения кондиционного для производства серной кислоты сернистого газа.

Процесс горения серы и обжига серных руд достаточно хорошо описан в трудах многих исследователей (Гугель Б.М., Цейтлин А.О., Власов А.С., Второв М.Н. и др.). Однако в пластовых условиях этот процесс весьма осложнен и зависит от целого ряда физико-геологических факторов: от структуры и текстуры серных руд, минералогического и химического состава вмещающих пород, от содержания серы в руде, мощности, пористости и проницаемости пласта, от распределения пор и трещин пласта по размерам, от обводненности пласта, от давления, темпа нагнетания и состава окислителя и др.

Феноменологически происходящие при подземном сжигании серы процессы можно описать следующим образом.

При нагреве серных руд до температуры 114-119°С происходит плавление серы, вязкость которой снижается с температурой. В этот период сера из крупных пор руды сравнительно легко стекает к подошве пласта. При 160°С вязкость серы резко увеличивается и сера приобретает красноватый оттенок. При дальнейшем повышении температуры вязкость серы снова уменьшается. При температуре 180°С начинается дегидратация гипса во вмещающих породах, приводящая к появлению в газах сжигания паров воды:

$$CaSO_4 \cdot H_2O \rightarrow (180^0C) \rightarrow CaSO_4 + H_2O - 110034 \text{ Дж/моль}.$$

Сера легко летуча, испарение ее отдельных модификаций заметно уже при 200°С и значительно усиливается при температуре свыше 300°С, достигая максимума при 444,6°С (температура кипения серы при атмосферном давлении). Окисление серы происходит в паровой фазе по многоступенчатому механизму. Суммарную реакцию можно упрощенно выразить как

$$S + O_2 = SO_2 + 92616 \text{ кДж/кг}.$$

Пламя серы имеет фиолетовый цвет. Наряду с образованием сернистого ангидрида (SO_2) при избытке кислорода и при температуре не свыше 900°С может происходить и образование серного ангидрида (SO_3) в количестве нескольких процентов от объема сернистого ангидрида.

Реакция окисления паров серы описывается уравнением второго порядка:

$$\frac{dc_s}{d\tau} = -c_s c_o \exp\left(a - \frac{b}{T}\right),$$

где c_s и c_o – концентрация серных паров и кислорода (объемные доли), T – температура в K, а и b – эмпирические константы (при 650-850°С a=3,49; b=2510 K, а при 850-1500°С a=2,92; b=1875 К).

При температуре 500°С и атмосферном давлении сера окисляется на 90% за 16 секунд, а при 1000°С - за 0,3 секунды.

Максимальное теоретическое значение концентрации SO_2 при воздушном дутье составляет 38% по массе (21% по объему) при стехиометрическом соотношении кислорода и серных паров. Максимальная теоретическая температура горения серы в адиабатических условиях может составить 1734°С, однако никогда не достигает этой величины из-за потерь тепла в окружающие породы и конкурирующих эндотермических процессов их разложения, в первую очередь разложении известняка и ангидрита

$$CaCO_3 \rightarrow (700\text{-}900^0C) \rightarrow CaO + CO_2 - 129315 \text{ Дж/моль},$$

$$CaSO_4 \rightarrow (1300^0C) \rightarrow 2\,CaO + 2\,SO_2 + O_2 - 1381710 \text{ Дж/моль}.$$

Вследствие указанных реакций реальная максимальная температура горения серных паров на воздушном дутье не превышает 1200°С.

Концентрация сернистого ангидрида зависит также от протекания сопутствующих реакций. Частично он разубоживается углекислым газом вследствие диссоциации известняка, а частично связывается в сульфаты при сульфатизации диссоциированного известняка:

$$4CaO + 4\,SO_2 \rightarrow 3\,CaSO_4 + CaS + 787415 \text{ Дж/моль},$$

$$4CaO + 6\,SO_2 \rightarrow 4\,CaSO_4 + S_2 + 950792 \text{ Дж/моль}.$$

Вследствие сульфатизации прямой обжиг измельченных серных руд в печах приводит к значительным потерям сернистого ангидрида. В пластовых условиях поверхность известняка, доступная для протекания

указанной реакции намного меньше, поэтому потери сернистого газа незначительны.

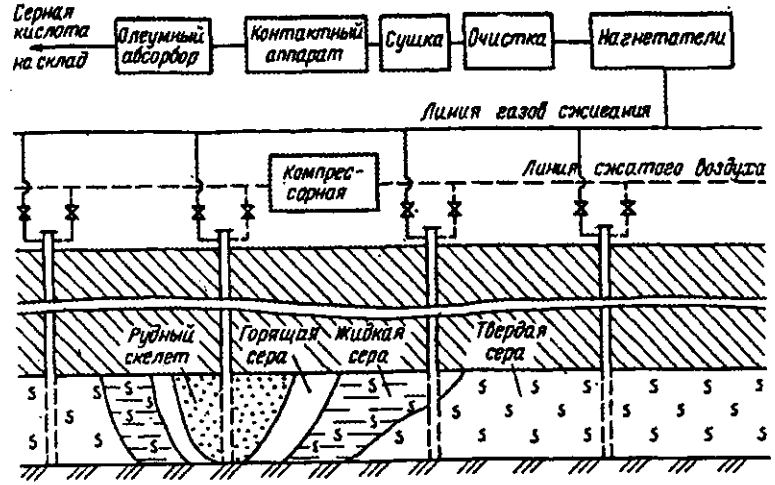


Рис. 18.1. Принципиальная схема разработки необводненных серных залежей методом ПСС с производством серной кислоты на базе газов сжигания

Температура воспламенения серы в порах пласта является сложной функцией состава реагирующей смеси, характерного диаметра пор, давления, теплопроводности и наличия примесей в жидкой сере. В частности, было показано, что серные пары могут воспламеняться только в порах размером в несколько миллиметров при температуре свыше температуры кипения серы. Таким образом, горение серы происходит только в крупных порах пласта, не проникая в глубь серных блоков. Образование движущегося внутрипластового очага горения серы приводит к появлению характерного продольного распределения температуры в виде "тепловой волны", в которой можно выделить зоны предварительного прогрева, зону расплавленной серы, зону горения и зону выгоревшей руды (рис. 18.1–2). По мощности пласта выгорание происходит преимущественно в верхней части, при этом у подошвы пласта образуется «серная лужа». Процесс внутрипластового сжигания серы происходит в несколько стадий. На первой стадии производится розжиг пласта с поддержанием температуры очага горения до тех пор, пока его собственное тепловыделение не превысит тепловые потери. По мере прогрева пласта серные пары из мелкопористых блоков поступают в более крупные поры и трещины, где происходит их окисление, а часть серы впереди фронта горения выплавляется из рудных блоков и стекает к подошве пласта. Таким образом, на второй стадии процесса очаг горения продвигается только по наиболее крупным порам и трещинам. При этом часть не

окисленных серных паров конденсируется в непрогретых зонах, кольматируя пласт. На третьей, самой длительной стадии процесса происходит догорание серы в блоках и у подошвы пласта. На каждой из стадий существует своя зависимость между расходом дутья и концентрацией сернистого газа, что дает возможность управлять процессом подземного сжигания серы, достигая кондиционного состава газов сжигания.

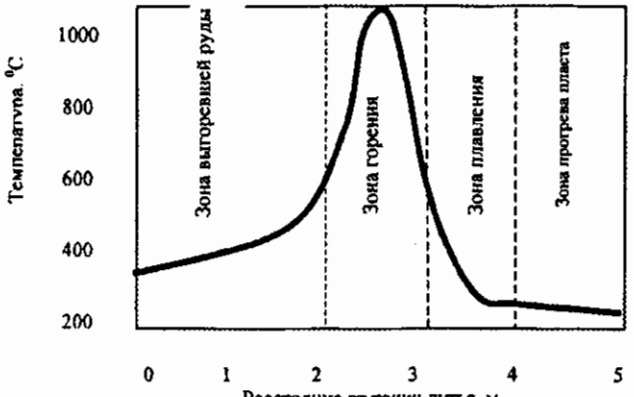


Рис. 18.2. Распределение температур и физико-химических зон в процессе внутрипластового горения серы

Поскольку температура горения в наиболее крупных порах и трещинах пласта достигает 1200°С, вмещающие породы испытывают значительные физико-химические изменения. Происходит дегидратация гипса, приводящая к появлению в газах сжигания значительного количества водяных паров, а также частичное разложение карбонатных пород, что приводит к разбавлению газов сжигания двуокисью углерода. В период перерывов в подаче дутья в нагретом серном пласте интенсивно образуется сероводород. С повышением температуры отводимого газа при приближении очага горения в газе появляются неокисленные серные пары, показатель pH водного конденсата достигает 2–3, что свидетельствует об образовании слабой сернистой кислоты. Основные показатели процесса подземного сжигания серы, достигнутые на опытной установке, приведены в табл. 18.1.

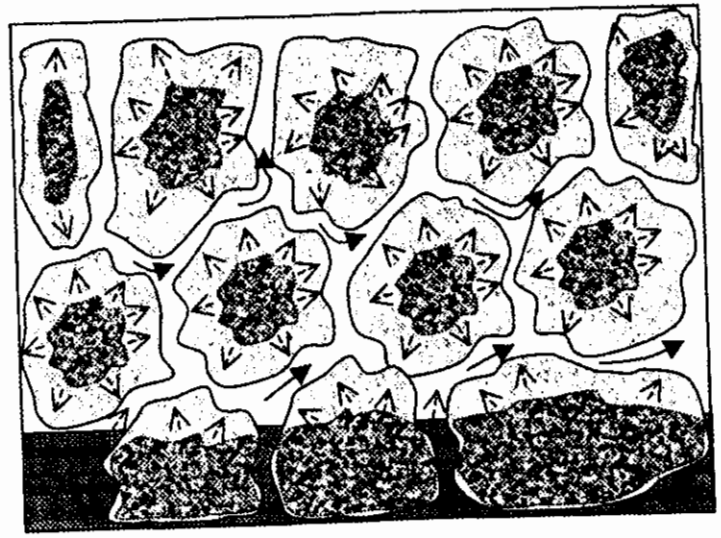


Рис. 18.3. Схема выгорания серного пласта, представленного мелкопористыми блоками, разделенными макропорами и трещинами.

-направление фильтрации воздуха и газов сжигания

-направление фильтрации серных паров

- осерненная часть рудных блоков

- области выплавленной и испарившейся серы

- скопление выплавленной серы

Таблица 18.1

Основные показатели процесса подземного сжигания серы на опытной установке Гаурдакского серного завода

Показатель	Величина
Мощность пласта, м	1
Расстояние между скважинами, м	4
Масса руды, т	200
Пористость исходной руды, %	11
Пористость выгоревшей руды, %	35
Размер рудных блоков (зерен), м	0,001-1,0
Проницаемость исходной руды, Дарси	30
Расход воздуха, м³/мин	0,53
Скорость фильтрации вовдуха, м/час	29,88

Показатель	Величина
Скорость движения фронта горения , м/час	0,0804
Содержанке серы в исходной руде, % масс.	20,3
-"- в выгоревшей руде, % масс.	5,4
Ширина зоны горения, м	1-3
Объемная масса исходной руды, т/м^3	2,0
Объемное содержание SO_2 в газах сжигания, %	5-15
Максимальная температура зоны горения, ^{0}C	1200
Коэффициент извлечения серы, % (в среднем по установке)	78,6

18.1. ТЕХНОЛОГИЯ ПСС

Технология подземного сжигания серы, блок-схема которой приведена на рис. 18.4, включает в себя следующие операции:

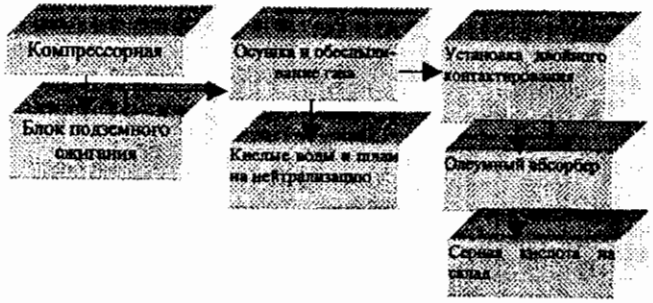


Рис. 18.4. Блок-схема подземного сжигания серы с получением серной кислоты

1. Вскрытие пласта скважинами с обсадкой их металлическими колоннами труб до кровли пласта. Бурение по пласту производится колонковым способом с отбором керна.
2. Проведение опытных нагнетаний воздуха в скважины с измерением его давления и расхода во времени для определения фильтрационных характеристик пласта и его подсушивания. Для выявления возможных мест утечек газа производится подача в пласт стойких дымов.
3. Розжиг пласта с использованием забойных газовых горелок или путем спуска в забой горящего кокса. Розжиг прекращается при появлении в газах сжигания сернистого ангидрида с концентрацией более 3 – 4 %.

4. Управление составом газов сжигания путем изменения расхода воздуха, точки подачи дутья и точки отвода газов.
5. Сбор газов сжигания.
6. Обеспыливание и осушку газов сжигания.
7. Каталитическое доокисление сернистого ангидрида до серного ангидрида, например, в аппаратах двойного контактирования.
8. Получение серной кислоты в олеумном абсорбере.
9. Нейтрализация и утилизация кислых стоков и шламов.

18.3. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПСС

Условия разработки серных месторождений методом подземного сжигания приведены в табл. 18.2.

Таблица 18.2.

Показатели	Оценка условий разработки	
	Удовлетворительные	Требующие анализа
Качество серных руд		
Среднее содержание серы, %	Более 10	Менее 10
Литологический состав пласта	Кавернозный и слабокавернозный известняк, трещиноватые кварциты	Плотный некавернозный известняк, плотные кварциты
Преобладающая текстура руд	Полосчатая, прожилковатая, прожилковато-гнездовая, гнездовая, гнездово-вкрапленная, прожилково-вкрапленная	Дисперсная
Горно-геологические условия разработки		
Гидрогеологические условия залежи	Закрытая залежь, залежь с удаленной разгрузкой	Раскрытая залежь
Покрывающие породы	Газонепроницаемые, слабопроницаемые, с проницаемостью ниже, чем у пород пласта.	С проницаемостью выше, чем у пород пласта
Приемистость пласта по воздуху, м^2/сут.	Более 0,08	Менее 0,08
Мощность пласта, м	Более 2	Менее 2
Глубина залегания	Выше уровня пластовых вод	Ниже уровня пластовых вод
Запасы серы на мощность производства 100 тыс. тонн серной кислоты в год (100%), млн. тонн	Более 0,5	Менее 0,5

В табл. 18.3 приводятся основные практические формулы для расчета основных технологических параметров технологии ПСС.

Таблица 18.3

Расчет технологических параметров подземного сжигания серы

Параметр	Общий вид расчетной зависимости	Примечания
Образование сбоечного канала		
Время розжига, часов	$\tau_p = \frac{0{,}825}{\sqrt{\frac{Q}{H}}}$	Q – объемный расход воздуха, нм^3/мин; H –мощность пласта, м.
Расстояние между скважинами, м	$R \le 6{,}6HP_н\sqrt{K}$	$P_н$- давление нагнетания воздуха, МПа; K – проницаемость пласта, Дарси
Расход воздуха на одну дутьевую скважину, нм^3/мин	$0{,}02\frac{R}{H} \le Q \le \frac{20KHP_н^2}{\lg\frac{2R}{d_0}+3}$	d_0 -диаметр дутьевой скважины, мм
Время огневой сбойки между скважинами, сутки	$\tau_c = 0{,}27\frac{HR^2}{nQ}$	n=1 для двух скважин n=1,52 для сетки севажин RxR.
Максимальная концентрация SO_2 в газах сжигания на воздушном дутье, % по объему	$C_{SO_2}^{max} = 21\frac{100-0{,}274g_k}{100+0{,}0623g_k}$	g_k –содержание карбонатов в руде,%
Средняя концентрация SO_2	$\overline{C}_{SO_2} = 0{,}5C_{SO_2}^{max}\frac{2\varphi+\xi+1}{\varphi+1}$	$\varphi=\tau_o/\tau_{дог}$; $\xi = C_{SO_2}^{min}/C_{SO_2}^{max}$;
Время догорания серы, сутки	$\tau_{дог} = \frac{0{,}352(1-\xi)HR\sqrt{\Pi_{ск}}}{n_1\sqrt{\frac{Q}{H}}}$	$\Pi_{ск}$- пористость рудного скелета (без учета серы),%; n_1=1 для двух скважин, n_1=1,29 для сетки RxR
Число одновременно работающих скважин	$N_0 = \frac{97A}{Q\overline{C}_{SO_2}}$	A- производительность предприятия по 100% серной кислоте, млн тонн в год
Суммарный расход воздуха	$Q_{сум}=0{,}5QN_0$	
Число скважин, отрабатываемых за год	$N_{год} = 0{,}5N_0\left(1+\frac{365k_{зап}}{\tau_c+\tau_{дог}}\right)$	$k_{зап}$- коэффициент запаса (1,2-1,5)

18.4. ЭКОНОМИКО-ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПСС И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ

Экономические показатели технологии ПСС могут быть приняты по аналогии с ПГУ в части газификации и по аналогии переработки сернистых газов цветной металлургии в части производства серной кислоты. Расчеты показывают, что по сравнению с базовыми методами производства кислоты из серы и колчедана технология ПСС становится экономически выгодной при минимальной производительности предприятия 100 тыс. тонн серной кислоты в год.

Экологические аспекты ПСС связаны с гарантией нераспространения очага горения за контуры отрабатываемого участка и прорыва токсичных продуктов сжигания на поверхность. Практика тушения пожаров на серных рудниках свидетельствует, что существует два основных принципа успешного решения проблемы – прекращение притока воздуха и снижение температуры очага горения. При случайных пожарах вблизи открытой поверхности оба принципа осуществить удается с большим трудом, так как неизвестно местоположение очага горения и пути его преимущественного распространения. При целенаправленной организации очага горения на большой глубине, как показали опыты, проблема изоляции очага существенно облегчается. Перерывы в подаче окислителя приводят к значительной кольматации периферийных зон сконденсированной серой и к самоизоляции участка сжигания. Подача воды непосредственно в очаг нецелесообразна, так как вследствие высоких температур в пласте развивается высокое давление пара, которое может привести к образованию разрыва пород пласта и кровли. Наиболее рациональным является законтурное заводнение при наличии системы соответствующих контрольных скважин.

Перспективы ПСС и задачи дальнейших исследований. Перспективны для ПСС, как показано выше, высокопроницаемые богатые серные залежи, но их доля в общих ресурсах самородной серы невелика. Поэтому представляется наиболее целесообразным развитие модификаций метода применительно к малопроницаемым серным рудам и другим породам, содержащим соединения серы, прежде всего к колчеданам и алунитам. Возможное решение проблемы низкой проницаемости может быть связано с гидроразрывом пласта и наклонно-горизонтальным буре-

нием, а также с чрезвычайно высоким температурным потенциалом очага горения, вследствие чего скорость продвижения границы плавления серы на порядок больше, чем при ПВС. В частности, показано, что может быть успешно реализован вариант, предусматривающий первоначальное ведение процесса в двух близко расположенных изолированных скважинах. После соединения зон плавления вокруг этих скважин образуется сбоечный канал, интенсивность процесса увеличивается и постепенно в него вовлекаются скважины на большем расстоянии.

В области получения товарной продукции перспективен поиск технологических схем сернокислотного производства при низкой концентрации сернистого газа, схем с восстановлением элементарной серы, например с использованием образующегося в бескислородных зонах сероводорода.

Интересными представляются исследования возможности интенсификации процесса горения, например, путем наложения высокочастотных электромагнитных и акустических колебаний.

В целом, метод ПСС является весьма перспективным в качестве возможной альтернативы существующим технологиям производства серы и серной кислоты и для восполнения возможного дефицита в этих видах продукции.

18.5. ПРИМЕР РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ПСС

Исходные данные. Производительность предприятия 100 тыс. т серной кислоты в год (100%). Глубина залегания пласта 100 м, выше уровня пластовых вод, мощность пласта 10 м, проницаемость 2 Дарси, пористость пласта 5%, средний размер рудных блоков по данным кавернометрии 0,5 м. Структура руд прожилковато-гнездовая.

Порядок расчета.

По данным табл. 18.2 устанавливаем, что условия разработки участка благоприятные. На первой стадии выбираем компрессоры (воздуходувки) с низким напором 0,5 Мпа. По ф. 2 табл. 18.3 находим максимальное расстояние между скважинами R_{max} = 6,6·10·0,5·2^{0,5}=46,7 м. Выбираем R=45 м. Тогда расход воздуха на 1 скважину

$$0{,}02\frac{2025}{10} \le Q \le \frac{20.2.10.0{,}25}{\lg\frac{2.45}{200}+3}.$$

Или 4,05<Q<37,6 нм^3/мин. При увеличении диаметра скважины до 250 мм расход воздуха при заданном давлении может быть доведен до 40 нм^3/мин. По ф.1. оценим время розжига $\tau_р$=0,413 часа=25 минут. Время сбойки скважин

$$\tau_c = \frac{0{,}27\cdot 10\cdot 45^2}{1{,}52\cdot 4} = 90\,сут\,.$$

Концентрация сернистого газа в период сбойки

$$C_{SO_2}^{max} = 21\cdot\frac{1-2{,}74\cdot 10^{-3}\cdot 40}{1+6{,}23\cdot 10^{-4}\cdot 40} \approx 18{,}2\ \%\,.$$

По стандартам сернокислотного производства минимально допустимая концентрация сернистого газа 3,5 %, поэтому отношение минимальной и максимальной концентрации ξ=0,19.

Пористость рудного скелета в блоках

П = 1+2600·25/2020 = 33,2%

Время догорания серы

$$\tau_{дог} = \frac{0{,}35\cdot 2\cdot(1-0{,}19)\cdot 10\cdot 45\cdot 33{,}2}{1{,}29\cdot 4} = 286\,сут\,.$$

Время отработки составит 90+286=376 суток при этом отношение φ=0,315.

Тогда среднее содержание сернистого газа за весь период отработки составит 12,6 %. (ф.6)

Число одновременно отрабатываемых скважин 20 (ф.8), суммарный расход воздуха 400 нм^3/мин (ф.9), число скважин, отрабатываемых за год 22 (ф. 10).

Литература

1. Гридин О.М. Подземное сжигание серы. Дисс. на соиск. ученой степ. канд. техн. наук. М., ГИГХС, 1979.
2. Методические вопросы исследований в геотехнологии. (Вып.3). Под ред. В.Ж. Аренса, ГИГХС, Люберцы, 1979.
3. Гридин О.М., Хчеян Г.Х. Математическое описание и критерии подобия процесса внутрипластового горения серы. //Бесшахтная добыча горно-химического сырья, Тр. ГИГХС, вып. 33. Люберцы, 1975.
4. Гридин О.М., Курицына Л.И., Гвоздев Н.В. Лабораторные исследования метода подземного сжигания серы. //Бесшахтная добыча горно-химического сырья, Тр. ГИГХС, вып. 33, Люберцы, 1975.
5. Аренс В.Ж. , Гридин О.М., Курицына Л.И., Хчеян Г.Х. Основные закономерности процесса внутрипластового горения серы. Ж. Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых, СО АН СССР,№3,1980.
6. Шварцштейн Я.В., Кузьмин Г.А. Получение сернистого газа из элементарной серы., М., Химия, 1972.

7. Miller Wendell S. Burning process for recovering sulfur from the earth. Pat. USA N 3131919, 05.04.1962.
8. White Philip D., Moss John T. In-situ oxidation reaction within a sulfur formation, containing sulfur. Pat. USA N 3410604, 01.12.1966.
9. Цейтлин А.Н. О закономерностях горения серы. Тр. НИОХИМ, т.12, Л., Госхимиздат, 1959.
10. Гугель Б.М. Верхние пределы воспламенения серы в кислороде и в смесях с инертными газами. ЖФХ, т.14, вып. 1, АН СССР, М., 1941.
11. Аренс В.Ж. Скважинная добыча полезных ископаемых. М., Недра, 1986.

19. СКВАЖИННАЯ ГИДРОТЕХНОЛОГИЯ*

19.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ

Скважинная гидротехнология (СГТ) является одной из физико-химических технологий, осуществляемых через скважины с помощью гидравлической энергии, используемой для разрушения горных пород в призабойной зоне, пульпоприготовления и выдачи разрушенного материала на поверхность.

СГТ подразделяется на скважинную гидродобычу (**СГД**) полезных ископаемых и строительство и обустройство подземных выработок через скважины (**СПВ**).

Скважинная гидродобыча появилась как альтернатива традиционному открытому и подземному способу.

Основные преимущества СГД: низкие капитальные вложения при отработке глубокозалегающих пластов, возможность применения мобильного и автономного скважинного гидродобычного комплекса, использование серийного технологического оборудования (буровые станки, насосы, компрессоры с электрическим и дизельным приводом), высокий уровень безопасности при производстве горных работ.

Сырьевой базой для СГД являются месторождения, представленные легко разрушаемыми породами, к которым относятся осадочные месторождения строительных и стекольных песков, золота, алмазов, олова, титана, фосфоритов, урана, мягкие бокситовые и марганцевые руды, зоны выветривания железистых кварцитов, месторождения угля и битуминозных песчаников и т.п.

Основы технологии способа СГД включают совокупность известных ранее элементов традиционных технологий, таких как бурение скважин, гидроразрушение, самотечный и принудительный транспорт, гидроподъем, управление горным давлением, переработка рудной пульпы, водоснабжение, средства и способы контроля и управления процессами, но образующих в связи со специфическими особенностями скважинной гидродобычи новое качество – *дистанционность* выемки твердого полезного ископаемого, исключающую присутствие человека в месте тяжелых и опасных горных работ, обеспечивая более высокий уровень безопасности и комфортности труда.

Термин *гидродобыча* при современных технических средствах означает, что основным энергоносителем поточной технологии СГД является вода, осуществляющая разрушение рудного массива, дезинтегра-

* Глава написана к.т.н. А.С.Хрулевым и чл.-корр. РАЕН, проф. Н.И.Бабичевым

цию, доставку в пределах очистных камер, подъем, гидротранспортирование и другие операции. Доля воды во много раз превышает в общем энергобалансе другие энергоносители: теплоносители, сжатый воздух, растворители, ПАВ и т.д.

Термин *скважинная* отличает технологию СГД от известной гидродобычи на подземных (например, подземная гидродобыча угля) и на открытых горных работах, традиционно предусматривающих визуальный контроль и управление разрушающим оборудованием на месте очистных работ.

Основным процессом в технологии очистных работ при скважинной гидродобыче является разрушение руды в камерах. Параметры этого процесса для конкретных горно-геологических условий определяют не только эффективность способа, но и его техническую возможность.

Способы разрушения структуры горных пород могут быть основаны [3,8]:

- на механическом воздействии (взрыв, вибрация, струя, фильтрационный поток, породоразрушающий механизм);
- химическом или микробиологическом процессе (растворение или разложение цементирующего вещества);
- разупрочнении связности основанном на с использовании поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Из всех вышеуказанных способов разрушения горных пород и руд для образования гидросмеси наибольшее применение нашло разрушение напорными гидромониторными струями, иногда в сочетании с другими способами (взрывным, механическим).

Специфические особенности скважинной гидродобычи:

- ограниченность рабочих пространств и конструктивных размеров оборудования (разработка ведется через скважины не более 500 мм);
- отсутствие возможности визуального контроля и управления работой струи в забое;
- постоянное увеличение расстояния от насадки до забоя в процессе выемки очистных камер.

Они обусловливают необходимость проведения предварительных специальных исследований, направленных на разработку и совершенствование конструкции скважинных гидромониторов и установление закономерностей изменения динамических характеристик сформированных в них струй, а также параметров гидроразрушения для конкретных горно-геологических условий. Связано это с тем, что общая теория разрушения угля и горных пород струей воды и универсальная методика расчета процесса СГД до настоящего времени не разработаны.

Основные **технологические процессы** при СГД: вскрытие месторождения с помощью скважин, монтаж и демонтаж скважинного гид-

родобычного оборудования, гидравлическое разрушение горных пород, доставка разрушенных пород в виде гидросмеси к скважине и подъем (транспортирование) их по скважине на поверхность, обогащение, складирование продуктов обогащения и очистка технологической воды.

В зависимости от места бурения вскрывающих скважин способ подразделяется на два варианта: ***собственно СГД***, при котором бурение скважин производится с земной поверхности, и ***комбинированный способ***, когда скважины бурятся из подземных горных выработок или открытой траншеи. Примерами комбинированного способа может служить добыча золотосодержащих песков через скважины, пробуренные из подземных горных выработок, пройденных ниже продуктивного пласта на шахте в Иркутской области и отработка целиков через скважины, пробуренные на борту карьера со смывом золотосодержащих песков в отработанный полигон (Магаданская область).

Технология и оборудование СГТ применяются в различных областях горного производства для добычи полезных ископаемых (СГД) и строительства подземных выработок (СПВ).

СПВ применяется [1,9]:

1. При крупно-объемном геологическом опробовании. Для повышения степени надежности геологоразведочных данных, особенно на крупных глубокозалегающих месторождениях полезных ископаемых, строятся разведочные или опытные шахты, цель которых получение крупномасштабной пробы. Использование для этих целей способа СГД позволяет существенно снизить финансовые затраты и время получения крупнообъемной пробы. В этом случае обычно применяется автономный комплекс СГД на базе бурового станка, в который входят насосный и компрессорный агрегаты с дизельным приводом. В зависимости от крепости пород продуктивного пласта объем поднимаемой пробы может быть от нескольких десятков до нескольких тысяч тонн.
2. Для расширения коллекторной части водозаборных, нефтяных и газовых скважин (в несколько раз увеличивает их дебит и продлевает срок эксплуатации) [10]. Применение скважинного гидродобычного снаряда для очистки фильтра и затрубного пространства скважин уже нашло успешное применение для восстановления скважин и увеличения добычи метана [13].
3. Для создания активной поверхности растворения при подземном растворении соли (ПРС) для быстрого получения кондиционных рассолов. Гидромониторный размыв, особенно незатопленными струями, позволяет существенно сократить продолжительность подготовительного этапа [16,17].
4. Создание вертикальных щелей в продуктивном пласте при подземном выщелачивании увеличивает производительность про-

цесса и извлечение полезного компонента благодаря созданию равномерного фронта движения растворителя [17].

5. Повышение эффективности традиционных способов ведения добычных работ может быть достигнуто также благодаря применению элементов технологии СГД. Диспергирование струей глинистых пород на месте их залегания позволит выщелачивать руды с низкой природной проницаемостью. Размыв мерзлых пород с их осушением позволит подготавливать мерзлые пески к выемке подземным способом без проведения буровзрывных работ.

6. Удаление осадка нерастворимых включений из строящегося подземного резервуара снижает затраты на строительство подземных хранилищ в каменной соли.

7. Строительство подземных инженерных сооружений в осадочных породах может быть более эффективно реализовано с привлечением отдельных элементов или технологии СПВ в целом [34].

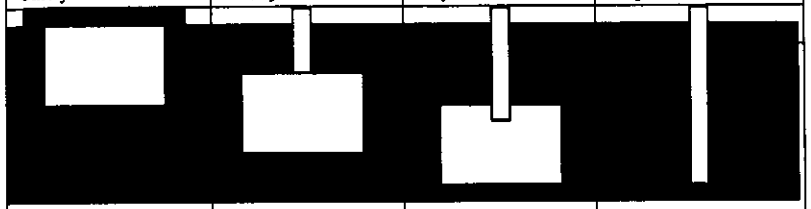
8. Технология сооружения непроницаемых подземных экранов заключается в размыве грунта водяными, водо-воздушными или растворо-воздушными струями из насадок гидромонитора, перемещаемого по скважине[25]. При подъеме снаряда или его вращении грунт в зоне действия струи переходит во взвешенное состояние, а связующий раствор, обладая большей плотностью, заполняет пространство под струей. Таким образом можно создавать непроницаемые вертикальные экраны в заданном интервале по глубине скважины или горизонтальные экраны при круговом вращении гидромониторных насадок. В ряде конструкций скважинного гидромониторного снаряда водяную струю можно направлять вниз для проходки скважины этим же снарядом, что позволяет отказаться от применения бурового станка.

9. Создание грунтоцементных или цементных экранов в виде колонн или плоских панелей позволяет решить большой круг инженерных задач. Из них выполняют вертикальные противофильтрационные завесы, горизонтальные водонепроницаемые подземные экраны, искусственные основания, опоры под фундаменты зданий и сооружений, ограждения котлованов, усиление фундаментов существующих зданий и сооружений, подпорные стенки, колодцы, противооползневые сооружения, противоэрозионные сооружения, крепление тоннелей и прочее.

10. Технология СГД применяется для создания подземных резервуаров-хранилищ нефтепродуктов и сжиженных газов в многолетнемерзлых осадочных породах [15]. Она также может быть использована для строительства подземных резервуаров различного назначения в глинистых породах или в проницаемых породах с возведением непроницаемых стенок в грунте[34] (табл. 19.1). Непроницаемые вертикальные и горизонтальные экраны создаются на основе глинистого или глиноцементного раствора и сооружаются обычно толщиной 0,05-0,3 м. Для возведения устойчивых стен подземного резервуара, воспринимающих давление окружающих пород, применяется система пересекающихся цилиндрических фундаментов на основе цементного раствора с добавками, обеспечивающими герметичность стен, или возведение наклонных стен-экранов.

Таблица 19.1

Классификация подземных хранилищ, сооружаемых с применением струйной технологии

Наземные	Подземные		
Заглубленные	Неглубокие	Глубокие	Поровые
			
Твердые и жидкие промотходы, нефтепродукты, стабильный газовый конденсат	Жидкие промотходы, нефтепродукты, стабильный и нестабильный конденсат	Жидкие промотходы, нестабильный конденсат, сжиженные и сжатые газы	Жидкие промотходы, сжатые газы

19.2. ОБЩАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА СГД

Отработка месторождения полезных ископаемых способом СГД ведется через одиночные скважины или системой взаимодействующих скважин.

Общая **технологическая схема СГД** заключается в следующем (рис. 19.1). Бурят эксплуатационные скважины обычно диаметром 200-400 мм до продуктивного пласта. В скважине монтируют гидродобычный снаряд, который присоединяют к трубопроводам воды и воздуха (для эрлифта). Высоконапорным насосом из поверхностного водоема по трубопроводу подают воду в **скважинный гидродобычной снаряд** на размыв продуктивного пласта, а образующуюся гидросмесь поднимают на поверхность, где самотеком или с помощью землесосной установки подают на обогащение. Вода после осветления возвращается в водоем.

Применяются три технологические **схемы выемки**, подразделяемые в зависимости от направления разрушения и доставки горной массы в подземной камере: **встречным забоем, попутным забоем и комбинированная схема**, когда выемку первоначально ведут по схеме встречного забоя, а зачистку дна камеры и размыв межкамерных целиков по схеме попутного забоя (рис. 19.2) [2].

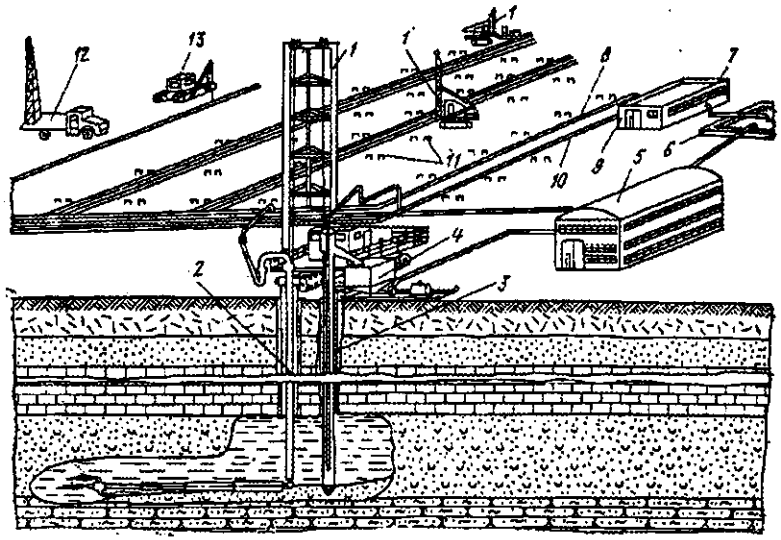


Рис.19.1. Технологическая схема скважинной гидродобычи полезных ископаемых:

1 – гидродобычной агрегат; 2 – скважинный гидромонитор; 3 – скважинный пульподъемник; 4 – землесос; 5 – обогатительная фабрика; 6 – водоприемный бассейн; 7 – насосная; 8 – водопроводы; 9 – компрессорная; 10 – воздухопроводы; 11 – добычные скважины; 12 – буровые станки; 13 – трубоукладчик.

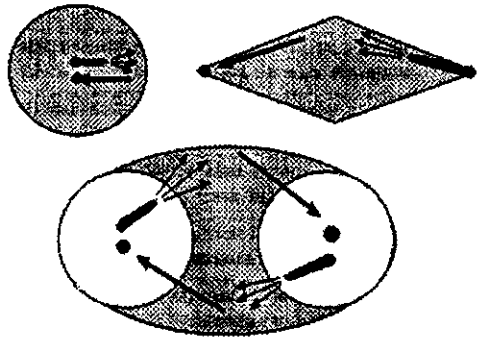


Рис.19.2 Технологические схемы выемки при скважинной гидродобыче: встречным забоем, попутным забоем и комбинированная

При выемке **встречным забоем** разрушение и доставка противоположны по направлению. Она обычно применяется при неустойчивой кровле пласта, в затопленной камере, на пластах средней и большой мощности и при большом содержании валунистого и крупнообломочного материала. Выемка **попутным забоем** используется при устойчивой кровле и небольшой мощности продуктивного пласта. Она позволяет снизить потери полезного ископаемого на дне камеры.

В ряде случаев, когда продуктивный пласт представлен несвязанными породами, нередко обладающими плывунными свойствами, гидромониторное разрушение пласта не производится, а выемка ограничивается переводом пород во взвешенное состояние у скважины и подъемом гидросмеси на поверхность.

При СГД обычно применяются три варианта **систем разработки**, отличающиеся по способу управления горным давлением: с посадкой кровли и оставлением неустойчивых целиков, с поддержанием кровли рудными устойчивыми целиками и с поддержанием кровли путем частичной или полной закладки выработанного пространства (рис. 19.3). Последний вариант системы разработки позволяет достичь наибольшего извлечения полезного ископаемого при СГД, однако является наиболее затратным.

Отсутствие людей в очистном пространстве при СГД позволяет увеличить величину допустимого пролета добычной камеры.

19.3. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ПАРАМЕТРЫ ТЕХНОЛОГИИ

Влияние природных или физико-геологических факторов при скважинной гидродобыче практически те же, что при открытых и подземных гидравлических разработках, т.е. совокупность всех петрографических особенностей, прочностных, водных и других свойств руд определяет, в конечном итоге, возможность и эффективность применения гидравлического разрушения, потребный напор, удельный расход воды, параметры гидроподъема и гидротранспортирования, технологию обогащения и размеры хвостохранилища, выбор основного оборудования.

К основным **горно-геологическим факторам относятся**: содержание полезного ископаемого (компонента) на единицу площади и его балансовые и прогнозные запасы, прочность пород продуктивного пласта, устойчивость покрывающих пород в естественном состоянии, мощность продуктивного пласта, угол залегания пласта, мерзлое или талое состояние пласта и вышележащих пород, обводненность, водопритоки и проницаемость пород, гранулометрический состав пород продуктивного пласта.

Физико-геологические факторы будут определять способ реализации каждой технологической операции СГД (табл. 19.2) [4,35].

Таблица 19.2

Физико-геологические факторы, влияющие на способ осуществления технологических операций СГД

Технологическая операция		Способ осуществления	Физико-геологические факторы
Вскрытие		Бурение вертикальных, наклонных и наклонно-горизонтальных скважин, обсадка скважин	Механические свойства покрывающих и продуктивных пород, глубина залегания, водоносные горизонты
Подготовка месторождения		Проходка дренажных или нагнетательных выработок, взрывное дробление, физико-химическое разупрочнение	Физико-механические характеристики пород, гидрогеологическая обстановка, минералогический и химический состав пород, залегание продуктивного пласта
Горно-подготовительные работы		Планировка поверхности, монтаж насосных, компрессорных, трубопроводов и системы электроснабжения	Состояние поверхности и источники водоснабжения (водоемы, водоносные горизонты)
Выемка полезного ископаемого	Разрушение	Размыв гидромониторной струей, фильтрационное, взрывное, гидродинамическое и т.п. воздействие	Крепость пород, полная обводненность, устойчивость кровли, мощность пласта
	Доставка к скважине	Смыв струей, самотечная доставка, сползание при обрушении	Обводненность забоя, гидравлическая крупность разрушенных пород и полезного компонента, уклон и мощность пласта
	Подъем	Эрлифтный, гидроэлеваторный, землесосный, вытеснением	Гидростатический уровень воды, гидравлическая крупность и максимальный размер поднимаемых кусков пород и полезного компонента, проницаемость вмещающих пород и водопритоки
Гидротранспорт		Напорный, самотечный	Гидравлическая крупность куска, уклон поверхности
Обогащение		Гравитационное, флотационное, гидрометаллургия, магнитная сепарация	Физико-механические свойства и химический состав пород и полезного компонента продуктивного пласта
Складирование пород и осветление воды		Песковые площадки, илоотстойники, осветлительные бассейны	Гидравлическая крупность разрушенных пород
Управление горным давлением		Оставление целиков, закладка выработанного пространства, обрушение кровли	Физико-механические свойства пород продуктивного пласта и покрывающих пород, глубина залегания

Рассмотрим влияние физико-геологических факторов на основные операции выемки полезного ископаемого при СГД.

Гидравлическое разрушение производится затопленной или незатопленной гидромониторной струей, фильтрационным потоком и водно-тепловым оттаиванием мерзлых пород.

Механизм процесса первичного гидравлического разрушения характеризуется многогранностью воздействия воды на массив, включая разрушение за счет касательных напряжений, удара, фильтрации.

С точки зрения достижения разрушения горного массива необходимо знать предельное напряженное состояние породы (руды) в данной точке, которое соответствует такому напряженному состоянию, когда малейшее добавочное силовое воздействие нарушает существующее равновесие и приводит породу (руду) в неустойчивое состояние, в массиве возникают поверхности скольжения, разрывы и нарушается прочность между частицами и агрегатами.

Технические факторы гидравлического разрушения при СГД, к которым относятся радиус размыва, угол встречи струи с забоем и скорость перемещения струи по забою, имеют существенные отличия от открытых и подземных гидромониторных разработок из-за отсутствия возможности сохранения расстояния между насадкой и забоем. При открытых и подземных гидромониторных разработках осуществляется постоянная передвижка гидромониторной установки вслед за продвижением забоя и тем самым, достигается максимальная для данных конкретных условий производительность размыва. При СГД, когда разработка ведется через скважины, расстояние до забоя увеличивается и на определенном удалении от насадки производительность резко снижается и дальнейшая разработка становится не эффективной. Тогда возникает вопрос о выборе рациональной сетки добычных скважин, обеспечивающей рентабельную отработку залежи или удлинение ствола гидромонитора.

Доставка разрушенных пород к скважине осуществляется путем смыва горной массы гидромониторной струей, самотечного транспортирования или сползания под собственным весом. Выбор способа и параметров доставки зависит от затопленного или незатопленного состояния очистного забоя, мощности продуктивного пласта, угла падения пласта, гидравлической крупности транспортируемых кусков породы.

Применение смыва разрушенных пород гидромониторной струей наиболее эффективно при выемке в незатопленных условиях и отсутствии достаточного уклона плотика продуктивного пласта. Этот способ доставки применяется обычно на пластах малой мощности.

Самотечная доставка наиболее эффективна при достаточном естественном уклоне плотика (не менее 3% в незатопленных условиях). Она также применяется на пластах средней и выше средней мощности

(3 м и более), когда на дне камеры можно создать достаточный уклон в сторону пульподъемной скважины.

Способ доставки за счет сползания под собственным весом горной массы к пульподъемной скважине используется на пластах большой мощности (десятки и сотни метров) или при большом угле падения продуктивного пласта. Он применяется, когда породы продуктивного горизонта представлены слабо связными породами (железные руды КМА) или структура их предварительно разрушена, например, взрывным способом (скважинная гидродобыча стекольных песков в Румынии и угля из крутопадающих пластов).

Подъем гидросмеси по скважине производится с помощью эрлифта, гидроэлеватора, землесоса и путем вытеснения гидросмеси из подземной камеры избыточным давлением, создаваемым водой или сжатым воздухом[32].

Эффективность СГД в значительной степени определяется наличием высокопроизводительного надежного и в то же время конструктивно простого оборудования для подъема пульпы с различной глубины. В наибольшей степени поставленным требованиям отвечают подъемные устройства двух типов: гидроэлеваторное и эрлифтное.

Эрлифтный подъем при скважинной гидродобыче в основном не отличается от условий работы эрлифта при водоотливе из шахт и гидроподъеме пульпы при добыче полезных ископаемых со дна морей и океанов. Наряду с существенными достоинствами эрлифта (простота конструкции, дешевизна, возможность регулирования его работы) существуют проблемы, ограничивающие возможность его применения. При использовании эрлифта в качестве основного подъемного устройства при ведении работ осушенным забоем возникает необходимость в перебуре эксплуатационной скважины для обеспечения необходимого погружения воздушной форсунки эрлифта, и, как следствие, требуются дополнительные затраты на бурение. Учитывая это, эрлифт рекомендуется в качестве основного подъемного аппарата для разработки месторождений способом СГД при технологической схеме с затопленным очистным пространством и с использованием плывунных свойств руд.

Эрлифтный подъем отличается надежностью и простотой обслуживания при эксплуатации. Существуют различные типы эрлифтов, но в целом тип подвода пневматической энергии в эрлифт отличается только взаиморасположением воздуховода и пульповода. Особую значимость имеет месторасположение ввода воздуха по длине выдачного трубопровода. Производительность эрлифта определяется не только глубиной ввода воздуха, но и диаметром выдачного трубопровода.

Для того чтобы эрлифтная установка обеспечивала подъем на поверхность твердых частиц, необходимо, чтобы скорость воды во всасывающей трубе превышала гидравлическую крупность наибольшей

частицы, а твердое, поступающее к всасывающему устройству эрлифта, захватывалось потоком и направлялось в подъемную трубу.

Применение в качестве подъемных устройств при СГД гидроэлеваторов обусловлено их положительными свойствами: простота конструкции, отсутствие вращающихся и трущихся деталей, относительная дешевизна, возможность эжектирования пульпы разной консистенции, отсутствие в эксплуатационной скважине проводов, кабелей, пусковой аппаратуры, отсутствие динамической нагрузки на силовые насосы даже в случае срыва работы гидроэлеватора. Но, наряду с положительными качествами, гидроэлеваторы имеют ряд недостатков: относительно низкий коэффициент полезного действия, высокий абразивный износ камеры смешения, снижение эффективности при увеличении высоты подъема.

Обводненность и водопроницаемость во многом определяют возможность применения того или иного способа подъема гидросмеси. Незначительный водоприток в подземную камеру благоприятствует применению гидроэлеваторного или землесосного способов подъема. На ряде месторождений, имеющих разгрузку подземных вод через ранее пройденные открытые или подземные горные выработки или ограниченный источник питания подземных вод, возможна отработка подземной камеры в воздушной среде.

При водонепроницаемых породах непосредственной кровли может быть применен способ подъема вытеснением гидросмеси пород на поверхность за счет избыточного давления воды или воздуха в одиночной подземной камере.

19.4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СПОСОБА СГД

Технико-экономические показатели способа СГД определяются исходными физико-геологическими условиями месторождения и принимаемыми техническими и технологическими решениями. К физико-геологическим условиям разработки относятся: глубина залегания рудного тела, его геометрические параметры и положение в пространстве, прочностные характеристики покрывающих пород и продуктивной залежи, гидрогеологические характеристики месторождения и т.д.

Способ СГД, в отличие от традиционных способов открытой или подземной разработки полезных ископаемых, позволяет существенно снизить себестоимость добычи и уровень капитальных вложений. Так, на Кингисеппском месторождении фосфоритов при глубине разработки 20-25 м величина капитальных затрат при СГД в 1,5–2 раза ниже, чем при карьерном способе. Это обусловлено снижением затрат на горно-

капитальные выработки (на карьере 20%, при СГД 3-10%) и на оборудование (на карьерах до 36%, при СГД-18%)[37].

В табл. 19.3 приведена структура капитальных затрат и себестоимости при скважинной гидродобыче на Кингисеппском месторождении.

Капитальные затраты на вспомогательные объекты включают линии электропередач, автодороги, ремонтное хозяйство, автотранспорт, энергетическое хозяйство и связь. Себестоимость гидродобычи (41,3%) складывается из затрат на электроэнергию (22,7%), заработную плату (7,1%), содержание и эксплуатацию оборудования (7,2%) и цеховые расходы (4,3%).

Таблица 19.3

Распределение капитальных затрат и себестоимости при СГД на Кингисеппском месторождении фосфоритов

Наименование объектов, работ и затрат	Капитальные затраты, %	Себестоимость, %
Подготовка поверхности	6,6	7,9
Бурение скважин	6,9	19,0
Гидродобыча	18,0	41,3
Гидротранспорт	5,1	14,3
Складирование и отгрузка	12,7	17,5
Вспомогательные объекты	34,9	
Прочие затраты	15,7	
Итого	100,0	100,0

Анализ структуры капитальных затрат на строительство предприятия СГД показывает, что из объектов основного производственного назначения наибольшие капиталовложения приходятся на объекты водоснабжения, энергетического хозяйства, карту намыва, скважины и гидродобычные агрегаты.

В себестоимости определяющую роль играют затраты на бурение, электроэнергию и гидротранспорт (суммарно 56%).

Целесообразность применения тех или иных технических и технологических решений при СГД определяется на стадии проектирования при выборе оптимальных технологических параметров.

В конкретных горно-геологических условиях месторождения для различных технологических вариантов СГД характерно малое изменение капитальных затрат, поэтому в качестве критерия целесообразно принять величину прибыли, отнесенную на балансовые запасы.

Прибыль (П), приходящаяся на тонну балансовых запасов (Б), записывается так:

$$\frac{П}{Б} = (Ц_o - C_e \cdot q_e - C_1 - C_{ам} - З - Р)\cdot \eta \qquad (19.1)$$

где $Ц_o$ – цена одной тонны руды; C_e – себестоимость производства энергетической воды; q_e – удельный расход воды; $З$ – затраты на заработную

плату; C_1 – затраты на сооружение скважин; $C_{ам}$ – амортизационные отчисления; $Р$ – прочие расходы; η – коэффициент извлечения.

Коэффициент извлечения выражается отношением величины добычи из скважины (участка, месторождения) к соответствующим балансовым запасам.

Общая последовательность нахождения параметров процесса СГД:

1. Определение характерных размеров выработки для заданных значений расхода и давления технологической воды.
2. Нахождение объема добычи из скважины, производительности агрегата, удельных затрат энергетической воды и времени отработки камеры.
3. Проверка на устойчивое обнажение кровли при полученных размерах камеры.
4. Определение размера целиков и сетки бурения добычных скважин.
5. Нахождение коэффициента извлечения полезного ископаемого.
6. Вычисление себестоимости скважины и себестоимости продукции.
7. Вычисление значения критерия оптимизации – прибыль, приходящаяся на 1 т балансовых запасов.

Расчеты по данной методике для Кингисеппского месторождения фосфоритов показали, что максимальное значение критерия оптимизации достигается при наибольших возможных площадях обнажения кровли камер и наименьших размерах целиков, т.е. эффективность процесса определяется предельной устойчивостью выработки.

19.5. МЕТОДИКИ ИНЖЕНЕРНОГО РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ВЫЕМКИ ПРИ СГД

Расчет параметров гидромониторного разрушения

Гидравлическое разрушение массива горных пород является сложным процессом, обусловленным одновременным действием ряда факторов, к которым можно отнести нормальные и касательные напряжения при воздействии струи на массив, динамическое ударное воздействие, фильтрационный напор, абразивное воздействие и т.д.[4,19,24]. Поэтому наиболее точные данные можно получить при проведении натурных испытаний.

При расчете параметров гидромониторного разрушения определяется максимальный и эффективный радиус разрушения.

Максимальный радиус находится по расстоянию, на котором осевое динамическое давление затопленной и незатопленной струи превышает критическое значение, необходимое для разрушения структуры породы. Для свободных незатопленных гидромониторных струй расчет ведется по следующим зависимостям[24]:

$$P_m = P_o\left(\frac{L_н}{L}\right)\kappa \quad \text{и} \quad L_н = (A - B\cdot \mathrm{Re})d\,, \qquad (19.2)$$

где P_o, P_m – осевое динамическое давление у насадки и на расстоянии L от насадки; $L_н$ – длина начального участка струи, d – диаметр насадки; Re – число Рейнольдса; κ, A и B – эмпирические коэффициенты, различающиеся в зависимости от давления и расхода воды и конструкции гидромонитора. Так, для скважинного монитора встроенной конструкции с диаметром насадки d = 15-20 мм $K = 0{,}85$, A=42,4; $B = 16\cdot10^{-6}$, а выводной конструкции $K = 0{,}8$, A=45,6 и B=$17\cdot10^{-6}$ [8]

Для затопленной гидромониторной струи среднего давления (1-4 МПа) и при диаметре насадки 10–45 мм, может использоваться следующая формула [19]:

$$P_m = \frac{0{,}23\cdot P_o}{\left[0{,}145 + L/(c + b\cdot P_o)d\right]^2}\,, \qquad (19.3)$$

где: P_z – гидростатическое давление воды, c, b – опытные коэффициенты.

Для различных пород предложен ряд упрощенных характеристик гидравлической разрушаемости массива. Так, для угля максимальный радиус размыва предлагается определять через коэффициент прочности, по М.М.Протодьяконову, f при осевом давлении струи равном $P_m = (25\div30)\sqrt{f}$ [25]. Для слабосцементированных песчаников разрушение происходит при величине осевого давления струи, превышающего предел прочности пород на сдвиг[8,19].

Таким образом, задаваясь давлением и расходом воды на насадке гидромонитора и прочностью пород, определяют начальную скорость струи и по формулам 19.1–19.3 находят максимальный радиус разрушения L.

Эффективный радиус разрушения – это радиус размыва, при котором обеспечивается заданная величина производительности разрушения, необходимая для эффективной выемки способом СГД. Обычно он составляет 70-80% от максимального радиуса.

Производительность гидромониторного разрушения ориентировочно может быть определена из опыта гидромеханизации горных работ по удельному расходу воды для различных типов пород.

Пример расчета радиуса разрушения для скважинного гидромонитора со встроенной конструкцией ствола. Исходные данные: Диаметр насадки 20 мм, давление на насадке 5 МПа, предел прочности разрушаемых пород на сдвиг 0,25 МПа.

Начальная скорость струи $V_0 = \alpha\cdot\sqrt{200\cdot g\cdot P_0} = 0.9\sqrt{200\cdot 9.81\cdot 5} = 89{,}1 м/с$.

Число Рейнольдса $\mathrm{Re} = \frac{V_0\cdot d}{\nu} = \frac{89{,}1\cdot 0{,}02}{0{,}0001} = 1781909$.

Длина начального участка струи

$L_н = (A - B\cdot\mathrm{Re})d = (42{,}4 - 16\cdot10^{-6}\cdot1781909)\cdot 0{,}02 = 0{,}278 м$.

Радиус разрушения $L = L_0\cdot\left(\frac{P_0}{P_m}\right)^{1/\kappa} = 0.278\cdot\left(\frac{5}{0.25}\right)^{1/0.85} = 9{,}4 м$.

Расчет параметров доставки пород в камере

Расчет процесса доставки в подземной камере при смыве пород гидромониторной струей ведется также с определением максимального и эффективного радиуса действия струи. Максимальный радиус струи при смыве находится по равенству осевой скорости струи и неразмывающей скорости транспортируемой породы (19.1–19.2). При смыве пород, содержащих полезные ископаемые большой плотности (золото), неразмывающую скорость необходимо принимать с учетом их транспортирования потоком [31,38].

При большой мощности смываемых пород, затопленная гидромониторная струя может распространяться под завалом, когда при смыве не образуется котлован, а движение воды происходит в режиме диффузионного массообмена [19]. Для песчаного материала критическая высота завала $h_{кр}$, при которой начинается диффузионный массообмен, можно определить по формуле

$$h_{кр} = 74{,}4\frac{d\cdot P^{0.3}}{w^{0.5}}\,,$$

где d – диаметр гидромониторной насадки, P – давление воды на насадке, w – гидравлическая крупность перемещаемого песка.

Дальность распространения струи в завале песчаных пород можно определить по формуле

$$L = 4.8\frac{d\cdot P^{0.4}h^{0.2}}{w^{0.4}}\,,$$

где h- высота пород над насадкой ($h > h_{кр}$).

Пример расчета доставки.

Исходные данные: крупность песка 0,5 мм или гидравлическая крупность 8,72 см/с, давление воды на насадке 5 МПа, диаметр насадки h = 2 см, высота песка над насадкой 2 м.

Определяем критическую высоту заглубления насадки

$$h_{кр} = 74{,}4\frac{d\cdot P^{0.3}}{w^{0.5}} = 74{,}4\cdot\frac{2\cdot5^{0.3}}{8{,}72^{0.4}} = 81{,}7 см < h = 200 см$$

Определяем дальность действия струи под завалом песка

$$L = 4{,}8\frac{d \cdot P^{0.4}}{h^{0.2}\, w^{0.4}} = 4{,}8\frac{2 \cdot 5^{0.4}}{2^{0.2} \cdot 8.72^{0.4}} = 6{,}69 м\,.$$

Расчет параметров подъема гидросмеси

Расчет пульпоподъемного снаряда при скважинной гидродобыче состоит из расчета ***всасывающего наконечника*** и собственно ***пульпоподъемника*** (эрлифта, гидроэлеватора и т.д.)

При расчете ***всасывающего наконечника*** определяется его диаметр, обеспечивающий подъем полезного ископаемого при заданной производительности и плотности гидросмеси.

Скорость движения гидросмеси во всасывающем наконечнике $V_{вс}$ должна превышать величину гидравлической крупности w_0 поднимаемых кусков полезного ископаемого [39] .

$$V_{вс} = 4Q/\pi D^2 > w_o.$$

Гидравлическая крупность для частиц диаметром от 1 до 200 мм может быть определена по формуле О.М.Тодеса и Р.Б.Розенбаума [21]

$$w_o = \frac{\nu \cdot Ar}{d_ш(18 + 0{,}61\sqrt{Ar})},$$

где $Ar = \frac{g(\rho_т - \rho)d_ш^3}{\rho\nu^2}$ – критерий Архимеда для шаровидных частиц диаметром $d_ш$ с плотностью $\rho_т$. ρ и ν – плотность и вязкость жидкости.

Для частиц неправильной формы $d_т$ применяют геометрический коэффициент формы $k_ф$:

$$k_ф = \frac{d_т^2}{d_ш^2}$$

Для окатанного песка $k_ф$ = 1,17, для острозернистого песка $k_ф$ = 1,5-1,7, для угля $k_ф$ = 3.

Гидравлическая крупность зависит от стесненности движения частиц, характеризующейся влиянием стенок всасывающего наконечника и влиянием соседних частиц.

Коэффициент, учитывающий влияние стенок E_D, и коэффициент, учитывающий объемную концентрацию частиц $E_β$, определяются по формулам

$$E_D = \frac{w_{ост}}{w_o} = [1 - \frac{d_T^2}{D^2}]^{1.5} \qquad E_\beta = \frac{w_{ост}}{w_o} = [1 - \beta]^n,$$

где β – объемная концентрация частиц, n – опытный коэффициент, по данным Д.М.Минца, с песком и гравием n = 2,25-4,5 (в среднем 3).

При разработке месторождений металлов, обладающих большей плотностью,чем вмещающие породы, величина гидравлической крупности должна определяться как для подъема максимального куска породы, так и для максимального размера поднимаемой частицы металла.

При ***расчете параметров эрлифта*** определяют расход воздуха на подъем гидросмеси [2]

$$Q_{возд} = \frac{Q_г \cdot H \cdot \gamma_в}{1380 \cdot \gamma_г \cdot \eta \cdot \lg(0.1 \cdot h + 1)},$$

где $Q_{возд}$ и $Q_г$ – расход воздуха, м^3/мин и расход гидросмеси, м^3/ч, H и h – высота подъема и гидростатический уровень воды над воздушной форсункой эрлифта, м, $\gamma_в$ и $\gamma_г$ – плотность воды и гидросмеси, т/м^3, η – к.п.д. эрлифта, который может быть принят по данным табл. 19.4.

Таблица 19.4

$\alpha = \frac{h}{(h+H)}$	0.1-0.15	0.15-0.25	0.25-0.35	0.35-0.5
$\eta_{эр}$	0.25	0.32	0.36	0.4

Максимальное давление воздуха, подаваемого на эрлифт, равно $P_{воз} = h + 0{,}2$ МПа.

Диаметр пульпоподъемной ($D_{эр}$) трубы определяется по формуле

$$D_{эрл} = (\frac{Q_г}{k\alpha})^{0.4}, \text{ мм.}$$

При значениях α = 0,2-0,45, коэффициент k = 0,24.

Пример расчета эрлифта для условий добычи фосфоритовых песков на Кингисеппском месторождении.

Исходные данные. Расход гидросмеси 250 м^3/ч, плотность гидросмеси 1,2 т/м^3, высота подъема 10 м, глубина затопления форсунки эрлифта 15 м, средняя крупность поднимаемых песков 2 см, максимальная крупность поднимаемых пород 15 см.

Определяем максимальный диаметр всасывающего наконечника для подъема пород крупностью до 15 см.

$$w_o = \frac{\nu \cdot Ar}{d_ш(18 + 0{,}61\sqrt{Ar})} \cdot E_\beta \cdot E_Д = 107{,}5 см/с$$

$$Ar = \frac{g(\rho_т - \rho)d_ш^3}{\rho\nu^2} = 5{,}46 \cdot 10^{10} \quad E_D = \frac{w_{ост}}{w_o} = [1 - \frac{d_T^2}{D^2}]^{1.5} = \left[1 - \frac{15^2}{25^2}\right]^{1.5} = 0{,}9976$$

$$E_\beta = \frac{w_{ост}}{w_o} = [1 - \beta]^n = [1 - 0{,}25]^3 = 0{,}422$$

$$D \le \sqrt{\frac{4 \cdot 250}{3{,}14 \cdot 1{,}075 \cdot 3600}} = 0{,}287 м ,$$

Диаметр всасывающего наконечника D принимаем равным 250 мм (273х9 мм).
Расход сжатого воздуха на эрлифтирование

$$Q_{возд} \approx \frac{Q_г \cdot H \cdot \gamma_г}{1380 \cdot \gamma_г \cdot \eta \cdot \lg(0.1 \cdot h + 1)} \approx \frac{250 \cdot 10 \cdot 1{,}2}{1380 \cdot 1 \cdot 0{,}4 \cdot \lg(0.1 \cdot 15 + 1)} = 13{,}7 м^3 / мин .$$

Диаметры пульпоподъемной трубы принимаем 273х9 мм.

$$D_{эрл} = (\frac{Q_г}{k\alpha})^{0.4} = \left(\frac{250}{0{,}24 \cdot 0{,}325}\right)^{0.4} = 23{,}8 см .$$

Основными характеристиками **гидроэлеваторного снаряда** является коэффициент эжекции (расхода) α, коэффициент напора β, основной геометрический параметр m и статический коэффициент полезного действия гидроэлеватора $\eta_{ст}$ [3,8,20].

$$\alpha = \frac{Q_г \gamma_г}{Q_o \gamma_o} , \quad \beta = \frac{H_г - H_1}{H_o} , \; m = \frac{d_k^2}{d_o^2} , \; \eta_m = \frac{\alpha\beta}{1-\beta} ,$$

где: $Q_г$ и Q_o – расход эжектируемой гидросмеси и расход воды через насадку гидроэлеватора, $\gamma_г$ и γ_o – плотность эжектируемой гидросмеси и воды, H_o, $H_г$ и H_1 – напор воды на насадке гидроэлеватора, напор, развиваемый гидроэлеватором (высота подъема) и высота затопления гидроэлеватора, $D_к$ и d_o – диаметры камеры смешения и насадки гидроэлеватора.

Пример расчета гидроэлеваторного подъема по методике П.Н.Каменева [20].

Задаемся высотой подъема гидроэлеватора $H_г$=100 м, весовым расходом эжектируемой гидросмеси $Q_г{*}\gamma_г$=200 т/час и диаметром камеры смешения исходя из крупности поднимаемых пород $d_к$ = 100 мм.

Определяем скорость в камере смешения, которую необходимо иметь для подъема на высоту 100 м.

$$V_k = \sqrt{\frac{2gH_г}{(1+\zeta_к)}} = 38{,}1 м/с ,$$

где $\zeta_к$ = 0,35 – коэффициент сопротивления в камере смешения и диффузоре.
Определяем общий расход гидросмеси через камеру смешения

$$Q_\Sigma = \frac{\pi \cdot d}{4} V_k = 1077 т/ч.$$

Определяем расход воды через насадку гидроэлеватора и коэффициент эжекции

$$Q_o = Q_\Sigma - Q_г \cdot \gamma_г = 877 м^3/ч \text{ и } \alpha = \frac{Q_г \gamma_г}{Q_o \gamma_o} = 0.228 .$$

Определяем осредненную скорость в начале смешиваемого потока
$v_к{*} = (1+\zeta_к)v_к$ = 51,5 м/с.
Определяем скорость и давление воды на выходе из насадки гидроэлеватора

$$v_o = (1 + \alpha) \cdot v_к{*} = 63{,}2 м/с \quad H_o = (1+\zeta_o)\frac{v_o^2}{2g} = 220 м.в.с. \quad (\zeta_o = 0{,}08)$$

Определяем диаметр насадки гидроэлеватора d_o и параметры m и β

$$d_o = \sqrt{\frac{4Q_o}{\pi \cdot v_o}} = 70 мм, \; m = \frac{d_k^2}{d_o^2} = 2.04, \; \beta = \frac{H_г}{H_o} = 0{,}454 ,$$

Статический к.п.д. гидроэлеватора составит

$$\eta_{ст} = \frac{\alpha \cdot \beta}{1-\beta} = 0{,}19.$$

Насосы выбираются с учетом дополнительного расхода воды на гидромонитор (150-200 м^3/ч) и потерь давления от насоса до гидроэлеваторной насадки.

Расчет параметров системы разработки

При расчете параметров системы разработки определяется величина предельно допустимого пролета кровли гидродобычной камеры и размеры устойчивых целиков, оставляемых в продуктивном пласте.

Устойчивость пролета кровли камеры зависит от мощности несущего слоя, его физико-механических характеристик, величины пригрузки от вышележащих пород, характера защемления кровли на опорах.

Расчет устойчивых потолочин выработки основан на теории сопротивления материалов. Потолочина рассматривается как балка, лежащая на опорах.

Если непосредственная кровля представлена однородными породами, расчет устойчивого пролета может быть выполнен по формуле В.Д.Слесарева [27]:

$$L = A\sqrt{\frac{\sigma_p h}{\gamma}}$$

Если непосредственная кровля представлена слоистыми породами, расчет выполняется по формуле Г.Н. Кузнецова [22].

$$L = k_a k_l A\sqrt{\frac{\sigma_{изг} h}{(1+k_n)\gamma}} ,$$

где A – коэффициент, учитывающий характер защемления кровли на опорах (для балки из пластического материала A = 2, для упругой балки $A = \sqrt{2}$), σ_p и $\sigma_{изг}$ – пределы прочности на растяжение и изгиб пород несущего слоя мощностью h и объемным весом γ, k_n – коэффициент пригрузки со стороны вышележащей толщи ($k_n = h_{i+1}/h_i < 1$), $k_{оп}$ и k_t – коэффициенты, учитывающие угол падения пласта и устойчивость пролета во времени.

Пример расчета предельного пролета камеры СГД для Кингисеппского месторождения фосфоритов (кровля – плитчатый известняк)[3].

Исходные данные: h =1 м, γ = 2,3 т/м^3, $\sigma_{ик}$ = 1600 т/м^2, $k_п$ = 0,5, $A = \sqrt{2}$, $k_{оп}$=1, k_t = 1. В массиве берется 50% от кубиковой прочности $\sigma_{ик}$.

По формуле Г.Н. Кузнецова $L = 1 \cdot 1\sqrt{\frac{2 \cdot 800 \cdot 1}{(1+0.5) \cdot 2.3}} = 21.5 м$.

Временной фактор учитывается по кривым длительной прочности, получаемым на образцах пород из кровли продуктивного пласта. В общем виде зависимость величины длительной прочности может быть аппроксимирована уравнением [8]:

$$\sigma_t = \sigma_{мгн} - b \cdot t^n ,$$

где $\sigma_{мгн}$ – условно-мгновенная прочность породы, МПа, t – время, n – степень, b – характеристика длительной прочности, МПа.

Если в процессе выемки допускается частичное обрушение пород кровли в выработанное пространство (например, при неустойчивой кровле, представленной хорошо диспергируемыми породами), часть слоев непосредственной кровли рассчитываются как защемленные консольные плиты, а верхние слои в центральной части – как балку. Слои создают при обрушении подобие карнизов над стенками выработки, при этом пролет кровли постепенно уменьшается снизу вверх. Определив пролет несущих слоев и размер карнизов, можно рассчитать размер и время развития зоны обрушения [8].

Расчет параметров целиков ведется из условия, что на целик действует разрушающая нагрузка, определяемая по формуле[36]:

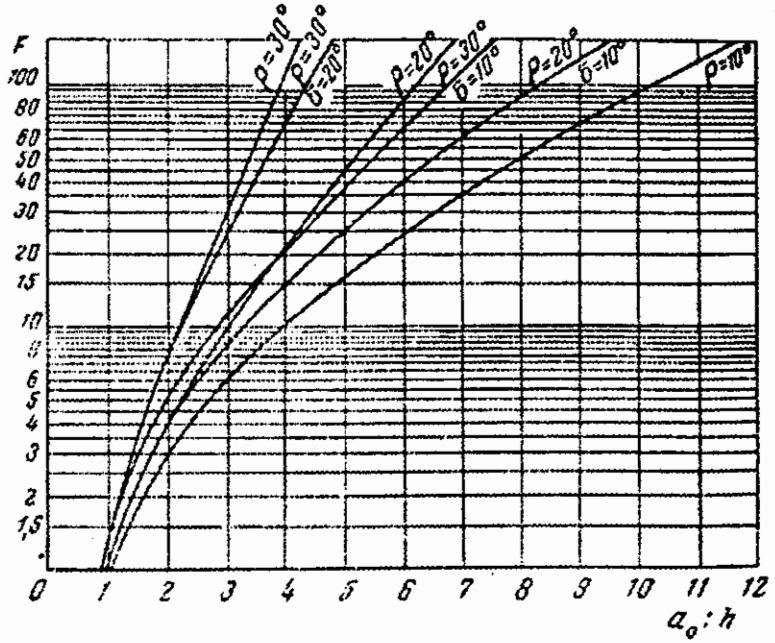


Рис. 19.3. Зависимость несущей способности барьерных целиков от соотношения их размеров.

$$P = \gamma \cdot H \cdot L \cdot k_ф ,$$

где γ – объемный вес покрывающих пород, H – глубина разработки, L – расстояние между целиками (сетка скважин), $k_ф$ – коэффициент формы целика.

Несущая способность целика определяется по формуле:

$$P = \sigma_{сж} h \cdot F(\frac{a}{h}, \rho) ,$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности на сжатие пород целика, a, h, ρ – ширина, высота и угол внутреннего трения пород целика.

Отсюда, расчетное уравнение примет вид:

$$F\left(\frac{a}{h}, \rho\right) = \frac{\gamma \cdot H \cdot L \cdot k_ф}{\sigma_{сж} \cdot h} .$$

Определив значение функции $F(a/h,\rho)$, по графику (рис. 19.3) находим отношение a/h и ширину целика a. Для случая, когда на контакте целика с кровлей имеется прослоек более слабого материала, угол трения которого δ меньше угла трения для пород целика ρ, пользуются соответствующими кривыми на графике или рассчитывают промежуточные значения [18].

Пример расчета при камерной системе разработки на Кингисеппском месторождении фосфоритов.

Исходные данные: $H = 20$ м, $\gamma = 2{,}12$ т/м^3, $\sigma_{сж} = 30$ т/м^3, $\rho = 30°$, $L = 20$ м, $h = 3$ м, $k_ф = 1$

$$F(\frac{a}{h}, \rho) = \frac{2.12 \cdot 20}{30 \cdot 3} = 9.42 .$$

По графику (рис. 19.4) для $\rho = 30°$ находим $a/h = 2.12$, откуда а = 6,36 м.

Учет временного фактора при расчете размеров целика производится аналогично учету этого фактора при расчете предельного пролета кровли камеры.

19.6. ОБОРУДОВАНИЕ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ

Скважинный гидродобычной комплекс – комплекс оборудования, необходимого для скважинной гидродобычи твердых полезных ископаемых.

Он включает:

- оборудование для вскрытия продуктивного пласта (буровые станки и агрегаты для извлечения обсадных колонн скважин);
- оборудование для планировки добычного полигона и монтажа технологических трубопроводов (бульдозер, автокран и др.)
- энергетическое и насосно-компрессорное оборудование;
- скважинный гидродобычной агрегат;
- обогатительное оборудование.

Кроме скважинного гидродобычного агрегата остальное оборудование является типовым и серийно выпускаемым.

Скважинный гидродобычной агрегат состоит из наземной управляющей установки и скважинного снаряда. Тип и конструкция агрегата выбираются в зависимости от горно-геологических условий залегания полезного ископаемого.

Наземная управляющая установка используется для вертикального перемещения и вращения гидродобычного снаряда в процессе выемки полезного ископаемого, а также, в ряде случаев, для монтажа и демонтажа гидродобычного снаряда в скважине. В качестве управляющей установки может быть использован буровой станок, например 1БА-15в, или специально разработанное устройство. Иногда наземную управляющую установку совмещают с землесосной установкой. Управляющая установка может быть самоходной, например с ходовой базой от гусеничного крана в болотном исполнении, или перемещаться по полигону с помощью бульдозера. Монтаж и демонтаж добычного снаряда в скважине может производиться с помощью автокрана, бурового станка или специализированной управляющей установки.

Скважинный гидродобычной снаряд обычно состоит из конструктивно совмещенного (встроенного) гидромонитора и пульпоподъемника. Однако в ряде случаев, например на Кингисеппском месторождении фосфоритов и при скважинной гидродобыче золота из многолетнемерзлых россыпей, применялся двух–скважинный вариант, когда в одной скважине монтировался гидромонитор, а в другой – пульпоподъемник.

Встроенный скважинный гидромонитор представляет собой цилиндрический патрубок с успокоителем, который автоматически выводится в рабочее положение за счет давления воды. При спускоподъемных операциях в скважине он находится в транспортном положении внутри гидродобычного снаряда под углом 90^0 к его оси. Для различных горно-геологических условий было разработано несколько типов таких гидромониторов [2,4,8].

Выводной скважинный гидромонитор располагается шарнирно на добычном снаряде. При спуске и подъеме снаряда в скважине он занимает вертикальное положение, помещаясь в специальном углублении на внешней трубе снаряда и не выходя за его габариты. В рабочее горизонтальное положение этот гидромонитор выводится за счет реактивной силы струи, ось которой смещена от оси патрубка, или с помощью специальной тяги. Подобный гидромонитор при отработке Кингисеппского месторождения фосфоритов имел сменные стволы длинной 0,5; 1,5 и 2,5 м при мощности отрабатываемого пласта 2,5-3 м.

Разработана конструкция выдвижного телескопического многосекционного гидромонитора, который раздвигался за счет давления воды до 6 м, а собирался с помощью тросовой системы [1].

Улучшение динамических характеристик струи достигается установкой успокоителей, насадок с рациональным профилем струеформирования [3,8,24].

В качестве пульподъемника в зависимости от горно-геологических условий используется эрлифт, гидроэлеватор, землесос и устройства, работающие на принципе вытеснения гидросмеси на поверхность при создании избыточного давления в подземной камере водой или сжатым воздухом[32].

Скважинный гидродобычной снаряд для добычи с глубины более 20 м изготавливается секционным. Он обычно состоит из нижней (рабочей) секции, имеющей гидромонитор и устройство для приготовления и забора гидросмеси, промежуточных секции в виде колонн труб, и верхней (выдачной) секции, предназначенной для отвода гидросмеси и подвода энергетических агентов: воды и воздуха.

В гидроэлеваторных снарядах обычно применяется соосное расположение труб. По межтрубному пространству подается вода на гидромониторную и гидроэлеваторную насадку, а эжектируемая гидросмесь поднимается по центральной колонне труб (рис. 19.4). На практике чаще всего использовались гидроэлеваторные снаряды двух типоразмеров: снаряд конструкции МГРИ с расходом воды 100-300 $м^3$/ч и снаряд конструкции ВНИИ-1 для разработки мерзлых россыпей с расходом воды 1000-1200 $м^3$/ч.

Эрлифтные снаряды отличаются главным образом по расположению колонн для подачи воды, воздуха и подъема пульпы (рис.19.5, 19.6). Для добычи строительных песков в Сибири применялся снаряд с наружным расположением труб, в котором использовалось около 30% полезного сечения скважины [5,40]. При разработке Кингисеппского месторождения фосфоритов водоподающая и воздухоподающая трубы располагались внутри пульпоподъемной колонны, что позволило использовать до 70% сечения скважины. В последних конструкциях, при добыче железистых кварцитов на КМА и разработке талых россыпей, применяются эрлифтные снаряды с максимальным использованием сечения скважины[5,32]. В этих снарядах, в зависимости от конструктивного решения, сжатый воздух или гидросмесь движутся по обсадной колонне скважины.

При разработке месторождений с малыми водопритоками и относительно небольшой глубиной (до 50 м) могут быть эффективны гидродобычные снаряды с компактными водозащищенными землесосными установками, имеющими гораздо больший кпд по сравнению с гидроэлеваторами и эрлифтами.

Скважинные гидродобычные агрегаты, работающие на принципе вытеснения гидросмеси, отличаются простотой конструкции и высокой производительностью. Суммарный расход подаваемой воды и подни-

маемой гидросмеси через скважину диаметром 300 мм составляет 800-1000 м^3/ч. Однако они используются при отработке одиночных камер и при низкой проницаемости вмещающих пород.

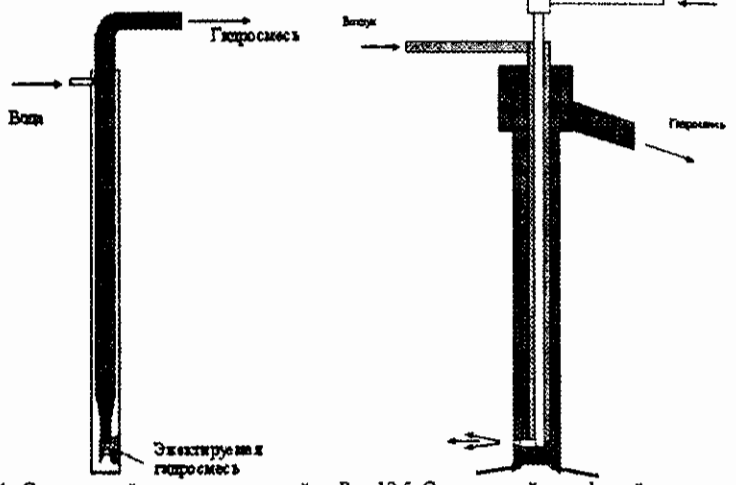


Рис 19.4. Скважинный гидроэлеваторный снаряд

Рис.19.5. Скважинный эрлифтный снаряд

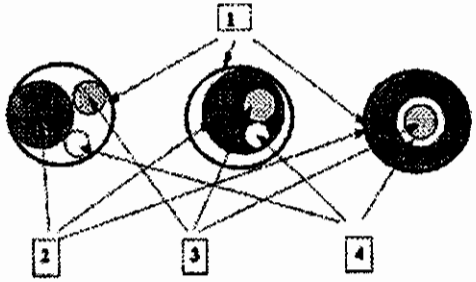


Рис.19.6. Схема размещения колонн труб в скважинном эрлифтном снаряде: 1 – обсадная колонна скважины, 2 – пульпоподъемная колонна, 3 – водоподающая колонна, 4 – воздухоподающая колонна

Основой скважинного гидродобычного снаряда являются серийно выпускаемые обсадные и насосно-компрессорные трубы, а его изготовление не вызывает сложности в условиях ремонтно-механических мастерских горных предприятий.

19.7. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ

Опытно-промышленная скважинная гидродобыча фосфоритов Прибалтики

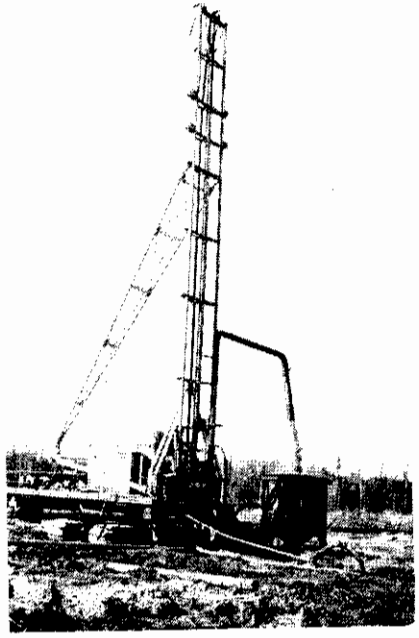


Рис.19.7. Самоходный скважинный гидродобычной агрегат. Кингисеппское месторождение фосфоритов

Рис. 19.8. Односкважинный секционный гидродобычной агрегат. Кингисеппское месторождение фосфоритов

Одной из наиболее крупных и первых работ по скважинной гидродобыче в нашей стране была опытно-промышленная добыча фосфоритовых песков на Кингисеппском месторождении [1,2]. Слабосцементированные фосфоритовые пески Кингисеппского месторождения перекрыты трещиноватыми доломитами большой мощности. Месторождение обводнено. Эксплуатационные скважины диаметром 325 мм бурились станками УРБ-3АМ. Добыча песков осуществлялась совмещенным гидромониторно-эрлифтным снарядом. Вода на размыв подавалась насоса-

ми ЦНС –300/360 (Q=290 м^3/ч, Р=3,6 МПа), сжатый воздух компрессорами ВП 20/6 (Q=20 м^3/мин, Р=0,6 МПа).Поднимаемая эрлифтом гидросмесь песков поступала в бункер землесосной установки 8Гру-8 (Q=400 м^3/ч, Р=0,36 МПа) и направлялась по трубопроводу на карту намыва. Намытые фосфоритовые пески автотранспортом вывозились на обогатительную фабрику, а вода возвращалась в водозаборный бассейн. Показатели работы опытно-промышленного участка приведены в табл. 19.5.

Таблица 19.5

Показатели	Проектные	1976г
Объем добычи, тыс. т в год	100,0	84,0
Количество гидродобычных агрегатов (ГДА)	4	1
Производительность одного ГДА, часовая, т/час	50	85
Чистое время отработки камеры, час	16	15
Объем добычи из камеры, т	800	900
Удельный расход, м^3/т		
Воды	8,0	5,0
Воздуха	25,0	20,0

При отработке опытно-промышленного участка одним гидродобычным агрегатом за месяц при круглосуточной работе было добыто 19 тыс. тонн фосфоритовых песков. Достигнуто 60%-е извлечение руды.

Для разработки глубокозалегающих фосфоритовых песков (до 100 м) был разработан и испытан секционный односкважинный гидромониторно-эрлифтный гидродобычной агрегат на базе гусеничного крана в болотном исполнении (рис.19.7) и несамоходный агрегат, передвигающийся с помощью бульдозера. На платформе была установлена землесосная установка с бункером, стрела с лебедкой и поворотным механизмом для монтажа и управления скважинным снарядом в процессе добычи (рис. 19.8).

Разработка гидрогенных месторождений способом СГД

В 70-х годах кафедра геотехнологии руд Московского геологоразведочного института проводила опытно-промышленные работы по добыче металла из гидрогенных месторождений [7]. Продуктивный пласт мощностью 1-3 м залегает на глубине до 150 м и представлен песчано-глинистыми отложениями прочностью, по М.М. Протодьяконову, 1-1,5. Налегающие породы – плотные глины. Для добычи применялся секционный гидроэлеваторный снаряд диаметром 273 мм с различными конструкциями гидромониторов. Вода подавалась от насосов ЦНС 300/480 (Q=290 м^3/ч, Р=4,8 МПа). Производительность по горной массе – 9–10 м^3/ч, объем добычи из камеры до 200 т, время отработки камеры 8–10 час. Управление гидродобычным снарядом в процессе отработки камеры велось специальным манипулятором с гидравлическим приводом.

Аналогичное оборудование было применено в США при опытной разработке уранового месторождения с глубины 61–107 м [41]. Разрушение рудного пласта мощностью 1,8 м производилось гидромонитором с двумя насадками при суммарном расходе 110 м^3/час и давлении воды 5,6 МПа. Вода подавалась также на гидроэлеваторную насадку (134 м^3/ч) и к буровой коронке (27м^3/ч) для разрушения отбитых гидромонитором крупных частиц руды. Средняя производительность по руде 46 м^3/ч, по гидросмеси 136 м^3/ч. Уровень пульпы в камере поддерживался ниже насадок гидромонитора. Установлено, что при радиусе камеры 9,15 м объем добычи составляет 720 т.

Опытно-промышленная добыча строительных и стекольных песков

В 1964-1965 гг. в Тарнобжеге проводились опыты по скважинной гидродобыче песков для стекольной промышленности. Пласт песков мощностью до 30 м залегает на глубине 40 м [2]. Месторождение сильно обводнено. Добыча производилась одним эрлифтом без гидромониторного размыва. Максимальная добыча из одной камеры составила 900 м^3. При отработке образовывались провалы на поверхности глубиной 8-10 м и диаметром 14 м.

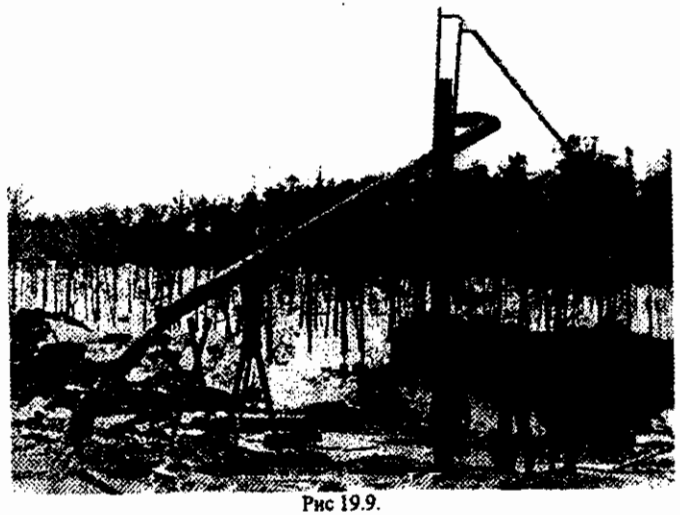


Рис 19.9.

В настоящее время по аналогичной схеме ведется промышленная добыча стекольных песков на месторождении Дорохой в Румынии. Пласт мощностью до 10 м залегает под прочными песчаниками, гипсом и

мергелями. Производительность по пескам эрлифтного снаряда при диаметре пульпоподъемной колонны 168 мм – до10 т/ч. Объем добычи – до 1000 т. Для увеличения объема добычи из скважины применяется взрывное воздействие небольшими зарядами.

Экспериментальные работы по скважинной гидродобыче строительных песков проводились В.Н. Шпаком в шести районах Среднего Приобья [6,40] (рис. 19.9).

Пески добывались из пластов мощностью 8–44 м с глубины от 15 до 270 м и намывались на опытные площадки. Оборудование СГД состояло из параллельно установленных в скважине труб для подъема гидросмеси (диаметром 168 мм), подачи воды на размыв и сжатого воздуха. На гидромонитор подавалась вода с расходом от 40 до 120 $м^3$/ч при давлении от 1 до 6 МПа. Подача воздуха на эрлифт от 8 до 24 $м^3$/мин при давлении до 1,2 МПа. Производительность эрлифта по твердому от 10 до 40 $м^3$/ч, по гидросмеси от 30 до 250 $м^3$/ч. Скважины отрабатывались в течение 10-20 суток с дистанционным управлением добычным снарядом. Оседания поверхности наблюдались повсеместно при глубине разработки до 170 м и добыче из скважин более 200 $м^3$ песков. При добыче более 2 тысяч $м^3$ песка с глубины 270-290 м из скважины, закрепленной обсадными трубами на глубину до 150 м, образования провала на поверхности не наблюдалось. В состав мобильной установки скважинной гидродобычи песка входит буровой агрегат УРБ-3АМ, два компрессора ДК-9 или ПР-10, насосы 9МГр или 9Т с дизельным или электрическим приводом. Производительность одной мобильной установки может достигать 150 тысяч $м^3$ в год.

Аналогичные работы проводились в Татарии, Алтайском Крае, Республике Коми [4,6].

Опытные работы по добыче титан-циркониевых песков

Опытные работы по скважинной гидродобыче проводились на Малышевском титано-циркониевом месторождении (Верхнеднепровский горно-металлургический комбинат, Украина) [14], Туганском (Томская область) [26],Тарском (Омская область) [11,29], Лукояновском (Нижегородская область) месторождениях и на руднике «Кулубара» (Югославия) [9]. Для этих месторождений характерна большая мощность продуктивного пласта 6-10 м, представленного глинистыми кварцевыми песками, и неустойчивые породы кровли из песчано-глинистых пород. Все месторождения обводнены. Глубина залегания пласта 35-50 м.

Работы на этих месторождениях проводились под руководством сотрудников кафедры геотехнологии руд МГРИ. Был применен гидроэлеваторный снаряд с соосным расположением труб: пульпоподъемной (108 мм) и водоподающей (168 мм). Вода подавалась от насосных установок ЦНС-180/425 или цементировочного агрегата типа ЦА-320.

Рис.19.10.Скважинная гидродобыча титансодержащих песков на руднике "Кулубара" (Югославия)

Технология отработки предусматривала размыв камеры встречным забоем в секторе 180^0, чтобы избежать образования провалов под буровым станком. Объем добычи на 1 скважину составил до 500 $м^3$ при производительности до 30 $м^3$/ч. В Югославии производительность по пескам достигала 60-80 $м^3$/ч. Время выхода обрушения на поверхность составило 18-22 ч [9].

Опытно-промышленные работы по добыче железных руд КМА

На территории КМА на глубине 400-1000 м выявлено свыше 65 млрд т богатых железных руд с содержанием железа 67-68%. Запасы рыхлых руд, обладающих повышенной подвижностью, составляют 20-30%, а руд, склонных к принудительному перемещению, 50-60%. К наиболее перспективным для разработки способом СГД относятся крутопадающие структуры богатых железных руд мощностью 20-100 м [5,29].

При проведении опытно-промышленных работ в комплекс СГД вошло: буровая установка БУ-75РЭ, компрессоры КПУ-16/100, СД10/100, ВП 305, ВП 16/70, буровые насосы НБ 365, БРН-1 и насосные бустеры БНИ БТ-БТНБ.

Было разработано нестандартное скважинное оборудование: оголовок скважинный, газожидкостной смеситель, воздухоотделитель и ряд скважинных добычных снарядов различной конструкции нижней части. Вода на размыв и приготовление пульпы подавалась по центральной трубе, а сжатый воздух через оголовок по межтрубному пространству между обсадной и пульподъемной колонной (рис. 19.11). За время проведения предварительных испытаний (979,5 ч) из интервала 615-702,7 м было поднято 10939,5 т руды. Средняя производительность составила 11,2 т/ч. Наиболее эффективными в работе были снаряды типа «Гидромониторный-ПИ»(29,8 т/ч) и «Крот-ПИ» (36т/ч). На стадии приемочных испытаний в течение 692 ч откачки с глубины 584-640 м было добыто 16666,8 т руды при средней производительности 22,5 т/ч. Полученные результаты позволили основать АО «Гидроруда», которое проводит работы по созданию промышленной технологии СГД, а также осуществляет добычу и реализацию богатой железной руды.

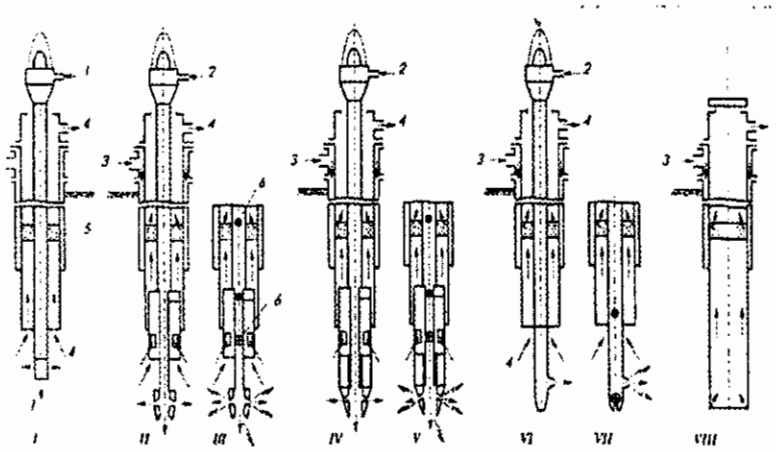


Рис. 19.11. Гидродобычные снаряды для скважинной гидродобычи железных руд КМА. I – "Эрлифтный", II – "Крот", III – "Крот-ПИ", IV – "Торпеда", V – "Торпеда-ПИ", VI – "Гидромониторный", VII – "Гидромониторный-ПИ", VIII – "Пульпосос"; 1 – воздух, газо-жидкостная смесь, 2 – вода, газо-жидкостная смесь, 3 – воздух, 4 – пульпа, 5 – смеситель эрлифта, 6 – шаровой клапан

Разработка россыпных месторождений способом СГД

Опытные работы по скважинной гидродобыче золота из многолетнемерзлых россыпей проводились на прииске Экспериментальный в 1986-1991 гг. (г. Сусуман, Магаданская область) [31]. Продуктивный

пласт мощностью около 1 м представлен аллювиальными отложениями из гальки и мелких валунов с частичным проникновением золота в трещиноватые коренные породы – глинистые сланцы. Глубина залегания россыпи в районе опытных участков СГД 10 и 25 м.

В ходе проведения исследований были установлены следующие параметры процессов СГД. При расходе 250 м^3/ч и давлении воды 2 МПа дальность размыва мерзлых песков незатопленной гидромониторной струей достигла 21,2 м при средней производительности по твердому 20-30 т/ч. Производительность по смыву разрушенных золотосодержащих крупнообломочных пород при тех же параметрах струи составила 100 м^3/ч, а дальность – 36 м. Зачистка с разрушением верхней золотосодержащей части сланцев для легкоразборного плотика обеспечивается на расстоянии до 26 м, для трудноразборного плотика – до12 м.

Было испытано пульподъемное оборудование эрлифтного и гидроэлеваторного типа. Эрлифтный снаряд состоял из параллельно расположенных пульподъемной (∅ 219 мм), воздухоподающей и двух водоподающих труб с гидромониторным выводным стволом длиной 1,5 м в нижней части [32]. Производительность эрлифта по гидросмеси составила 200 м^3/ч, по пескам – 15 м^3/ч. В поднимаемой пульпе содержались частицы золота до 2 мм. Максимальный размер поднятого эрлифтом мелкого валуна 140 х 220 мм. При испытаниях происходило интенсивное оттаивание необсаженных стенок скважины, поэтому было отдано предпочтение гидроэлеваторному типу снаряда. Был разработан и испытан ряд скважинных гидроэлеваторных снарядов кольцевого и центрального типа. Результатом работ явилось создание скважинного секционного гидроэлеватора с диаметром камеры смешения 180–200 мм, устойчиво работающего при содержании негабаритного для подъема крупнообломочного материала до 10–15%. Конструкция предусматривала периодическое удаление из зоны всасывания накапливающегося крупнообломочного материала, а также его вертикальное перемещение в процессе подъема на небольшую высоту, что активизировало зону всасывания. При расходе воды через гидроэлеваторную насадку 800 м^3/ч в ходе проведения стендовых испытаний производительность гидроэлеватора по твердому достигала 100-120 м^3/ч.

Для обеспечения максимального извлечения золота разработан вариант панельной системы разработки с применением технологии выемки попутным забоем. Гидромониторные скважины располагались по углам квадрата на расстоянии 15 м друг от друга, а в центре квадрата находилась гидроэлеваторная скважина (рис. 19.12). Объем поднимаемых песков через гидроэлеваторную скважину 200–250 м^3. Размыв производился скважинными секционными гидромониторами, установленными на передвижных манипуляторах с электроприводом, обеспечивающих выведение ствола гидромонитора из вертикального положения

в горизонтальное, перемещение снаряда в скважине на высоту 1,5 м и его круговое вращение.

Рис. 19.12. Разработка многолетнемерзлой россыпи способом СГД. Прииск Экспериментальный.

Опытные работы по скважинной гидродобыче касситеритовых песков из мощных многолетнемерзлых россыпей проводились на Депутатском ГОКе (Якутия), а испытания оборудования – на прииске «Экспериментальный» [33] и на карьере «Мамонт» Депутатского ГОКа, где касситеритовые пески откачивались эрлифтной установкой с глубины 15 м.

Был разработан и испытан способ отработки мощных мерзлых россыпей на основе водно-теплового оттаивания продуктивного пласта с изоляцией кровли воздухом, накапливающимся за обсадной колонной и эрлифтным подъемом гидросмеси. В ходе испытаний расход воды на оттаивание пласта изменялся от 20–30 $м^3/м^3$ (в начале размыва) до 10 $м^3/м^3$. Проведенная гидролокация подтвердила возможность создания в мерзлых песках камер правильной цилиндрической формы.

Подземная скважинная гидродобыча

Опытные работы по комбинированному подземному способу и СГД проводились на одной из россыпных шахт Иркутской области [2]. Из подземной выработки, пройденной по коренным породам ниже продуктивного пласта, бурились восстающие скважины диаметром 76 мм.

Одни из них были оборудованы гидромониторами с горизонтальными насадками, а другие служили для выдачи золотосодержащей гидросмеси в зумпф землесосной установки. Пески размывались при давлении 0,6-0,7 МПа. За 20 часов работы было добыто 25 $м^3$ золотосодержащих песков. Удельный расход воды при подрезке пласта составил 42 $м^3/м^3$, а при очистной выемке – 20,6 $м^3/м^3$.

Скважинные гидромониторы применялись также при подземной выемке угля в Донбассе и Кузбассе. На шахте Самсоновская №1 в Донбассе сотрудники института УкрНИИИгидроуголь проводили опытные работы по применению гидромониторного агрегата АГС-1 при проходке скважин снизу вверх на всю высоту этажа (140 м) с последующей гидромониторной выемкой угля этим же агрегатом при перемещении в обратном направлении [23]. При расходе воды на размыв 90 $м^3/ч$ радиус выемки составил 5,5–6 м.

Применение способа СГД на карьерах

Комбинированный открытый способ и СГД были опробованы на полигоне ручья Куранах прииска «Экспериментальный». В бортах ранее отработанного карьера, перекрытых вскрышными породами, на глубине 25 м оставались запасы мерзлых золотосодержащих песков. Для их извлечения на борту карьера были пробурены вертикальные скважины, в которых монтировался скважинный секционный гидромонитор. Первоначально на дне карьера по продуктивному пласту обычным переставным гидромонитором была пройдена сбойка со скважинным гидромонитором. Затем производился размыв продуктивного пласта с выгонкой песков в отработанное пространство карьера скважинным гидромонитором при давлении 0,8–1,4 МПа и расходе 200–250 $м^3/ч$. Производительность по размыву составила 10–15 $м^3/ч$ при температуре воды 6–10°С. Породы продуктивного пласта, содержащие большое количество глины, после размыва были полностью дезинтегрированы. При мощности разрабатываемого пласта 2 м было добыто и размещено в карьере около 2 тыс. $м^3$ золотосодержащих песков.

Опыт создания подземных резервуаров-хранилищ в мерзлых осадочных породах

Технология создания подземных резервуаров в мерзлых осадочных породах разработана сотрудниками ООО «Подземгазпром». Подземные резервуары для хранения сжиженных и жидких углеводородов были сооружены на Мастахском газовом промысле в Центральной Якутии, на Жалтейской (Якутской) нефтебазе и на Мессояхском газовом промысле в районе г. Норильска. В период 1979–1983 гг. было построено

подземное хранилище газового конденсата суммарной вместимостью 9 тыс. м^3, состоящее из трех подземных резервуаров объемом 800, 4500 и 3800 м^3[15].

Технологическая схема сооружения резервуара в мерзлых осадочных породах показана на рис.19.13. С поверхности земли бурится скважина. В незакрепленный интервал скважины нагнетают воду по межтрубью рабочих колонн с расходом 300 м^3/ч, а по центральной колонне вытесняют на поверхность пульпу – смесь воды с оттаявшей песчаной породой. Процесс строительства ведется под давлением, поэтому герметичность выработки обеспечивают искусственным охлаждением обсадной колонны специальной конструкции, а уровень воды в выработке поддерживают ниже башмака обсадной колонны путем закачки в нее сжатого воздуха или природного газа. Уровень раздела фаз газ–вода контролируют специальным датчиком и регулируют подачей или отбором газа. Оптимальная температура воды 7–10°С. Понижение ее до 2°С практически прекращает процесс оттаивания, а повышение выше 10°С увеличивает затраты на охлаждение колонны.

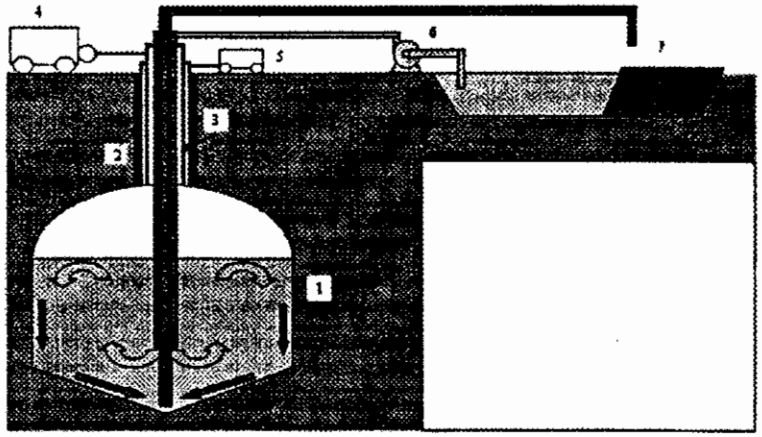


Рис.19.13. Технологическая схема сооружения подземного резервуара в мерзлых осадочных породах. 1 – подземный резервуар. 2 – цементное кольцо. 3 – охлаждающая рубашка. 4 – компрессор. 5 – холодильный агрегат. 6 – насосная станция. 7 – отвал намытой породы.

Технология строительства подземного резервуара предусматривает первоначально создание в нижней части конического гидровруба объемом до 5% проектного объема резервуара, после чего примерно за 500 ч непрерывной работы формируют осесимметричную выработку-

емкость с коническим или параболическим сводом диаметром и высотой порядка 20 м и вместимостью 4–5 тыс. м^3.

Оборудование, используемое для сооружения резервуаров: буровой станок типа А-50 или «Бакинец-2М», компрессор типа НВ-10 (ДК-9), насосный агрегат Д320/60 и аммиачная парокомпрессорная холодильная машина ХМ-22/П.

Скважинное гидравлическое опробование месторождений полезных ископаемых

Способом СГД подняты большие технологические пробы титаноциркониевых песков на Туганском месторождении (Томская область), на Тарском месторождении (Омская область), технологическая проба богатых железных руд на Большетроицком месторождении КМА (Белгородская ГРЭ), кимберлитов из двух алмазоносных трубок месторождения им. Ломоносова (ПГО «Архангельскгеология»), технологическая проба полиметаллических руд из кор выветривания Жана-Аркалыкского рудного поля (Тургайская ГРЭ). Аналогичные работы были выполнены на месторождении фосфоритов Мурунтау (Узбекистан), на Лукояновском (ГТП «Волгогеология»), Малышевском (Украина) и Унечском (ПГО «Центргеология») титаноциркониевых месторождениях[26].

Опыт показал, что новый способ обходится в несколько раз дешевле и требует значительно меньших затрат времени и капиталовложений. По данным «Инвестиционного проекта скважинной гидродобычи на алмазных месторождениях Европейской части России» (НПЦ «Геотехнология») себестоимость получения пробного материала из кимберлитов составляет около 10 USD/т[12]. При колонковом разведочном бурении стоимость кернового материала достигает для тех же условий 480 USD/т. Проведение полного комплекса разведочных работ по традиционной схеме требует около 2 млн USD начальных инвестиций по каждой трубке. Использование СГД на этих стадиях позволит сократить инвестиции до 100-150 тыс. USD и погасить их в кратчайшие сроки (2-3 года) за счет попутной добычи алмазов в полупромышленных масштабах при разведке трубки и использования разведочных скважин в качестве добычных для рудника СГД. Объемы полученных проб при этом во много раз превосходят керновое опробование и дают несравнимо более надежную основу для достоверной оценки запасов трубок.

Интенсификация работы скважин водоснабжения, газо- и нефтедобычи с использованием скважинной гидротехнологии

Разработанные технические средства скважинной гидротехнологии, обеспечивающие проходку подземных полостей в породах любой

прочности и сооружение на любой глубине искусственных перекрытий, позволяют оборудовать скважины с увеличенной приемной зоной [13]. Так, при неустойчивых породах в кровле и достаточной устойчивости пород самого водовмещающего пласта, водоприемная полость принимает вид вертикального цилиндра, заполняемого для предотвращения деформации стенок крупнозернистым песком и гравием. При неустойчивых породах кровли и неустойчивых породах водовмещающего пласта после завершения бурения скважины в нее опускается колонна труб, перфорированная в интервале от кровли до почвы пласта, и, после спуска в нее скважинного снаряда, начинается размыв пород за стенками перфорированной трубы с образованием цилиндрической полости, заполняемой переотложенными крупными фракциями водовмещающего пласта или, при отсутствии таких фракций, крупнозернистым кварцевым песком, подаваемым с поверхности. Такой же способ увеличения приемной зоны эффективен при переоборудовании фильтровой скважины в скважину с увеличенной приемной зоной. При устойчивых породах кровли и неустойчивых водовмещающих породах водоприемная полость выполняется в виде перевернутого конуса с углом заложения боковой поверхности меньше или равной углу естественного откоса водовмещающих пород под водой.

Все виды выше приведенных конструкций скважин с увеличенной водоприемной зоной прошли испытания в регионах республики Колумбия:

- Госпиталь-1, г.Пурификасьон, деп. Толима – увеличение дебита в 2,7 раза;
- Порвинир, г.Гранада, деп.Мета – увеличение дебита в 3,9 раза;
- Эл Ампара, г.Гранада, деп.Мета – увеличение дебита в 2,6 раза;
- «Корвинир», г.Вилла Лиссенсио, деп.Мета – увеличение дебита в 4 раза;
- Турмеке, деп. Бояка – увеличение дебита в 2,6 раза.

Расширение приемной зоны позволило поднять дебит не менее чем в 2–3 раза и повысить качество откачиваемой воды за счет снижения содержания твердых взвесей. Вода стала практически прозрачной.

Использование технологии и технических средств скважинной гидротехнологии для восстановления газодобычных скважин было осуществлено в США в угольном бассейне Сан Хуан, штат Нью Мексика. Угольный пласт мощностью около 1 м залегает на глубине 1 км и содержит в больших объемах метан. В 1993 г. фирмы «Ресурс-Девелопмент» обратилась к НПЦ «Геотехнология» для создания подземных полостей в забойной зоне газодобычных скважин и восстановления их дебита. Работы были выполнены в течение года по предложенному НПЦ «Геотехнология» проекту на 5 скважинах, выведенных из добычи из-за падения

дебита. В результате проведенных работ производительность скважин возросла в 4–6 раз по сравнению с первоначальным.

Комплект оборудования, применяемого для работ по созданию коллекторов, состоял из поршневого высоконапорного насоса PZ-8 Гарднер Денвер, используемого при бурении нефтегазовых скважин, и передвижной компрессорной станции. В забое скважины размещали снаряд скважинной гидродобычи и подачей высоконапорной воды разрушали горный массив на горизонте газоносности, выполняя в нем радиальные выработки на глубину до 3 м по высоте, равной мощности газоносного пласта. Средний диаметр каверны – 5 м.

Данные о применении способа СГД за рубежом

Технология скважинной гидродобычи применялась и применяется в США, Венгрии, Польше, Румынии, Индии, Австралии, Югославии[1,2,9]. В США (шт. Вашингтон) в 1975–78 гг. были проведены опытные работы по СГД коксующихся углей из крутопадающего пласта с глубины 26 м. Добыча велась через скважины диаметром 300 мм, расположенные на расстоянии 20 м друг от друга. Уголь разрушался гидромониторной струей при давлении от 10 до 100 МПа [42].

В США также проводились работы по добыче через скважины битуминозных углей. Глубина залегания – 24,4 м, мощность пласта 0,35 м, радиус добычной камеры – 4,6 м, при давлении воды 31,5 МПа средняя производительность составила 8 т/ч, а объем добычи с 1 м пласта – 9,5 т/м [43]. В Австралии проводились работы по скважинной гидродобыче золота из обводненных россыпей [44]. Глубина залегания 25–92 м. Добычной снаряд гидроэлеваторного типа был оборудован шарошечным долотом для бурения скважин и имел 3 насадки диаметром 45 мм для размыва пласта. Давление подаваемой на размыв воды 1,75-2,1 МПа. Размыв велся с образованием цилиндрической камеры диаметром 6 м. Производительность снаряда по пескам 11,5 $м^3$/ч.

Есть сведения о применении способа СГД при разработке золотосодержащих и касситеритовых россыпей в Индии[2,3].

В Венгрии опытные работы по скважинной гидродобыче проводились на месторождении бокситов с глубины 60 м [1].

Инженерные решения по разработке угольных месторождений методом СГД*

Одна из главных проблем угольной отрасли – эффективная и жизнебезопасная деятельность человека при разработке угольных место-

* Работа выполнена в горном отделении РАЕН.

рождений. Поэтому необходимо вести поиск в направлении альтернативных методов добычи угля. Технология СГД с точки зрения охраны труда, улучшения условий труда, а также смягчения экологического воздействия на природу обладает неоспоримыми преимуществами перед шахтами и разрезами.

Поэтому на основании имеющихся научных результатов и практики использования СГД была выполнена проектная разработка возможности и экономической целесообразности использования скважинной гидродобычи для разработки крутопадающих пластов Прокопьевского угольного месторождения.

Исходя из опыта работ института "ВНИИГидроуголь" по гидравлической разработке угля в условиях данного месторождения и их оценки общей устойчивости вмещающих пород, ширина полосы разработки пласта по простиранию принимается 6 м.

Опытная технология включает различные варианты отработки угольного пласта и выноса разработанного угля на поверхность. По одному из вариантов производится разработка ненарушенной массы угля гидромониторными струями под давлением, близким к 10 МПа, подаваемыми из скважинного монитора, перемещаемого вдоль специально пробуренной в массе угольного пласта мониторной скважины. Монитор оборудуется коротким стволом, включающим успокоитель и насадку, шарнирно соединенным со ставом напорных труб. Конструкция монитора позволяет перемещать его вдоль скважины вверх и вниз, вращать на 360° относительно оси скважины, а также управлять положением ствола в пределах 90° от направления по оси скважины вниз до перпендикулярного к нему с фиксируемыми промежуточными позициями. Такая конструкция позволяет как производить разрушение угольного массива, так и способствовать безнапорному гидротранспорту отбитого угля по направлению к выдачному устройству. Кроме того, конструкция монитора позволяет использовать его для расчистки возможных завалов приемного отверстия выдачного устройства.

Специальными технологическими приемами создаются условия работы гидромониторной струи в воздушной среде, что обеспечивает большую разрушающую способность струи на значительном расстоянии от насадки, во всяком случае, в пределах мощности разрабатываемого пласта и ширины захватываемой полосы по простиранию.

Разработка угля ведется при перемещении монитора снизу вверх, с необходимыми остановками на соответствующем уровне. Вращением ствола, ориентированного перпендикулярно к оси мониторной скважины при низкой частоте вращения, порядка 1-2 в мин, обеспечивается сканирование струей практически всей поверхности забоя и последовательное разрушение всего объема угля в пределах мощности пласта и заданной ширины полосы по простиранию.

Технология скважинной гидродобычи угля, помимо процесса собственно разработки включает и процесс гидравлической доставки разработанного материала на поверхность. Для этой цели предусматривается выдачная скважина. В данном случае выдачная скважина пробуривается от поверхности земли по вертикали до нижней отметки разработки крутопадающего пласта. В качестве конкретного выдачного устройства в процессе опытных работ предусматривается использование эрлифта. В качестве резервного средства, как вариант, может быть использован гидроэлеватор.

Выдачная скважина проходится вертикально, однако в случае недостаточной устойчивости вмещающих пород не исключается принципиальная возможность бурения наклонных выдачных скважин в ненарушенных породах за пределами мульды сдвижения. В этом случае возможность использования эрлифта проблематична.

Скорости, обеспечивающие взвешивание транспортируемого твердого материала, образуются внутри трубы, однако в потоке жидкости, вовлекаемой в приемное отверстие, они быстро падают по мере удаления от трубы. Поэтому эрлифт способен вовлекать осевшие на дно твердые частицы лишь в непосредственной близости от приемного отверстия. При непрерывном поступлении твердого материала создается опасность завала приемной части эрлифта и забивки входного отверстия.

Обычно для обеспечения бесперебойной работы эрлифта в его конструкцию включают гидромониторную насадку, направленную в сторону приемного отверстия, или используют автономно работающий монитор, периодически направляемый в сторону приемного отверстия.

В проектируемых опытных работах по предложению Н.Г. Малухина намечено кроме перечисленных конструкций применение искусственного вихревого потока во внешней среде, который обеспечивает начальную скорость трогания (взвешивания) осевших твердых частиц в окрестностях входного отверстия эрлифта. Кроме того, вихревой поток, благодаря эффекту поперечной циркуляции, стимулирует движение взвешенных твердых частиц в радиальном направлении к приемному отверстию, располагаемому в центре вращения вихревого потока. Благодаря этому обеспечивается высокая консистенция гидросмеси и при этом оптимально используется транспортирующая способность эрлифта. Вихревой поток образуется с помощью специального вихреобразующего устройства, размещаемого в нижней части эрлифтной трубы. Для обеспечения искусственного вихреобразования в эрлифт подается, помимо сжатого воздуха, также и напорная вода. При использовании искусственного вихревого потока забивка входного отверстия исключается.

Взрывное дробление угля может быть также выполнено по различным схемам. Например, одновременное дробление всего разрабаты-

ваемого массива или дробление отдельными отсеками по мере их разработки.

Одним из возможных приемов разработки ненарушенного угля может быть следующий. В замкнутую разрабатываемую полость через герметизированную трубу подается водовоздушная смесь вплоть до получения заданного повышенного давления в полости.

Водовоздушная смесь заданного давления получается с помощью бустерного устройства, сосуда, в который под одинаковым давлением подаются воздух с помощью компрессора и вода с помощью вспомогательного насоса. Бустерное устройство, в котором происходит смешение воды и воздуха, соединяется с всасывающей линией основного насоса, который закачивает ее в разрабатываемую полость. На напорной линии основного насоса монтируется выпускной патрубок с быстроотрывающимся вентилем.

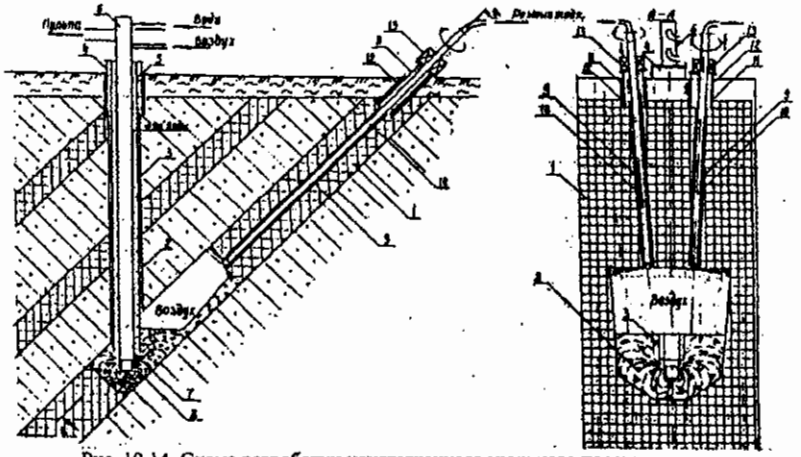


Рис. 19.14. Схема разработки ненарушенного угольного пласта с использованием вертикальной эрлифтной выдачной трубы, с регулируемым затоплением посредством герметизированной воздушной полости:
1 – разрабатываемый пласт; 2 – выданная скважина: 3 – обсадная труба; 4 – кондуктор; 5 – цементация; 6 – эрлифтная труба; 7 – воздушная насадка; 8 – вихревой поток; 9 – мониторная скважина; 10 – монитор; 11 – кондуктор; 12 – цементация; 13 – привентор

После определенной выдержки, в течение которой в полости поддерживается заданное давление, и это давление через трещины в угольном массиве передается на определенный объем массива, производится резкое открытие вентиля выпускного патрубка. В результате в замкнутой системе возникает сброс давления. Благодаря упругости среды, давление в массиве угля изменяется с большим градиентом, в результате массив испытывает динамический удар, который вызывает интенсивное дробление и обрушение определенного объема угля. После извлечения этого объема описанный прием повторяется многократно, до полной выработки пласта.

Для осуществления технологических приемов отработки угля в крутопадающих пластах, рекомендуются 4 основные технологические схемы, показанные на рис. 19.14 – 19.17. Указанные схемы намечается осуществить в опытных работах в качестве независимых вариантов – с целью дальнейшего сопоставления полученных результатов и обоснованного выбора оптимального – для последующего использования в промышленной добыче угля.

Схема 1, показанная на рис. 19.14. отражает осуществление технологии разработки ненарушенного массива угля гидромониторной струей в искусственной воздушной среде.

Процесс разработки угля происходит согласно описанной технологии. Разработанный уголь смывается по наклонной поверхности безнапорным потоком.

В нижней части пласта поддерживается магазин обрушенного угля, из которого уголь под действием вихревого потока поступает в приемное отверстие эрлифтной трубы с высокой консистенцией.

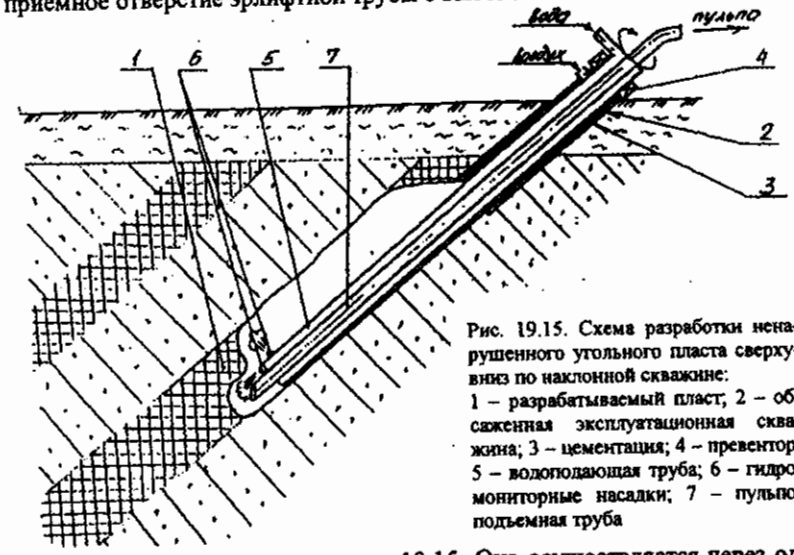


Рис. 19.15. Схема разработки ненарушенного угольного пласта сверху-вниз по наклонной скважине:
1 – разрабатываемый пласт; 2 – обсаженная эксплуатационная скважина; 3 – цементация; 4 – превентор; 5 – водоподающая труба; 6 – гидромониторные насадки; 7 – пульпоподъемная труба

Схема 2 показана на рис. 19.15. Она осуществляется через одну наклонную скважину и предусматривает отработку угольного пласта сверху вниз. Такое технологическое решение существенно уменьшает затраты на бурение скважин, кроме того здесь отсутствует операция по сбойке пульпоподъемных и гидромониторных устройств, т.к. они располагаются в одной скважине.

В процессе выемки угля производится опускание скважинного оборудования через превентор на длину секции 6-8 м. После этого прекращается подача напорной воды и наращивается секция скважинного оборудования.

После отработки пласта на заданную глубину, которая будет определяться исходя из давления, развиваемого компрессором, скважинное оборудование демонтируется из скважины.

В качестве пульподъемного оборудования в этой схеме может быть использован также гидроэлеватор, что позволит отказаться от герметизации скважины, но при этом значительно увеличится энергоемкость выемки угля.

Схема 3, показанная на рис. 19.16. отражает осуществление технологии разработки пласта с использованием взрывного дробления угля из вертикальных скважин отдельными блоками.

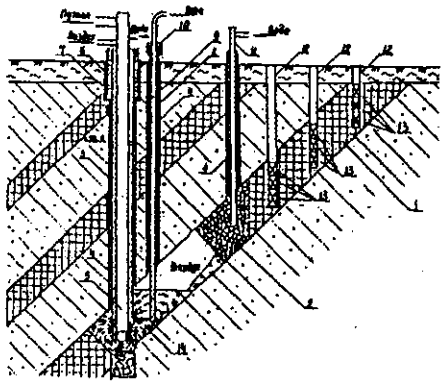


Рис. 19.16. Схема разработки угольного пласта с последовательным взрывным дроблением и обрушением угля отдельными блоками через вертикальные скважины с дополнительным смывом раздробленной массы через те же скважины:
1 —разрабатываемый пласт; 2 – раздробленный блок угля; 3 – выдачная скважина; 4 – обсадная труба; 5 – эрлифтная труба; 6 – кондуктор; 7 – цементация; 8 – манитроная скважина; 9 – монитор; 10 – превентор; 11 – смывная труба; 12 – зарядная скважина; 13 – заряды ВВ; 14 – вихревой поток

Схема 4, показанная на рис. 19.17, отражает осуществление технологии разработки пласта с использованием взрывного дробления одновременно всей массы угля. Разработка производится в замкнутом объеме, где создается давление, превышающее гидростатическое давление в окружающей среде.

Водовоздушная смесь подается через водяную трубу выданного устройства.

Для подачи смеси под принятым давлением 10 МПа используются 2 плунжерных насоса типа 9МГР-61 или 9МГР-73, развивающие давление до 16 МПа при производительности 17 и 12,2 м^3/ч соответственно. Для подачи сжатого воздуха используется компрессорная станция, входящая в комплект технологического оборудования. Для смешивания воды и воздуха используются 2 бустерные станции, в которые вода подается самотеком из емкости, всасы насосов 9МГР подключены к бустерным станциям, по ним поступает водовоздушная смесь и под давлением 10 МПа подается в скважину. Насосы работают параллельно, напорные трубопроводы объединяются в магистраль через смеситель, выравнивающий возможную разницу в давлениях.

Работы с взрывным дроблением всего массива угля выполняются в случае неудовлетворительного результата работ с закачкой водовоздушной смеси на том же объеме угольного пласта, а в случае удовлетворительного результата они выполняются на том же участке пласта после частичной отработки массива угля указанным методом динамического воздействия.

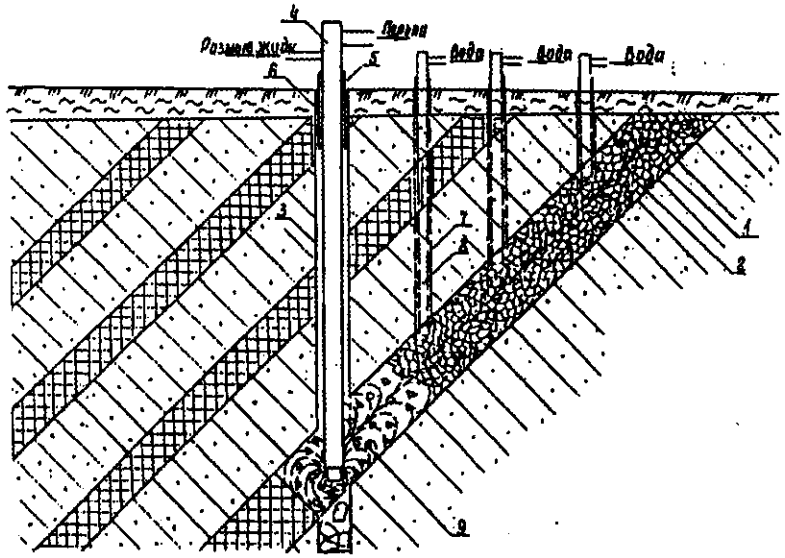


Рис. 19.17. Схема разработки раздробленного угольного пласта через выдачную герметизированную трубу под повышенным давлением с использованием вихревого потока; при неудовлетворительном обрушении раздробленной массы используются дополнительно пробуренные скважины для подачи напорной воды:
1 – разрабатываемый пласт; 2 – раздробленная масса угля; 3 – выдачная скважина; 4 – выдачная напорная труба; 5 – кондуктор; 6 – цементация; 7 – дополнительная скважина; 8 – водоподающая труба; 9 – вихревой поток

Перед взрывным дроблением всей массы пласта выдачная труба 4 поднимается выше кровли пласта, а после завершения дробления опускается и герметизируется. Взрывное дробление пласта производится из наклонных зарядных скважин, пробуренных с поверхности вдоль пласта.

После выполнения взрывного дробления массива зарядные скважины ликвидируются.

При расчете значений технологических параметров приняты следующие исходные данные.

Суммарный рабочий расход воды на все процессы принят в количестве 300 м^3/ч, что соответствует производительности одного насосного агрегата типа ЦНС-300-1000. Для варианта с использованием гидроэлеватора предусматривается задействование дополнительно двух насосов ЦНС-300-1000. Максимальное расчетное давление, используемое в гидродобычном оборудовании, принимается 10 МПа.

Технологические схемы подземной СГД (ПСГД) можно разделить на 3 типа по направлениям отработки: по восстанию, падению и простиранию пласта (рис. 19.18).

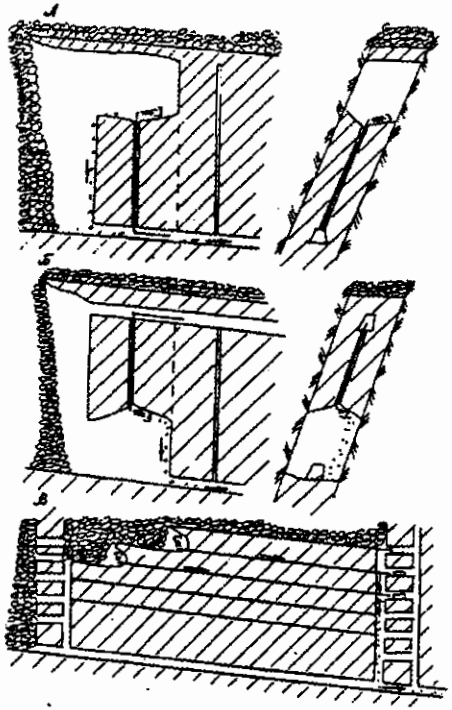


Рис.19.18. Схемы подземной скважинкой гидродобычи угля:
А – по восстанию пласта; Б – по падению пласта; В – по простиранию пласта

Первая из них предполагает бурение скважин из штрека на глубину от 10 до 100 м по восстанию пласта в зависимости от устойчивости покрывающих пород. В скважине монтируется гидромонитор, состоящий из секций труб с насадкой на конце, перпендикулярной ставу труб. Отработка пласта ведется сверху вниз. По варианту схемы, предложенному институтом УкрНИИгидроуголь, разрушенный уголь транспортируется вниз по той же скважине, в которой расположен скважинный гидромонитор. По мере размыва пласта, секции гидромонитора постепенно демонтируются из его става. По варианту, предложенному ИГД им. А.А. Скочинского, транспорт угля осуществляется через соседнюю, ранее отработанную камеру или транспортную скважину, пробуренную по восстанию вдоль границы отрабатываемой полосы. Скважинный гидромонитор управляется дистанционно и

выполнен из шарнирно соединенных звеньев, что позволяет перемещать его по скважине и укладывать в горной выработке без остановки процесса размыва.

Технологическая схема ПСГД по падению пласта осуществляется через скважину, соединяющую два штрека, расстояние между которыми по падению пласта может достигать 50-100 м. Скважинный гидромонитор, аналогичный описанному в предыдущей схеме, монтируется из верхнего штрека, куда и поднимается по мере размыва полосы по падению пласта. Разрушенный уголь под собственным весом попадает на нижний штрек и самотеком транспортируется по нему. При этой схеме всегда обеспечивается размыв свободной гидромониторной струей, что способствует повышению эффективности гидравлического разрушения, однако технология выемки усложняется необходимостью оставления или погашения целика над верхним штреком.

Технологическая схема ПСГД по простиранию пласта позволяет применить более эффективный способ управления горным давлением полным обрушением вышележащих пород в процессе размыва в отступающем порядке, что невозможно при выемке по восстанию или падению пласта. Скважина, пробуренная по простиранию пласта на глубину до 100 м служит для размыва пласта смонтированным в ней скважинным гидромонитором и самотечного транспорта разрушенного угля, поэтому она бурится под определенным уклоном.

Технология ПСГД позволяет Снизить себестоимость добычи угля по сравнению с буровзрывной технологией в 4 раза, а с традиционной гидравлической технологией в 2 раза. Снизить затраты времени и материалов на проходку и крепление выработок в 4-5 раз. Увеличить производительность труда по выемочному участку в 3-4 раза. Повысить нагрузку на выемочный участок до 2 тыс. тонн и более при одновременной отработке нескольких скважин. Снизить долю ручного труда за счет механизации процессов бурения скважин и монтажа скважинного гидромониторного оборудования. Повысить безопасность труда шахтеров благодаря нахождению горнорабочих на значительном расстоянии от добычного забоя.

Добычное оборудование для СГД угля. Оборудование для гидродобычи (рис. 19.19 – 19.22.) угля разработано с целью выбора эффективной технологической схемы разработки крутопадающих угольных пластов скважинным способом. Комплекс конструктивно совместимого оборудования предлагает многовариантность использования оборудования как инструмента для реализации поставленной задачи. Два обстоятельства – работа гидромонитора в незатопленной подземной камере (струя гидромониторной воды в этом случае имеет большую эффективность и дальность действия) и прочность пласта – обусловливают необходимость набора гидрооборудования для осуществления выемки угля с

глубин 100 м и более. Из условия отработки пласта гидрооборудование является составным (секционным), что позволяет получить при необходимой надежности соединений достаточную гибкость става при эксплуатации, т.е. снятие вредных нагрузок и перенапряжений в соединениях, особенно при местных завалах и обрушениях. Максимальный габарит диаметра става гидродобычного оборудования принят из условия применения обсадной трубы ∅ 325 х 8. Герметизирующие устройства внутри обсадной трубы позволяют удерживать избыточное давление в камерах эксплуатационных скважин порядка 0,5...0,7 МПа. Гидродобычное оборудование привязано к исходному оборудованию с характеристиками: расход воды до 300 м^3/ч, давлением до 10 МПа; расход воздуха до 2400 м^3/ч, давлением до 3,5 МПа. В комплект предлагаемого оборудования входят такие изделия, как:

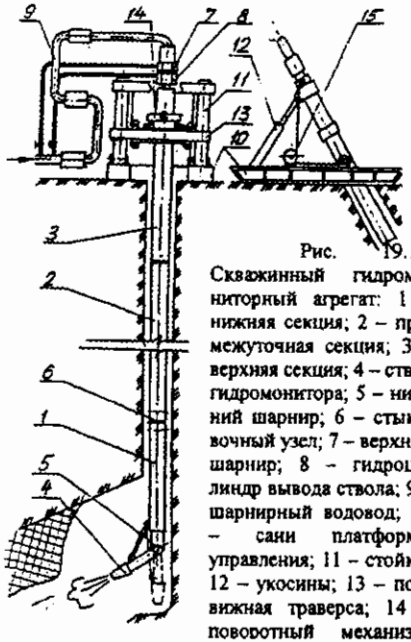


Рис. 19.19. Скважинный гидромониторный агрегат: 1 – нижняя секция; 2 – промежуточная секция; 3 – верхняя секция; 4 – ствол гидромонитора; 5 – нижний шарнир; 6 – стыковочный узел; 7 – верхний шарнир; 8 – гидроцилиндр вывода ствола; 9 – шарнирный водовод; 10 – сани платформы управления; 11 – стойки; 12 – укосины; 13 – подвижная траверса; 14 – поворотный механизм;

Рис. 19.20. Скважинный гидроэлеваторный агрегат: 1 – нижняя секция; 2 – промежуточная секция; 3 – верхняя секция; 4 – стыковочный узел; 5 – перфорированная крышка приемной камеры; 6 – основная и вспомогательная насадки; 7 – устройство переключения насадок; 8 – тяга управления устройством; 9 – гидроцилиндр; 10 – телескопический водовод: 11 –

- грузовая платформа, на которой базируются все виды оборудования СГД и обеспечивается управление всеми типами агрегатов;

- скважинный гидромониторный агрегат предназначен для размыва угольного пласта в незатопленных условиях, в том числе при избы-

точном давлении воздуха в подземной камере через вертикальные и наклонные скважины;

- скважинный гидроэлеваторный агрегат предназначен для подъема на поверхность гидросмеси угля крупностью до 80 мм по вертикальным или наклонным скважинам в незатопленных условиях при естественном атмосферном давлении;

- скважинный эрлифтный агрегат предназначен для подъема по выдачной скважине гидросмеси угля крупностью до 150 мм на поверхность из затопленной камеры и из камеры с избыточным давлением воздуха;

- устройство для напорного подъема гидросмеси обеспечивает подъем взорванной массы угля на поверхность через вертикальную скважину при избыточном давлении воды в подземной камере;

Рис. 19.21. Скважинный эрлифтный агрегат: 1 - нижняя секция со стационарной насадкой; 2 - нижняя секция с вихреобразующим устройством; 3 - промежуточная секция; 4 - верхняя секция; 5 - стыковочный узел; 6 - обсадная колонна скважины; 7 - воздухопроводная труба с форсункой; 8 - водопроводная труба; 9 - шарнирный водовод; 10 - платформа управления

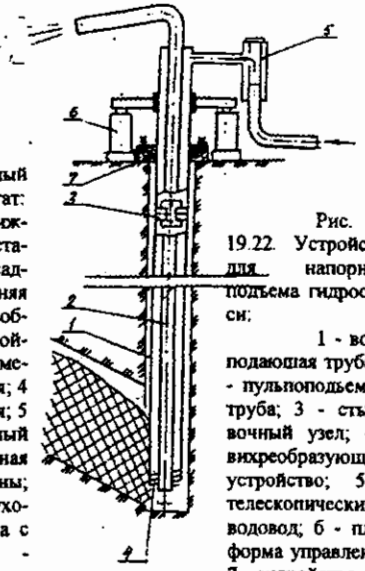


Рис. 19.22. Устройство для напорного подъема гидросмеси: 1 - водоподающая труба; 2 - пульпоподъемная труба; 3 - стыковочный узел; 4 - вихреобразующее устройство; 5 - телескопический водовод; 6 - платформа управления; 7 - устройство герметизации скважины

- комбинированный гидродобычный агрегат применяется при разработке угольного пласта через наклонные скважины при создании избыточного давления воздуха в подземной камере. Он может использо-

ваться для сбойки по пласту наклонной скважины и вертикальной эрлифтной или гидроэлеваторной скважиной, для размыва и подъема угля на поверхность при отработке пласта сверху-вниз по падению и при гидромонигорном-размывелласта снизу-вверх.

Экономическая эффективность проекта была высоко оценена, так производительность труда повышается в 7 раз, а себестоимость уменьшается в 2 раза в сравнении с отработкой для угля обычным способом.

19.8. ЗАДАЧИ И ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАБОТ

Приоритетными направлениями для технологии скважинной гидродобычи является освоение месторождений титановых, циркониевых, марганцевых, ванадиевых, железных, стронциевых, германиевых руд, что позволит снять импортную зависимость России по этим важнейшим видам минерального сырья.

Перспективными для применения технологии СГД являются [9,28]:

- Месторождения богатых железных руд КМА, на Урале, в Западной Сибири, на Украине.
- Месторождения карбонатных марганцевых руд в Республике Коми, в Кемеровской области, Красноярском крае; месторождения окисленных руд в этих же районах, Алтайском крае, Иркутской области, на Украине, в Казахстане.
- Месторождения железо-марганцевых руд с никелем, кобальтом и другими металлами в Республике Коми, Архангельской области, на Урале, в Алтайском крае, Красноярском крае, на Украине.
- Месторождения окисленных медных руд на Урале.
- Титано-цирконовые россыпи в Белгородской области, Ставропольском крае, Воронежской и Нижегородской областях, на Среднем и Южном Урале, в Томской, Омской, Новосибирской, Тюменской областях, на Украине и в Казахстане.
- Месторождения стронциевых руд в Пермской области.
- Месторождения металлоносных битумов и асфальтитов (ванадий, никель, золото и др.) в Оренбургской области, в Республике Татария, в Казахстане.
- Месторождения алмазов в Архангельской области и других районах Европейской части России.
- Месторождения металлоносных углей (германий, галлий и др.) на Сахалине, в Приморском крае, Республике Хакасия.

- Месторождения энергетических, металлоносных и технологических углей в Западной и Восточной Сибири, в Приморском крае и других районах.
- Золотоносные россыпи на Урале, в Иркутской, Магаданской, Кемеровской, Читинской и Амурской областях, Красноярском крае, Республике Бурятия, Алтайском крае, в Республике Якутия-Саха, на Украине.
- Касситеритовые россыпи в Приморском крае, в Республике Якутия-Саха и других районах.

Основные задачи исследования связаны с совершенствованием технологических процессов выемки при СГД и параметров системы разработки.

Здесь приоритетными задачами являются:

- Повышение эффективности гидравлического разрушения пород в условиях затопленной подземной камеры.
- Обеспечение надежного подъема разрушенных полезных ископаемых с большим содержанием крупнообломочного материала.
- Снижение энергоемкости подъема гидросмеси при больших глубинах разработки.
- Повышение объема добычи из подземных камер при неустойчивых породах в кровле продуктивного пласта.
- Повышение извлечения полезного ископаемого за счет снижения технологических потерь, разубоживания вышележащими породами и применения систем разработки, обеспечивающих сплошную выемку с закладкой выработанного пространства.

Литература

1. Аренс В.Ж. Скважинная добыча полезных ископаемых. М., Недра, 1976.
2. Аренс В.Ж., Исмагилов Б.В., Шпак Д.Н. Скважинная гидродобыча твердых полезных ископаемых. М., Недра, 1980.
3. Аренс В.Ж. Методические вопросы исследований в геотехнологии. Вып. 2, ГИГХС, Люберцы,1979.
4. Аренс В.Ж., Брюховецкий О.С., Хчеян Г.Х. Скважинная гидродобыча угля. Учебное пособие. М., МГРА,1995.
5. Аренс В.Ж., Панков Ф.В. и др. Опыт скважинной гидродобычи руд на Шамраевском участке КМА. Горный журнал, №1,1995.
6. Аренс В.Ж., Шпак Д.Н. и др. Добыча песка и гравия через скважины. «Автомобильные дороги», №6, 1985.
7. Бабичев Н.И. Технология скважинной гидродобычи полезных ископаемых. Учебное пособие, Изд-во МГРИ, 1981.
8. Бабичев Н.И. Проектирование геотехнологических комплексов. Учебное пособие. М., Изд-во МГРИ, 1985.
9. Бабичев Н.И., Тигунов Л.П. Скважинная гидротехнология – новый способ освоения земных недр. Материалы 1-го советско-югославского симпозиума по проблеме скважинной гидравлической технологии. Апрель 1991.Т.1.

10. Бабичев Н.И. , Николаев А.Н. Скважинная гидравлическая технология – основа высокоэкономичных малых предприятий по добыче твердых полезных ископаемых. Горный журнал, №4,1996.
11. Бабичев Н.И., Либер Ю.В., Кройтор Р.В., Левченко Е.Н. Скважинная технология добычи титано-цирконовых песков Тарского месторождения. Горный информационно-аналитический бюллетень МГГУ № 2, 1999.
12. Бабичев Н.И., Фролов П.А. Опытные работы и проблемы освоения технологии и технических средств скважинной гидродобычи алмазосодержащих кимберлитов Архангельской области. Горный информационно-аналитический бюллетень МГГУ № 2, 1999.
13. Бабичев Н.И., Либер Ю.В., Абрамов Г.Ю. Интенсификация работы скважин водоснабжения, газо и нефтедобычи с использованием технических средств скважинной гидротехнологии. Горный информационно-аналитический бюллетень №5. 2000, М.
14. Байков Б.Н., Либер Ю.В. Варианты рахработки Малышевского месторождения способом скважинной гидродобычи. Материалы 1-го советско-югославского симпозиума по проблеме скважинной гидравлической технологии. Апрель 1991.Т.1.
15. Берестянский Ю.А., Бобков Ю.П., Сильвестров Л.К. Подземные резервуары в вечномерзлых породах. Газовая промышленность, сентябрь,1999.
16. Богданов Ю.М., Грохотов В.А., Соломаткин А.С. О создании подземного резервуара затопленными струями с вращением водоподающей колонны. «Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья», №4, 1985.
17. Иванцов О.М. Хранение сжиженных углеводородных газов. М., Недра, 1973.
18. Ильштейн А.М., Либерман Ю.М. и др. Методы расчета целиков и потолочин камер рудных месторождений. М., Наука, 1964.
19. Исмагилов Б.В., Хрулев А.С. Исследование технологии гидравлического разрушения и доставки фосфоритной руды при СГД в затопленной камере. //Проблемы геотехнологии. Тр.ГИГХС, вып.59. М., Недра, 1982.
20. Каменев П.Н. Гидроэлеваторы в строительстве. М., Стройиздат, 1970.
21. Курганов А.М., Федоров Н.Ф. Справочник по гидравлическим расчетам систем водоснабжения и канализации. Л., Стройиздат, 1973.
22. Кузнецов Г.Н. Исследование деформаций и давлений, возникающих в многослойной консоли кровли и взаимодействия ее с крепью. //Сб. ВНИМИ, XXXIУ,1960.
23. Лукьянченко Е.С.,Фищенко В.И. Дистанционная гидроотбойка угля из восстающих скважин на весьма тонких пластах. «Уголь Украины» май, 1986.
24. Никонов Г.П., Кузьмич И.А. и др. Научные основы гидравлического разрушения угля. М., Наука, 1973.
25. Рекомендации по струйной технологии сооружения противофильтрационных завес, фундаментов, подготовки оснований и разработки мерзлых грунтов. М., НИИОСП, 1989.
26. Скрынников В.В., Найденко И.Ю., Мозгунов А.Я., Заварзин В.Г. Опыт работы и особенности скважинного гидравлического опробования титано-циркониевых песков. //Материалы 1-го советско-югославского симпозиума по проблеме скважинной гидравлической технологии. Т.1.1991.
27. Слесарев В.Д. Управление горным давлением при разработке угольных пластов Донецкого бассейна. Углетехиздат, 1952.
28. Тигунов Л.П. Внедрение физико-химических технологий - кардинальный путь освоения минерально-сырьевых ресурсов в условиях становления рыночной экономики. Горно-информационный бюллетень. МГГУ №2, 1999.
29. Труфанов Д.В., Лейзерович С.Г. и др. Скважинная гидродобыча богатых железных руд КМА – проблемы и перспективы. Горный информационно-аналитический бюллетень МГГУ №2, 1999.
30. Фролов П.А., Либер Ю.В. Опытно-промышленные испытания скважинной гидротехнологии на титаноциркониевых месторождениях. Горный журнал, №1,1995.
31. Хрулев А.С., Папко В.П., Умеренко В.В. Основные направления исследований по скважинной гидродобыче золотосодержащих песков. //Сб. науч. тр. ВНИИ-1 «Повышение эффективности технологии разработки россыпных месторождений», Магадан, 1989.
32. Хрулев А.С. Способы и средства подъема гидросмеси при скважинной гидродобыче. Горный информационно-аналитический бюллетень МГГУ № 2, 1999.
33. Хрулев А.С., Папко В.П. Особенности отработки подземных камер при скважинной гидродобыче песков из мощных многолетнемерзлых россыпей. //Сб. тр. ВНИИ-1 «Повышение эффективности технологии разработки россыпных месторождений». Магадан, 1989.
34. Хрулев А.С., Салохин В.И. Струйные технологии на объектах газовой промышленности. «Газовая промышленность», сентябрь 1999.
35. Хрулев А.С. Влияние горио-геологических характеристик погребенных россыпей золота на выбор технологии и оборудования СГД. Горный информационно-аналитический бюллетень №5 М., 2000,
36. Хчеян Г.Х., Мижерова Р.С., Романов В.В. Расчет параметров целиков при СГД с учетом коэффициента формы. Труды ГИГХС, в. 41, М., 1977.
37. Хчеян Г.Х. Методика оптимизации параметров процесса скважинной гидродобычи. Материалы 1-го советско-югославского симпозиума по проблеме скважинной гидравлической технологии. Т.1, 1991.
38. Черней Э.И., Бабичев Н.И. и др. Моделирование процессов размыва золотосодержащих песков применительно к скважинной гидродобыче. «Колыма», №3, 1975.
39. Черней Э.И., Юройц А.В. Экспериментальные исследования параметров гидроподъема при разработке россыпных месторождений методом скважинной гидродобычи. «Колыма», №7, 1983.
40. Шпак Д.Н. Гидродобыча раздельно-зернистых полезных ископаемых через скважины при неустойчивой кровле пласта. Материалы 1-го советско-югославского симпозиума по проблеме скважинной гидравлической технологии. Т.1, М., 1991.
41. Hydraulic mining through small diameter boreholes. Mining and minerals Engineering.1970, №7049.
42. Summer D. Recent advances in water jet Coal Mining . Colliery Gnard,1979, №9.
43. Savanicr George A. Borehole slurry mining of coal and uraniferouse sandstone. Indian Mining and Engineering Journal.№18,1979, p. 26-30.
44. Alternative Mining Method for Deep Alluvials. Mining Journal. Australia. 982, v.299, №7677.

20. ПОДЗЕМНОЕ ВЫЩЕЛАЧИВАНИЕ МЕТАЛЛОВ (ПВ)

Быстрейшее (за последние 50 лет) развитие технологии подземного выщелачивания, особенно урановых руд, потребовало привлечения многих специалистов химиков, гидрогеологов, геологов, технологов, буровиков и т.д., которыми опубликовано большое число работ, в том числе и такой крупной монографии, как «Справочник по геотехнологии урана» под редакцией профессора Д.И. Скороварова (1997), в которой подведены итоги работы многих ученых и предприятий.

По проблеме подземного выщелачивания в статьях и монографиях опубликован обширный материал по геотехнологии полиэлементных руд, руд цветных металлов и золота. Среди работ последних лет большой практический и научный материал опубликован в капитальных работах «Строительство и эксплуатация рудников подземного выщелачивания» под редакцией В.Н. Мосинца (1987), «Комплексы подземного выщелачивания» под редакцией О.Л. Кедровского (1992), «Актуальные вопросы добычи цветных, редких и благородных металлов» В.К. Бубнов и др., (1995), «Подземное выщелачивание полиэлементных руд» под редакцией Н.П. Лаверова (1998).

В настоящей работе дается краткое изложение основ подземного выщелачивания, а для более глубокого изучения читателя отсылаем к специальным публикациям, в том числе и перечисленным выше обобщающим монографиям.

20.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ

Использование метода ПВ для добычи цветных металлов известно с XVI в. С конца пятидесятых годов XX в. метод начал применяться для добычи урановых руд. В настоящее время подземное и кучное выщелачивание металлов применяется на многих предприятиях СССР, США, Португалии, Австралии, Мексики, Японии и др. Так, например, на долю США приходится 266 тыс. т/год меди, полученной этим методом. Такой значительный масштаб производства меди обусловлен прежде всего вовлечением в переработку одновременно большого количества руды. При этом используются в основном окисленные и, реже, смешанные руды с невысоким содержанием меди. Наиболее крупное предприятие подземного выщелачивания меди в США «Молли Гибсон» производит 21,6 тыс. т меди в год. На предприятиях Мексики, Португалии, Японии сырьем при подземном выщелачивании служат халькозиновые руды,

потерянные при горной добыче, и руды окисленных верхних зон месторождений. В основном медь получают разбрызгиванием выщелачивающих растворов по поверхности в зоне обрушения месторождений и в ряде случаев – подачей растворов через скважины. В России широко применяется подземное выщелачивание урана, в 60-е годы начата разработка и внедрение подземного и кучного выщелачивания цветных металлов и золота.

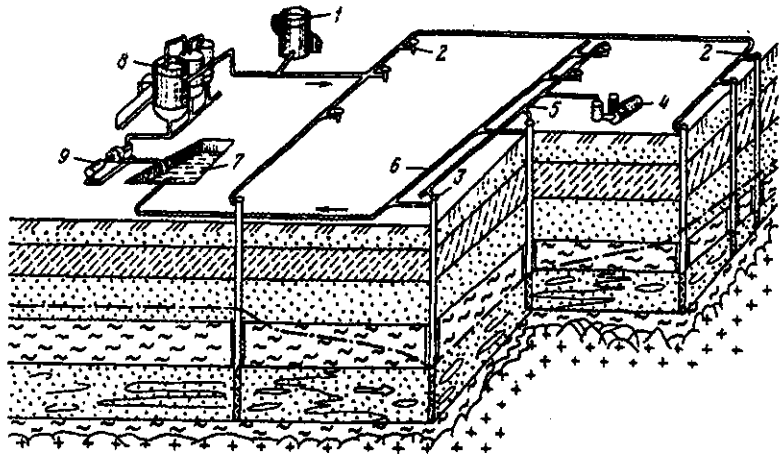


Рис. 20.1. Схема отработки пластового месторождения выщелачиванием через скважины:
1 – узел приготовления раствора; 2 – нагнетательные скважины; 3 – дренажные скважины; 4 – компрессор; 5 – воздухопровод для эрлифта; 6 – коллектор для продуктивного раствора; 7 – отстойник; 8 – установка для переработки раствора; 9 – насос

Под термином подземное выщелачивание обычно понимают **метод добычи полезного ископаемого путем избирательного растворения его на месте залегания и последующего извлечения образованных в зоне реакции химических соединении на поверхность.** Подземное выщелачивание в зависимости от геотехнологических свойств отрабатываемых месторождений осуществляется через скважины, пробуренные с поверхности к рудам, обладающим естественной фильтрацией (рис. 20.1), путем обычной шахтной подготовки месторождения с отработкой отдельных блоков руды системами с выщелачиванием (рис. 20.2) или их различным сочетанием, т.е. шахтная подготовка месторождения и скважинное выщелачивание (рис. 20.3). Кроме этого, технология кучного и отвального выщелачивания основана на тех же принципах извлечения полезного ископаемого. Обычно под термином «кучное выщелачивание» понимается реагентное извлечение полезного компонента из раздробленной и уложенной в кучу руды на специально

складированные растворооорошаемые площадки. Отвальное выщелачивание – это выщелачивание полезных компонентов из старых отвалов бедных руд.

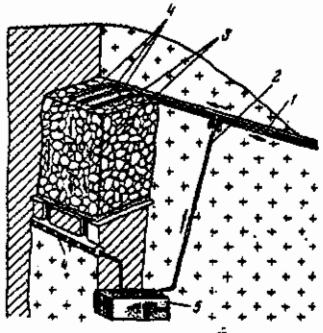


Рис. 20.2. Схема подземного выщелачивания с использованием горных выработок:
1 – трубопровод для рабочих агентов; 2– трубопровод для подъема продуктивного раствора; 3 – взорванный блок руды; 4 – трубопровод для орошения рудного массива; 5 – общий растворо-приемник

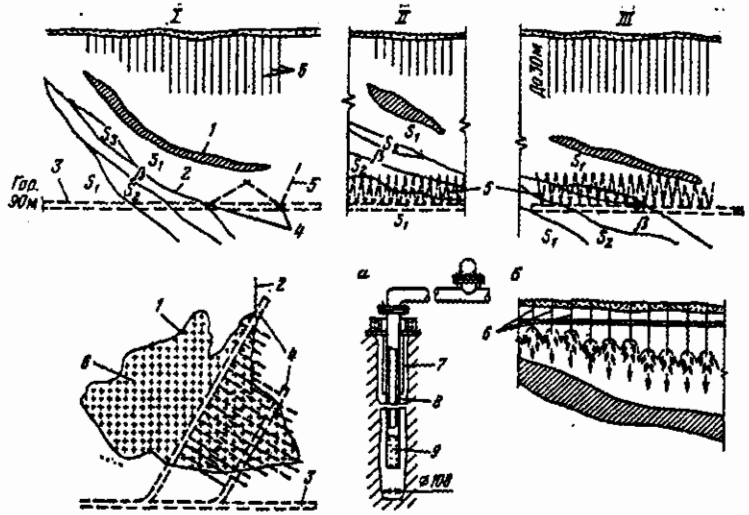


Рис. 20.3. Варианты (*I–III*) комбинированной системы подземного выщелачивания металла с подачей реагента в скважины-оросители, пробуренные с поверхности, и приемом продуктивных растворов в горные выработки:
а – конструкция скважины-оросителя; б – схема движения реагента потока, сформированного при смыкании локальных зон орошения; 1 – рудная залежь, приуроченная к хорошо водопроницаемым изотропным сдренированным породам; 2 – тектоническое нарушение; 3 – полевой штрек; 4 – дренажные штреки; 5 – дренажные скважины; 6 – скважины-оросители для подачи раствора; 7 – кондуктор; 8 – полиэтиленовая колонна (диаметр 100 мм); 9 – фильтр

Выше, в разделе, посвященном химическому выщелачиванию, разбирались теоретические основы технологии ПВ и было показано, что ее существо связано с процессами перевода металлов, содержащихся в

руде, в подвижное состояние, поэтому эффективность использования ПВ приходится определять для каждого конкретного месторождения или даже его участка.

О. М. Гридиным, В. Н. Келиным, Л. Ш. Бикбаевым выполнен пооперационный анализ технологии ПВ (табл. 20.1) с определением основных задач этого способа. В.А. Грабовников предложил по степени влияния физико-геологических факторов оценивать перспективы разработки месторождений методом ПВ (табл. 20.2).

Таблица 20.1

Технологические операции	Цель операции	Возможные способы осуществления операции	Вспомогательные (сопутствующие) мероприятия	Факторы, влияющие на параметры технологии	
				физико-геологические	технические и технологические
Вскрытие залежи	Обеспечение контакта полезного ископаемого с выщелачивающим агентом	Бурение вертикальных, наклонных и наклонно-горизонтальных скважин, оборудование их коррозионностойкими колоннами, пакерами, фильтрами и другим оборудованием. Подготовка рудных блоков подземным способом	Тампонаж смежных фильтрующих горизонтов, отбор и исследование кернов продуктивного горизонта	Физико-механические свойства рудной залежи и покрывающих пород: глубина залегания, формы и наклон залежи, наличие смежных фильтрующих горизонтов	Тип бурового оборудования, его производительность, диаметр бурения, тип рабочего органа, состав промывочной среды
Подготовка залежи	Улучшение условий выщелачивания и фильтрационных свойств залежи, увеличение поверхности реагирования, улучшение состава пласта, гидроизоляция участка	Предварительная промывка пласта, химическое обогащение (выщелачивание попутных компонентов); дробление руды, направленные гидроразрывы, гидровзрывы, создание изолирующих перемычек, экранов	То же	Наличие гидрогеологической разгрузки залежи; коэффициент фильтрации, физико-механические свойства; химический состав	Интенсивность и продолжительность промывки; состав реагента для предварительного обогащения; величина, размещение и порядок взрыва зарядов при дроблении залежи; давление гидроразрыва; состав тампонажных смесей и расположение тампонажных скважин

Технологические операции	Цель операции	Возможные способы осуществления операции	Вспомогательные (сопутствующие) мероприятия	Факторы, влияющие на параметры технологии	
				физико-геологические	технические и технологические
Приготовление выщелачивающего агента	Обеспечение однородной по составу и стабильной по свойствам реакционной смеси	Смешение реагентов в аппаратах с мешалками, сатураторах. Раздельная подача компонентов смеси в скважины. Использование оборотных растворов	Подогрев реагента, аэрация	Состав руды и оборотного раствора	Состав компонентов смеси; тип и характеристики наземного оборудования; расход реагентов, их токсичность и коррозионная активность
Подача выщелачивающего раствора в залежь	Обеспечение заданного расхода выщелачивающего реагента	Налив или принудительная закачка реакционной смеси или ее компонентов в скважины или оросительные системы	Оборудование скважин и оросительных систем расходомерами, устройствами для предотвращения переливов, уровнемерами, регуляторами расхода, манометрами	Проницаемость залежи, химический состав, глубина	Характеристика насосного и вспомогательного оборудования; герметичность трубопроводов и запорной арматуры
Управление фильтрацией выщелачивающего агента в залежи	Обеспечение извлечения полезного компонента в раствор и переноса к откачным скважинам или дренажным выработкам при максимальном охвате залежи и минимальных потерях реагентов	Управление депрессионными полями, борьба с кольматационными явлениями (реверсирование закачки, импульсная закачка, изменение состава выщелачивающего агента), применение динамических барражей (гидро- и аэрозавес)	Интенсификация процесса выщелачивания с использованием ультразвука, ударных волн, электротока, электромагнитных и тепловых полей. Применение автоматических средств контроля и управления процессом. Экологические наблюдения за составом пластовых вод за пределами участка	Проницаемость и химический состав залежи и вмещающих пород; структура и текстура руды; форма рудного тела, расстояние между закачными и откачными скважинами (выработками)	Характеристика насосного и раствороподъемного оборудования, химический состав и вязкость выщелачивающего агента
Откачка продукционного раствора	Обеспечение извлечения полезного компонента из залежи и необходимого соотношения дебитов откачки и закачки	Применение эрлифтов, насосов	Дегазация полученных растворов, очистка газов от токсичных компонентов, шламов	Химический состав залежи и вмещающих пород	Напор и производительность раствороподъемного оборудования

Технологические операции	Цель операции	Возможные способы осуществления операции	Вспомогательные (сопутствующие) мероприятия	Факторы, влияющие на параметры технологии	
				физико-геологические	технические и технологические
Переработка продукционного раствора	Максимальное извлечение полезного компонента из раствора в товарном виде или в виде полуфабриката, утилизация примесей	Использование химических методов осаждения: адсорбции, экстракции, электролиза, диффузии; контроль параметров процесса переработки	Очистка стоков, газов и твердых отходов и токсичных компонентов ниже ПДК; автоматизация процесса переработки	Химический состав залежи и вмещающих пород	Химический состав и расход продукционных растворов, характеристики наземного оборудования, расход реагентов для переработки
Регенерация оборотного раствора	Обеспечение замкнутого водооборота	Очистка оборотных растворов от примесей, влияющих на его физические и химические свойства, подкрепление свежим реагентом для выщелачивания	Очистка регенерационных отходов		Химический состав оборотного раствора, его вязкость, наличие взвесей
Ликвидация отработанного участка и рекультивация земной поверхности	Ликвидация последствий техногенного воздействия на окружающую среду	Промывка и нейтрализация отработанной зоны, тампонаж зоны и скважин, снятие поверхностного слоя, культивирование зеленых насаждений	Очистка промывных вод, контроль законтуренных пластовых вод. Оценочное бурение для определения степени извлечения полезного компонента	Размер ореола загрязнения в недрах, наличие гидрогеологических разгрузок; устойчивость покрывающих пород	Состав нейтрализующих и тампонаж-ных смесей, их расход; характеристики напорного оборудования

Таблица 20.2.

Факторы	Возможная степень влияния на условия применения подземного выщелачивания
Минеральная форма нахождения металла в рудах	Решающий (отрицательный) фактор при нерастворимых минералах металла в слабых растворах кислот и солей. При растворимых минералах – главный фактор, влияющий на затраты растворителя, т. е. на экономику процесса подземного выщелачивания
Мощность рудных тел, содержание металла в рудах, запасы металла Глубина залегания рудных тел	Главный фактор, влияющий на экономику процесса подземного выщелачивания В зависимости от сочетания с другими факторами и собственной величины может быть и второстепенным (при глубине менее 50 м), и главным (при глубине от 50 до 700 м) фактором
Минеральный состав пород рудовмещающего пласта	В большинстве случаев – главный фактор, влияющий на экономику процесса (затраты растворителя), но он может стать решающим (отрицательным) фактором, например, для кислотного выщелачивания при преобладании карбонатных минералов

Факторы	Возможная степень влияния на условия применения подземного выщелачивания
Проницаемость руд и пород рудовмещающего пласта	Решающий фактор. Низкие значения проницаемости исключают техническую возможность осуществления фильтрации растворителя в пласте и проведения процесса подземного выщелачивания. При достаточной проницаемости – главный фактор, определяющий дебиты скважин, т. е. влияющий на экономику процесса
Соотношение проницаемости и проводимости руд и безрудных пород продуктивного пласта	Главный фактор, определяющий степень разбавления продуктивных растворов при эксплуатации, т. е. влияющий на экономику процесса подземного выщелачивания
Глубина залегания уровня подземных вод	Главный фактор, определяющий высоту раствороподъема из откачных скважин и способ подачи рабочих растворов в закачные скважины (свободный налив или принудительное нагнетание). Влияет на экономику процесса. При большой (>300 м) глубине может явиться решающим отрицательным фактором в связи с отсутствием в настоящее время средств подъема агрессивных растворов с таких глубин

Оценку отработки месторождения методом ПВ можно сделать сопоставлением соотношения Ж/Т – массы рабочего раствора, приходящейся на единицу массы отрабатываемого полезного ископаемого (при заданном коэффициенте извлечения). На основании Ж/Т определяется удельный расход реагента. При низких концентрациях реагента используют отношение Ж/Т ($м^3/т$)

20.2. МИНЕРАЛЬНАЯ БАЗА ПВ

Особенности месторождений, пригодных для ПВ, связаны с наличием минералов, содержащих металл, способный легко разрушаться рабочим раствором. Вмещающие породы должны быть инертны к рабочим растворам, а руды обладать естественной или искусственной проницаемостью.

Для ПВ перспективны: 1) месторождения в сильно обводненных и неустойчивых осадочных породах; сюда следует отнести большое число эпигенетических месторождений урана, сформировавшихся в зоне перехода от окислительной к восстановительной обстановке; 2) руды зоны окисления сульфидных месторождений, где уран и медь находятся в форме легкорастворимых минералов;

3) забалансовые участки месторождений, отработанных обычными методами; 4) крупные и глубокозалегающие месторождения с бедными рудами; 5) отвалы действующих и отработанных месторождений.

Во многих работах Б.Д. Халезова, В.Н. Келина, Н.Б. Коростышевского и др. оцениваются запасы различных рудных месторождений, пригодных для кучного и подземного выщелачивания. ВНИПИГОР-

ЦВЕТМетом подготовлена методическая работа по оценке и классификации месторождений меди для ПВ. Методическую часть этой работы можно использовать при рассмотрении сырьевых баз различных месторождений.

Выполненный Унипромедью анализ сырьевой базы для подземного выщелачивания медных руд выявил перспективность ПВ более чем для 30 месторождений. Для подземного выщелачивания свинца и цинка могут быть использованы сульфидные руды в отработанных пространствах и оруденелых боковых породах рудников Садонского свинцово-цинкового комбината. Сырьевой базой для кучного выщелачивания свинцово-цинковых руд могут быть отвалы Коунрадского, Кальмакырского и других рудников.

Перспективными для организации кучного выщелачивания в ближайшие годы являются окисленные и смешанные забалансовые руды Каджаранского медно-молибденового месторождения, а также забалансовые медно-никелевые руды.

Большие перспективы открывает применение ПВ в железорудной промышленности, например подземное выщелачивание бурых железняков в Северном Казахстане (Аятское месторождение).

Широкое применение ПВ должно найти в золотодобывающей промышленности, на месторождениях со сложным, как правило, строением, расположенных вдали от освоенных промышленных районов и в неблагоприятных климатических условиях и поэтому большей частью отнесенных к забалансовым.

Применение геотехнологических методов при разработке месторождений фосфатных руд не менее важно, чем при эксплуатации месторождений руд цветных металлов. Многие фосфатные месторождения нашей страны из-за сложности залегания и трудной обогатимости руд в ближайшей перспективе не могут быть разработаны традиционными методами.

20.3. ТЕХНОЛОГИЯ ПВ

В практике подземного выщелачивания в зависимости от вещественного состава руд используются водные растворы минеральных солеи и солей карбонатов щелочных металлов. В России используется кислотный способ – растворы серной кислоты 5– 50 г/л, pH=0,8–1,2. Основным недостатком подземного выщелачивания является неэкономичность использования при повышенной (более 2–3 %) карбонатности руд и влияние растворов кислот на проницаемость продуктивного пласта, которая может быть связана с временной кольматацией (выпадением из растворов соединений железа и алюминия). Например, при pH, равном

1,5–4,1 и 3,3–5,2 соответственно гидроокислы железа и алюминия выпадают в осадок. При значении pH<2 гидроокислы растворяются и проницаемость восстанавливается. Кроме того, к недостаткам способа можно отнести следующие явления кольматации: постоянную, вызванную выпадением гипса в норовом пространстве, газовую, которая идет из-за выделения углекислоты, и механическую, связанную с зашламованием призабойной зоны.

В США при ПВ урана в основном применяют карбонатное выщелачивание, когда используется карбонат и бикарбонат натрия или аммония (концентрация рабочих растворов: 0,5–10 г/л солей металлов, 0,1–0,3 перекиси водорода, 100–300 мл/л кислорода, pH-8–11). Преимущество этого способа – высокая селективность, меньшая зависимость от карбонатности, отсутствие переотложения урана в твердой фазе, более простая схема переработки продуктивных растворов. К недостаткам следует отнести необходимость использования окислителей (перекиси водорода с ингибиторами, кислорода воздуха в присутствии катализаторов–ионов меди). Кроме того, карбонатному выщелачиванию мешают сульфиды, и вообще процесс идет замедленно и хуже вскрывает минералы руд.

Обычно технологический процесс подземного выщелачивания ведется в несколько стадий: 1 – закисление (ведется более слабыми растворами до появления промышленной концентрации урана); 2–отработка руд рабочими растворами; 3–вытеснение из пласта продуктивных растворов водой.

При подземном выщелачивании применяют в большинстве случаев две схемы подачи растворителя в залежь – орошение разрыхленных скальных руд и замена пластовых вод растворителем. При первой схеме рабочие растворы стекают по кускам руды под действием силы тяжести в виде тонких пленок, а расход раствора не лимитируется проницаемостью залежи и подбирается таким образом, чтобы добиться наибольшей производительности процесса, определяемой произведением расхода на концентрацию. При второй схеме движение растворов представляет собой напорную фильтрацию между взаимодействующими выработками. Гидродинамическое поле в этом случае определяется расположением скважин и фильтрационными свойствами рудовмещающего водоносного горизонта, а также теми изменениями, которые происходят при взаимодействии руды с рабочим раствором.

Успешное применение выщелачивания для разработки месторождения зависит от правильного учета гидрогеологических факторов, влияющих на ход отработки. Анализ влияния этих факторов рассмотрен в гл. 2 и 3. Кроме того, важную роль играют и такие факторы, как состав руд и вмещающих пород, размеры и форма залежей, глубина их залегания, текстура и структура руд, гидродинамические параметры рудовмещающего водоносного горизонта, степень и характер неоднородности в

плане и разрезе. При современном развитии техники не всякое месторождение можно отрабатывать методом ПВ. Для этого оно должно удовлетворять определенным требованиям. Так, минералогический состав залежи и вмещающих пород должен обеспечивать избирательное извлечение полезного ископаемого при экономически допустимом расходе рабочих агентов. Проницаемость залежи должна превышать проницаемость вмещающих пород. Взаимодействие рабочего раствора с породами не должно приводить к прекращению фильтрации и др.

Возможны различные технологические схемы ПВ, из которых наиболее широко применяются схемы выщелачивания из проницаемых руд в естественном залегании через скважины и с предварительным дроблением скальных руд взрывами с использованием горных выработок для подачи и отвода растворов.

По первой схеме (рис. 20.1) месторождение вскрывается системой скважин, располагаемых рядами, многоугольниками, кольцами. В скважины подают растворитель, который, фильтруясь по залежи, выщелачивает полезные компоненты и затем откачивается через другие скважины. Конструкция скважин для ПВ проста (рис. 20.4, 20.5). Особенностью скважин является применение труб из полиэтилена.

По второй схеме (рис. 20.2) залежь вскрывают подземными горными выработками. Отдельные блоки разбуривают скважинами и производят взрыв. Затем на верхнем горизонте ведут орошение массива рабочим агентом, который стекает вниз под действием силы тяжести, смывает куски руды и растворяет минералы полезного ископаемого. На нижнем горизонте растворы собирают и перекачивают на поверхность для переработки. Орошение ведется периодически. При снижении концентрации продуктивного раствора орошение прекращают и дают массиву выстояться. Режим чередования этих операций определяется опытным путем. Эта схема применяется главным образом на месторождениях, отрабатываемых подземным способом.

Существо третьей схемы ясно из рис. 20.3. Оборудование для ПВ включает узел приготовления растворителей, систему трубопроводов для подачи их в скважину, оборудование для откачки и перекачки продуктивных растворов, узел переработки растворов.

Поверхностный технологический комплекс (см. гл. 4) передела продуктивных растворов на урановых предприятиях состоит из: 1) сорбционной переработки на ионообменных смолах; обработанные растворы доукрепляются и возвращаются в оборот; 2) десорбции урана кислотами или смесью нитратных и хлоридных растворов с получением растворов, содержащих 3–40 г/л урана; 3) регенерации ионообменных смол и осаждения их аммиачным или щелочным способом.

Технологию выщелачивания хорошо иллюстрирует схема выщелачивания свинца и цинка из бедных сульфидных полиметаллических

руд, разработанная В. И. Келиным, К. К. Хулилидзе и др. Предварительно разрушенная руда в блоке орошается через скважины раствором серной кислоты и хлористого натрия, который подается с таким расчетом, чтобы он перемещался по поверхности кусков руды в виде тонких пленок и капель. Пройдя по рудной массе, раствор насыщается катионами свинца, цинка, железа и другими металлами.

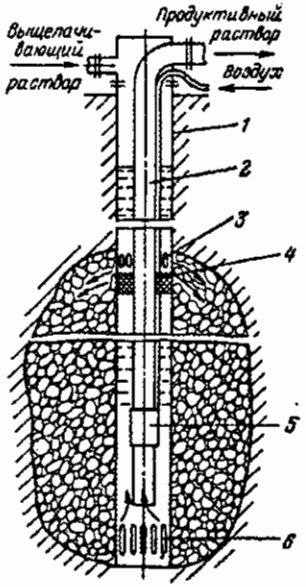


Рис. 20.4. Схема работы эксплуатационной скважины при одновременной подаче и подъеме выщелачивающих и продуктивных растворов: 1 – эксплуатационная колонна; 2 – раствороподъемная колонна эрлифта; 3 – отверстия для подачи выщелачивающих растворов; 4 – пакер; 5 – смеситель эрлифта; 6 – отверстия для поступления продуктивных растворов

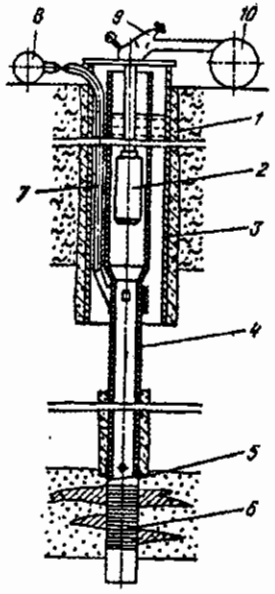


Рис. 20.5. Схема оборудования эксплуатационной скважины ПВ при реверсировании потоков выщелачивающих и продуктивных растворов: 1 – гидроизоляционная оболочка; 2 – раствороподъемник; 3 – кондуктор; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – цементировочный узел; 6 – фильтр; 7 – шланг для подачи выщелачивающих растворов; 8 – коллектор выщелачивающих растворов; 9 – оголовок; 10 – коллектор продуктивных растворов

Далее раствор направляется на очистку от твердых взвешенных частиц отстоем. Нижний слив (шлам) направляется в шламохранилище, а верхний в следующий отстойник, куда подается щелочь до pH = 8,5, при этом катионы всех металлов выпадают в осадок в виде геля. После сгущения верхний слив направляется в оборот, а нижний поступает в реактор, где производится растворение геля при pH = 2. При этом катионы

цинка и железа переходят в раствор, а свинец в виде мелкокристаллического порошка сульфата свинца выпадает в осадок.

В растворе содержится двухвалентное и трехвалентное железо, имеющее различные значения pH осаждения. Окисление железа может производиться любым из известных окислителей. После окисления добавляют щелочь до pH = 5, при этом образуется гель железа. Оставшийся раствор доводят до pH = 8,5, при этом выпадает гель цинка.

Верхний слой направляется в оборот, а полученные селективные осадки на сушку и низкотемпературный обжиг. В результате получаются окислы свинца, цинка и железа. Содержание металлов в них: свинца 50–60, цинка 25–40 и железа 30–40 %.

Развитие ПВ требует совершенствования технологии и оборудования добычных скважин (рис. 20.4 и 20.5), которое постоянно продолжается.

Для ориентировочного расчета параметров процесса ПВ необходимо:

1. Получить исходные данные, содержащие характеристику физико-геологических условий месторождения (глубина залегания, мощность и площадь месторождения, содержание полезного компонента и вредных примесей, вещественный состав, коэффициент фильтрации, эффективная пористость, уровень воды над кровлей продуктивной залежи и т. д.).

2. Подобрать растворитель, а в лабораторных опытах с реальной рудной массой установить его селективность, газовую составляющую и рассчитать необходимый удельный объем раствора на обработку 1 т руды (Ж : Т).

3. Определить параметры технологии, зная (Ж: Т), рассчитать необходимое количество раствора для отработки месторождения как произведение объема руды на удельный расход реагента на выщелачивание 1 т руды, а также задавшись производительностью рудных по объему продуктивных растворов, определить срок отработки месторождения по принятому годовому числу часов работы предприятия и часовую производительность узла приготовления рабочих растворов.

Из гидрогеологических исследований и опытных работ определяется средняя приемистость добычных скважин.

Зная приемистость добычных скважин и часовую производительность узла приготовления рабочих растворов, можно определить число закачных скважин, а в зависимости от принятой системы разработки и число откачных скважин.

Продолжительность работы добычной скважины определяется ее дебитом, запасами полезного ископаемого в зоне действия скважины и коэффициентом извлечения, который устанавливают по лабораторным

опытам (технологический коэффициент извлечения), а также коэффициентом охвата.

Ориентировочную сетку добычных скважин можно определить по методике, изложенной в гл. 8.

Получив все технологические параметры, можно установить основные экономические показатели метода.

20.4. ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ

Одним из основных препятствий на пути развития метода выщелачивания является низкая скорость растворения, обусловленная нахождением металлов в труднорастворимых соединениях. В связи с этим большое внимание уделяется разработке способов интенсификации процесса. Наметились два основных направления исследований – применение бактерий и наложение на выщелачиваемый массив различных полей. К ним относятся подогрев растворителя или предварительный обжиг руды под землей (В. А. Щелканов), наложение электрического тока, высокочастотного электромагнитного поля (Н. В. Петров, Н. К. Руденко, Ю. Н. Рыбаков), воздействие ультразвука и вибрации (В. С. Ямщиков), а также бактериальное воздействие. Анализ различных способов интенсификации выщелачивания показывает, что все они ускоряют процесс и повышают степень извлечения полезного компонента в несколько раз. Однако они не универсальны и могут применяться в зависимости от условий конкретных месторождений.

Наиболее интенсивные исследования в настоящее время ведутся по бактериальному методу интенсификации подземного выщелачивания. Бактерии, способствующие выщелачиванию полезных компонентов из руд, называются «хемолитотрофами» – пожирателями камня. Энергию они получают за счет окисления неорганических веществ. Автотрофные микроорганизмы углерод получают из углекислого газа атмосферы. Палочковидная бактерия и другие относятся к ацидофилам – «любящим кислоту». Свою энергию эти бактерии получают за счет окисления либо железа, либо серы (ион двухвалентного железа при участии бактерий превращается в ион трехвалентного железа – окисная формула) и образуют серную кислоту, а из нерастворимых сульфидов меди с помощью бактерий образуется хорошо растворимая сернокислая медь.

Принято считать, что бактериальное выщелачивание бывает прямым и косвенным. К первому относится действие ферментов микроорганизмов на компоненты минералов, которые могут быть окислены. При косвенном выщелачивании, например при переводе железа из двух-в трехвалентное, получают окислитель, способный взаимодействовать с другими металлами, чем ускоряется процесс выщелачивания.

К числу неблагоприятных для жизни бактерий факторов относятся: высокая концентрация металлов в растворе, особенно серебра и ртути, нехватка воздуха, высокая или низкая температура.

В настоящее время трудами С.И. Кузнецова, М.В. Иванова, Г.А. Заварзана, С.И. Полькина и их сотрудниками заложены научные основы рудничной микробиологии, изучена роль бактерий в образовании и разрушении месторождений, а также разработаны основы технологии бактериального выщелачивания цветных, редких и благородных металлов.

Бактериальное выщелачивание используют для добычи меди и урана, но известно, что бактерии разрушают и другие сульфидсодержащие минералы, например сфалерит, галенит. Их интересно использовать при кучном и подземном выщелачивании никеля, кобальта.

Микробиологические процессы очень чувствительны к погоде, химическому составу руды, концентрации кислоты и поэтому в настоящее время еще не могут использоваться в промышленности, но в будущем с их помощью можно будет эксплуатировать геотехнологическими методами многие ныне неэффективные для разработки месторождения полезных ископаемых.

При окислении сульфидных руд превращению подвергаются неорганические вещества и, прежде всего, сульфидная сера. Тионовые бактерии способны развиваться в кислых средах. Палочковидные бактерии играют при окислении сульфидных руд двойную роль, окисляя сульфиды и образуя при окислении закисного железа окись сернокислого железа $Fe_2(SO_4)_3$ – сильный химический окислитель сульфидов. Эти бактерии способны окислять сульфидные минералы – пирит, марказит, пирротин, халькопирит, борнит, ковеллин, халькозин, тетраэдрит, эпаргит, арсенопирит, реальгар, аурипигмент, кобальтин, пентландит, вибларит, бравоит, миллерит, полидемит, антимонит, молибденит, сфалерит, марматит, галенит, геокранит.

Образовавшееся в процессе химической реакции сернокислое закисное железо Fe_2SO_4 окисляется в процессе реакции до сернокислого окисного железа $Fe_2(SO_4)_3$. Разница между химическим и микробиологическим процессами заключается в том, что основной выщелачивающий агент $Fe_2(SO_4)_3$ при химическом выщелачивании нужно вводить извне, а при выщелачивании с помощью бактерий он легко регенерируется из сернокислого закисного железа. Кроме того, бактерии быстро окисляют сульфидные минералы, ускоряя тем самым выщелачивание меди из руд.

Из окисленных руд медь легко извлекается при химическом выщелачивании растворами серной кислоты. Из сульфидных минералов медь может быть извлечена только после их окисления. Многими исследователями (М.В. Иванов, Н.Н. Ляликова и др.) было показано, что халькопирит (главный медьсодержащий минерал), наиболее трудноокисляе-

мый сульфид для выщелачивания, при воздействии палочковидных бактерий резко увеличивает скорость процесса окисления, что позволяет за 12 дней выщелочить 72% меди против 5% за 24 дня, полученных в контрольном опыте без бактерий. По данным Т. Рассела, в присутствии палочковидных бактерий из халькозина Cu_2S выщелочено в 3 раза, а в присутствии еще и сернокислого закисного железа в 6 раз больше меди, чем в контрольном опыте.

В Болгарии для интенсификации бактериального выщелачивания проведены опыты по влиянию электрического тока на скорость окисления сульфидов меди. В лабораторном перколяторе анод помещался в руду, катод – в камеру регенерации раствора. Затем подавалось напряжение 12 В. В результате извлечение меди увеличилось на 68% (по сравнению с контрольным опытом). Таким образом, при протекании небольшого тока (до 12 мА) химические, микробиологические и электрохимические явления в системе ускоряются.

Изучено влияние бактерий на интенсивность выщелачивания цинка, никеля, сурьмы, свинца, олова. Опыты Т. Рассела показали, что сульфиды цинка (сфалерит и марматит) в присутствии палочковидных бактерий окисляются значительно быстрее. Из руды за 15 дней цинк выщелочен более чем на 90%. Им же изучалась интенсификация выщелачивания никеля из миллерита. В присутствии бактерий за 28 суток выщелочено 58% никеля против 10% в контрольном опыте. Опыты, проведенные на месторождениях Кольского полуострова, показали, что в этих условиях сульфиды никеля окисляются бактериями.

Многочисленными лабораторными исследованиями показано, что бактерии косвенно способствуют окислению сульфидов (носителей редких элементов) и влияют на миграционную способность рудного металла.

Проведены первые опыты по изучению роли микроорганизмов при выщелачивании золота, которые показали, что бактерии способны растворять золото. Содержание золота в растворе достигало 1,5 мг/л. Некоторые бактерии оказались очень активными и растворяли до 10 мг/л золота. Золото, перешедшее в раствор, извлекалось путем осаждения на активированный уголь. В ВИМСе (Симферополь) исследовано микробиологическое выщелачивание бокситов для удаления кремнезема в раствор силикатными бактериями. В России, США выполнены исследования по микробиологическому выщелачиванию марганцевых руд. На многих рудниках, где ведется подземное или кучное выщелачивание бедных руд, интенсификация процесса достигается с помощью микроорганизмов. Процесс выщелачивания меди ведется циклично с регенерацией растворов после цементации меди в Бингамском каньоне (США) с годовой добычей меди свыше 70 тыс. т.

20.5. ЗАДАЧИ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИИ ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ

Все вышеизложенное показывает, что по отношению к урану и меди и даже золота метод ПВ уже достаточно изучен для промышленного его применения. Однако существует ряд вопросов, решение которых позволит расширить сферу его применения и улучшить технико-экономические показатели.

Содержание и основные этапы научно-исследовательской разработки технологии подземного выщелачивания

Предварительные исследования: оценка по геологоразведочным данным запасов месторождения, непригодных для отработки традиционными методами, определение принципиальной возможности ПВ с учетом химического и вещественного состава руды и вмещающих пород, их структурных и текстурных особенностей. Анализ регионального размещения возможных источников реагентов, энергии, потребителей сырья, коммуникаций.

Лабораторные исследования:

1. Изучение на пробах руды разных типов реагентов при различных концентрациях, выбор рациональной концентрации реагента, его нормы, кислотоемкости руды, состава продукционных растворов. Определение кинетических коэффициентов процесса выщелачивания.

2. Исследование на линейных моделях закономерностей фильтрации реагента в слое руды, определение влияния кольматационных явлений, установление зонального распределения процесса выщелачивания и закономерностей изменения состава продукционного раствора от скорости фильтрации давления, температуры и др. Уточнение концентрации и нормы реагента, рациональной степени извлечения, селективности.

3. Определение на плановых (объемных) моделях закономерностей взаимодействия эксплуатационных скважин, оценка возможной степени разбавления и потерь растворов.

4. Выбор и опробование схемы переработки продукционных растворов, анализ качества продукта и состава отходов, определение расходных коэффициентов.

5. Предварительный расчет параметров процесса ПВ в опытных масштабах и технико-экономическая оценка.

Полевые (опытные) исследования:

1. Выбор представительного участка месторождения, его детальное геолого-гидрогеологическое изучение. Бурение куста опытных скважин, определение с помощью индикаторов возможных границ распространения ореола загрязнений пластовых вод, выбор и опробование дополнительных защитных мероприятий (барражных скважин, гидро- и аэрозавес, дебаланса откачки и закачки и т. л.),

2. Проведение пробных закачек (наливов) реагента при значительном (4–5-кратном) превышении дебита откачки, уточнение лабораторных данных. Выбор технологического оборудования.

3. Проведение опытных работ по ПВ совместно с наземной переработкой продукционных растворов, уточнение расходных коэффициентов, определение возможности замкнутого водооборота, уточнение степени извлечения полезного компонента, потерь растворов, определение эффективности защитных мероприятий и работоспособности оборудования.

4. Уточнение методики расчета технологических параметров, проверка товарного качества полученного продукта, разработка технико-экономического обоснования промышленного освоения метода.

Опытно-промышленные исследования:

1. Уточнение в укрупненных масштабах опытных данных, определение влияния взаимодействия добычных участков на различных стадиях отработки, оценка экологических изменений в районе участка отработки, опробование средств КИП и А, определение конкретных технико-экономических показателей метода, разработка рекомендаций на промышленное производство.

2. Доразведка месторождения и уточнение промышленных запасов под ПВ.

Для успешного решения проблемы подземного выщелачивания необходимо:

дать комплексную оценку геологической базы подземного и кучного выщелачивания;

разработать эффективные методы подготовки месторождений;

изучить кинетику гетерогенных реакций кислотного и щелочного разложения руд;

установить закономерности нейтрализации кислотных растворов при взаимодействии их с горными породами и определить расстояния миграции кислых растворов в подземном потоке для прогнозирования полной их нейтрализации;

разработать и внедрить сорбционную и экстракционную технологии выделения металлов из растворов выщелачивания с использованием дешевых промышленных ионитов и экстрагентов;

разработать технологические схемы выщелачивания, позволяющие повысить комплексность использования сырья;

разработать и внедрить эффективные методы интенсификации процессов выщелачивания;

Литература

1. Голубев В.С. Динамика геотехнологических процессов. М., Недра, 1981.
2. Грабовников В.А. Геотехнологические исследования при разведке металлов. М., Недра, 1983.
3. Добыча урана методом подземного выщелачивания. /Под ред. В.А. Мамилова. М., Атомиздат, 1980.
4. Лунев А.И., Гробовников В.А., Толкунов Б.Л. Инженерные расчеты подземного выщелачивания металлов. М., МГРИ, 1997.
5. Лунев Л.И. Шахтные системы разработки месторождений урана подземным выщелачиванием. М., Энергоиздат, 1982.
6. Полькин С.И., Адамов В.В., Панин В.В. Технология бактериального выщелачивания цветных и редких металлов. М., Недра, 1982.
7. Хчеян Г.Х., Нафтулин И.С. Геотехнологические процессы добычи полезных ископаемых. М., Недра, 1983.
8. Халезов Б.Д. Задачи геотехнологии производства цветных металлов. //Вестник горно-металлургической секции. М., РАЕН, 1993.
9. Келин В.Н. Подземное выщелачивание свинца и цинка из бедных сульфидных руд на месте их залегания (канд. дисс.). СГМИ, Орджоникидзе, 1978.
10. Хулелидзе К.К. Повторная отработка полиметаллического месторождения свинца и цинка методом подземного выщелачивания (канд. дисс.). М., МГРИ, 1981.
11. Адамов Э.В., Каравайко Г.И. Процессы бактериального выщелачивания в комбинации переработки минерального сырья. Ж., ГИАБ, изд. МГГУ, №2 1999.
12. Минеев Г.Г. Прогрессивные технологии переработки золотосодержащего сырья при оценке месторождения для подземного выщелачивания. Там же.
13. Небера В.П. Проблемы биогеотехнологии. Там же.
14. Халезов Б.Д. Кинетика растворения минералов меди и цинка. Там же.
15. Заболоцкий А.И. и др. Опытное испытание способа ПВ для добычи золота из руд коры выветривания Гагарского месторождения. Там же.
16. Фазлулин М.И. и др. Опыт разработки и внедрения комбинированной технологии добычи рудного золота в условиях Чукотки. Ж., ГИАБ при МГГУ, №5, 2000.
17. Рогов Е.И. и др. О коэффициенте извлечения урана и удельных расходах реагента при ПВ. Там же.

21. ПОДЗЕМНОЕ ВЫЩЕЛАЧИВАНИЕ ФОСФОРНОГО СЫРЬЯ*

21.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ

Подземное выщелачивание фосфатного сырья (ПВФ) – физико-химический метод перевода фосфатных компонентов залежи на месте залегания в раствор с последующей наземной переработкой раствора на агрохимическую или иную продукцию. Объектом ПВФ могут быть фосфатные залежи, отработка которых традиционными методами нерентабельна или технически затруднена.

Сущность метода аналогична известной наземной технологии кислотного разложения фосфатов при производстве минеральных удобрений, а его техническое воплощение аналогично технологии подземного выщелачивания металлов. Однако специфика фосфатных залежей не позволяет априори использовать известные технические решения без предварительных исследований применительно к конкретному объекту.

Основной химический процесс выщелачивания фосфоритов наиболее доступными минеральными кислотами (серной, соляной, азотной) описывается следующими уравнениями:

$$Ca_{10}(F,OH)_2(PO_4)_6 + 10\ H_2SO_4 + 20\ H_2O =$$
$$10\ CaSO_4 \cdot 2\ H_20 + {}^{*}\text{б}\ H_3PO_4\ {}^{*}\ 2\ H\ (F,\ OH),$$
$$Ca_{10}(F,OH)_2(PO_4)_6 + 20\ H\ (Cl,\ NO_3) =$$
$$6\ H_3PO_4 + 10\ Ca\ (Cl,\ NO_3)_2 + 2\ H\ (F,\ OH).$$

Образуемая фосфорная кислота, в свою очередь, переводит фтор- или гидроксилапатит в одно- или двухзамещенные фосфаты кальция.

Переработка полученных растворов заключается в их нейтрализации щелочным агентом (например, известковым молоком или аммиаком) и выделении в различных интервалах pH усвояемых растениями форм фосфатов (водо-, цитратно- или лимоннорастворимые формы).

Каждая из кислот имеет свои преимущества и недостатки. Серная кислота наиболее удобна с точки зрения отработанности технологии, но в удобрениях неизбежно разубоживаются бесполезными для растений сульфатами. Соляная кислота является наиболее дешевой, но при выщелачивании образуется большое количество водорастворимых хлоридов, утилизация которых представляет серьезную проблему. Азотная кислота в концентрированном виде выделяет окислы азота, но образуемые водорастворимые нитраты, переходя частично в удобрения, увеличивают их ценность для растений.

* Раздел написан чл.-корр. РАЕН, проф., О.М. Гридиным.

21.2. ВЛИЯНИЕ ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ПРОЦЕСС ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ

Процесс выщелачивания фосфатов непосредственно в залежи, в отличие от химической переработки предварительно обогащенного сырья, осложняется наличием значительного количества других кислоторастворимых примесей – карбонатов кальция и магния, полуторных окислов железа и алюминия и других соединений. Поэтому одной из важнейших задач при ПВФ является выбор типа и концентрации кислоты, обеспечивающих наиболее высокую селективность извлечения полезного компонента (P_2O_5) по отношению к извлечению других кислоторастворимых компонентов, прежде всего полуторных окислов.

Для различных величин pH среды на основании расчетов энергии Гиббса реакций указанных кислот с основными фосфатными минералами ряды активности кислот имеют следующий вид:

$HNO_3 > HCl > H_3PO_4 > H_2SO_4$ (pH < 1,5-2,0),
$H_3PO_4 > HNO_3,\ HCl > H_2SO_4$ (pH> 1,5-2,0),

Выбор конкретной кислоты помимо ее активности и селективности обусловлен принятой схемой переработки продукционных растворов и технологией утилизации возможных отходов.

Как правило, в пластовых условиях концентрация кислоты должна быть намного меньше концентрации кислоты в наземной технологии кислотного разложения фосфатного сырья. Это связано с тем, что применение концентрированных кислот для разложения необогащенного сырья в пластовых условиях приводит к резкому ухудшению фильтрации растворов за счет кольматации пор пласта углекислым газом при разложении карбонатов, переотложением солей впереди фронта выщелачивания (образование т.н. «геохимического барьера») и повышением вязкости растворов.

Таким образом, на реализацию процесса ПВФ влияют в первую очередь химический и вещественный состав пород продуктивного пласта и вмещающих пород, их пористость и проницаемость, прежде всего, соотношение проницаемости пласта и вмещающих пород, размеры фосфатных зерен и конкреций. Из геологических факторов важнейшими являются мощность залежи, ее глубина, величина напора пластовых вод, наличие и удаленность гидрогеологической разгрузки залежи. К технологическим факторам, определяющим процесс ПВФ, относятся состав выщелачивающего агента, темп его закачки в пласт и давление закачки,

параметры сетки эксплуатационных скважин, соотношение между объемами закачки и откачки, химический состав оборотных растворов после выделения удобрительных компонентов при наземной переработке.

21.3. ТЕХНОЛОГИЯ ПВФ

Технология подземного выщелачивания фосфатов во многом аналогична технологии подземного выщелачивания руд металлов. Она включает вскрытие залежи скважинами, их обсадку коррозионностойкими колоннами труб (чаще всего полиэтиленовыми или стеклопластиковыми), оборудование забойной части скважин фильтрами. Технология подготовки залежи к выщелачиванию также аналогична подготовке залежей руд металлов. Для плотных скальных пород (например, хибинских апатитов) необходимо применять схемы с предварительным дроблением руды и подготовкой блоков выщелачивания. Для осадочных месторождений с достаточно высоким коэффициентом фильтрации можно применять более простые схемы с выщелачиванием через скважины без специальной подготовки пласта.

Метод апробирован в опытных масштабах во Флориде (США) и в Кировской области (Россия). Сведений о промышленном применении метода не имеется.

Скважинный метод ПВФ разработан в 1983-87 гг. МОНИЛГео ГИГХС В.Ж. Аренсом, О.М. Гридиным, Г.Х. Хчеяном, Л.И. Курицыной, А.О. Гоциридзе, С.А. Митейко и другими. В качестве объекта для разработки технологии подземного выщелачивания фосфоритов было выбрано Верхнекамское месторождение желваковых фосфоритов (Кировская область), залегающих на глубине от 10 до 100 м при мощности продуктивного слоя 0,3–1,5 м, представленного фосфоритными конкрециями средней крупности 50 мм в глауконитовом песке крупности до 1 мм. Коэффициент фильтрации желвакового слоя 2–6 м/сут при пористости 5–87%. Продуктивный слой перекрывается сверху плотными глинами и сцементированным глауконитом с коэффициентом фильтрации 0,8 м/сут; снизу желваковый слой подстилают черные плотные глины с линзами мергеля.

В качестве выщелачивающего агента была выбрана азотная кислота, наиболее активная по отношению к фосфатам в сильнокислотной среде и позволяющая при переработке растворов получить безбалластное удобрение.

Определение селективности азотной кислоты в диапазоне концентраций от 0,01 до 14% показало, что наиболее рациональной является концентрация 5–10%. При больших концентрациях резко возрастает газовая кольматация руды и извлечение полуторных окислов железа и алюминия, при меньших – значительно падает содержание полезного

компонента в растворе. Процесс выщелачивания протекает, главным образом, в диффузионной области.

Исследования производились на лабораторных моделях – линейных многосекционных (рис. 21.1), щелевых и радиальных. Каждая из моделей частично воспроизводила те или иные особенности процесса выщелачивания. На линейной модели исследовались закономерности изменения концентрации продукционных растворов вдоль «трубки тока». На щелевой модели изучалось распределение твердой, жидкой и газообразной фаз по мощности пласта, а также особенности взаимодействия кислоты с кровлей и подошвой пласта. На радиальной модели, воспроизводящей ячейку добычных и наблюдательных скважин, изучались закономерности распределения потока кислоты между скважинами и процесс образования геохимических барьеров.

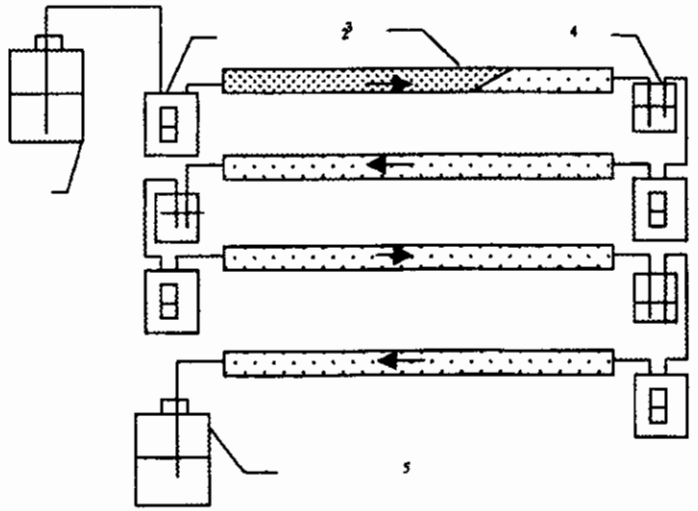


Рис. 21.1. Схема опыта по выщелачиванию фосфоритов в линейной многосекционной модели:
1 – сосуд с исходным выщелачивающим раствором; 2 – насос-дозатор; 3 – секция многосекционной модели, заполненная дробленой рудой; 4 – промежуточный сборник раствора; 5 – сборник продуктов раствора.

Величина извлечения P_2O_5 в моделях составляла 78–80%, коэффициент использования кислоты 75–62%, кратность смены порового раствора и критерий Нуссельта составляли 10,6 и 81 для 5%-ной кислоты и 5,75 и 231 для 10%-ной кислоты. Максимальная концентрация P_2O_5 в моделях достигала на 5%-ной кислоте 7,5 г/л, на 10%-ной кислоте – 20 г/л. Установлена значительная роль газовой кольматации и переосаж-

дения вторичных фосфатов на течение процесса выщелачивания. Отложения фосфатов образуют вокруг зоны выщелачивания подвижный малопроницаемый геохимический барьер. После достижения кислотной сбойки в канале выщелачивания продолжается растворение наиболее крупных конкреций и стенок канала, сцементированных вторичными фосфатами. Установлена также своеобразная роль примесей пирита в

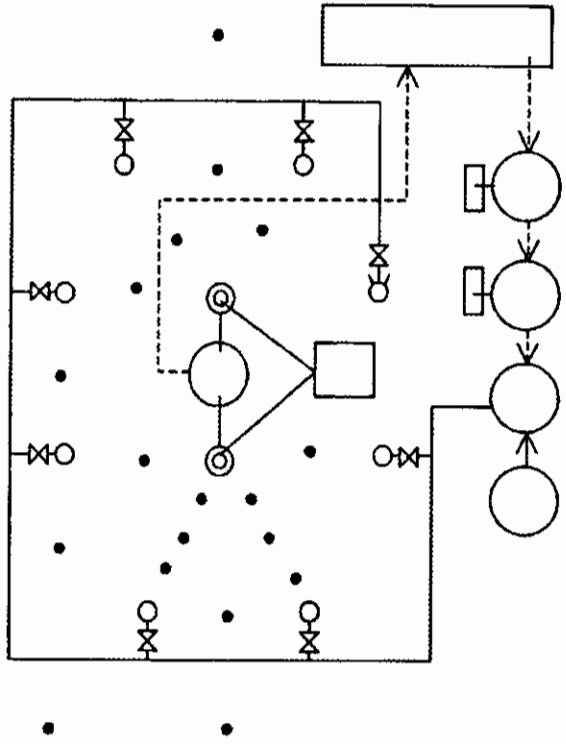


Рис. 21.3. Схема опытного участка ПВФ на Верхнекамском фосфоритовом руднике.
– закачные скважины 1 – сборная емкость
– откачные скважины 2 – компрессор
– вентиль 3 – отстойник - накопитель
– выщелачивающий раствор 4 – нейтрализ-ор I
– продукционный раствор 5 – нейтрализ-

фосфатных рудах. Его выщелачивание азотной кислотой приводит к образованию серной кислоты, которая, в свою очередь, взаимодействует с карбонатными минералами с образованием гипса

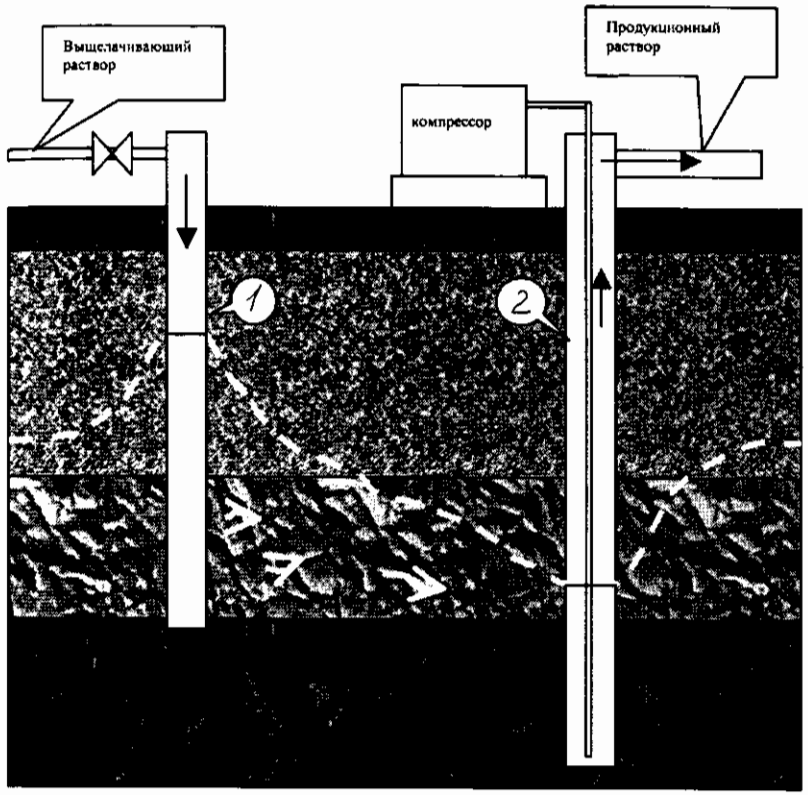
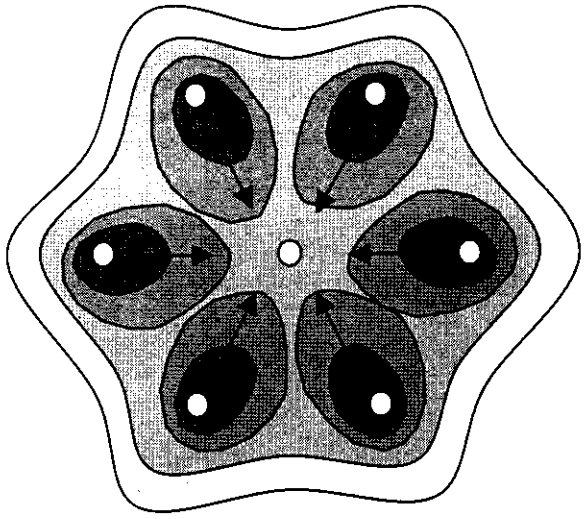


Рис. 21.2. Взаимодействие закачной (1) и откачной (2) скважин при ПВФ (пунктиром показан динамический уровень пластовых вод)

Опытные работы на месторождении проводились на участке, вскрытом гексагональными ячейками скважин глубиной 15-16 м по сетке 10x10 м и 20x20 м (рис 21.2, 21.3). В центре гексагональных ячеек располагались откачные скважины, углубленные в подстилающие породы на 10 м для обеспечения эрлифтной откачки раствора. Между закачными и откачными скважинами, а также за пределами участка располагались наблюдательные скважины.



- pH мнее 1
-pH от 1 до 2
- pH от 2 до 3
- pH от 3 до 3,5
- pH более 3,5

Рис. 21.4. Распределение зон различной закисленности пласта при ПВФ для гексагональной ячейки скважин

В общей сложности опытный участок включал 48 эксплуатационных и наблюдательных скважин. Наземная часть опытного участка включала шесть кислотостойких емкостей для приготовления выщелачивающего раствора, сбора продукционных растворов и их нейтрализации, систему трубопроводов с запорной арматурой для распределения выщелачивающего раствора по скважинам, кислотные насосы, нутч-фильтры, амбары-накопители продукционных растворов. Основные характеристики процесса ПВФ в натурных условиях приведены в таблице 1. Распределение показателя pH в пласте между скважинами приведено на рис. 21.4, изменение содержания P_2O_5 с объемом пропущенного через пласт выщелачивающего раствора – на рис. 21.5.

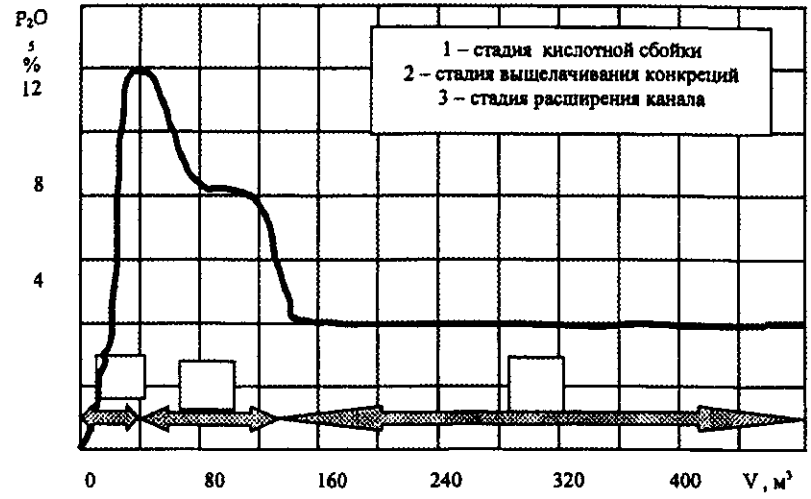


Рис. 21.5. Зависимость концентрации P_2O_5 в растворе от объема выщелачивающего раствора V и основные стадии процесса ПВФ.

Таблица 21.1.

Основные характеристики процесса ПВФ

Параметр	Величина параметра
Мощность пласта, м	0,3-0,4
Расстояние между скважинами, м	10-20
Глубина залегания, м	12-15
Коэффициент фильтрации пласта, м/сут	2-6
Содержание в руде P_2O_5 CO_2 R_2O_3	14,7 6,7 9,3
Крупность руды, мм (по классам)	+50 (43,5%) -50 (56,5%) - 0,28(42%)
Концентрация азотной кислоты, %	3-10
Концентрация P_2O_5 в растворах, %	до 21
Коэффициент извлечения полезного компонента, %	до 90 (в канале)

Специфика переработки растворов подземного выщелачивания фосфоритов заключается в невозможности использования концентрированных кислот и в необходимости перерабатывать сравнительно бедные по P_2O_5 продукционные растворы, содержащие, кроме того, значительное количество железа.

Для переработки таких растворов была предложена и экспериментально обоснована технологическая схема (рис. 21.6), включающая по-

стадийную нейтрализацию раствора щелочным агентом (известью, аммиаком) и регенерацию выщелачивающего раствора путем обработки растворов нитрата кальция серной кислотой.

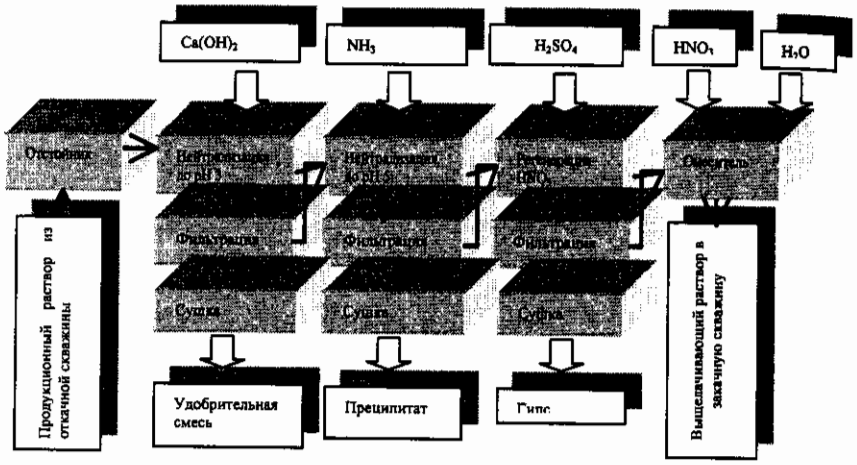


Рис. 21.6. Схема переработки растворов ПВФ

Осадок первой ступени (до pH = 3) содержит до 40 % P_2O_5 в виде средних фосфатов железа с примесью фосфатов кальция и алюминия, фторидов кальция и может использоваться как удобрение. Осадок второй ступени при нейтрализации известью или аммиаком представляет собой преципитат с незначительной примесью нитрата кальция и аммония и является высококачественным агрохимическим удобрением.

При регенерации азотной кислоты из растворов нитрата кальция используют концентрированную 96%-ю серную кислоту в стехиометрическом соотношении с нитратом кальция. Опыты показали, что из раствора выделяется до 60–70 % кальция в виде гипса. Остальной гипс в растворенном виде вместе с регенерированной кислотой направляется на выщелачивание.

В опытных работах была показана эффективность постадийной нейтрализации, а также получены удобрения пролонгированного действия на базе природных цеолитов. В общей сложности в пласт было закачано 900 м^3 раствора и получено около 5 т удобрений, из них 2 т преципитата и 3 т удобрения с повышенным содержанием фосфата железа. В результате опытных работ был подтвержден вывод о трех основных стадиях процесса выщелачивания. Кривые изменения содержания P_2O_5 в растворе в зависимости от объема пропущенного раствора (рис. 21.5) имеют три четко выраженные участка, соответствующие стадиям сбойки,

проработки крупных конкреций и постепенной проработки стенок канала и его расширения.

Значительной оказалась роль газовой кольматации пласта, приводившей на начальном этапе к полному запиранию некоторых скважин. В связи с этим, проработка новых участков пласта проводилась с пониженной концентрацией кислоты. В результате контрольного бурения после опытов установлено, что на контакте с кровлей и подошвой пласта образовались плотные зоны вторичных фосфатов толщиной от 10 до 70 мм. Между эксплуатационными скважинами в зоне кислотной сбойки наличия желваковых конкреций не обнаружено.

21.4. МЕТОДИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПАРАМЕТРОВ ПВФ

Данные опытных работ явились основанием для создания инженерной методики расчета технологических параметров подземного выщелачивания желваковых фосфоритов (табл. 21.2).

Таблица 21.2

Основные формулы для расчета параметров технологии ПВФ

Параметр	Зависимость	Примечание
Расход выщелачивающего раствора через одну закачную скважину	$Q = \frac{2\pi k_\phi \sigma H \Delta S}{\ln\frac{\sigma}{\pi d_c} + \frac{\pi l}{2\sigma}}$	k_ϕ – коэфф. фильтрации, l, σ – расстояние между рядами скважин и между скважинами в ряду, ; H – мощность пласта, ΔS – суммарный напор выщелачивающего раствора, d_c –диаметр скважины
Начальная концентрация кислоты	$c_0 = 2{,}25\frac{g_к c_{co_2}^{нас} P}{g_{co_2} P_0}$	$g_к$ – массовая доля CaO и MgO в руде, g_{CO2} – массовая доля CO_2 в руде; P_0, P – атмосферное давление и давление нагнетания кислоты; $C_{co2}^{нас}$ – концентрация насыщения раствора CO_2 (1,8 кг/м^{3}м^3 при н.у.)
Время появления первых продукционных растворов	$\tau_\phi = \frac{H\Pi_0 l\sigma}{Q}$	$П_0$- пористость руды
Время сбойки скважин (образование канала)	$\tau_c = \tau_\phi(1 + b_1)$	$b_1 = \frac{\alpha q_1}{c_0 \Pi_1}$; q_1 – массовая доля кислоторастворимых компонентов в мелкой фракции руды; α – стехиометрический коэффициент пересчета массы P_2O_5 на эквивалентную массу кислоты (=2,96 для азотной кислоты); $П_1$ – пористость мелкой фракции руды

Параметр	Зависимость	Примечание
Время выщелачивания в начальном сечении	$\tau_0 = \frac{47{,}65 d^{1{,}42}}{v_\phi^{0{,}58} \Pi_1^{0{,}42} c_0^2}$	$v_\phi = \frac{Q}{\sigma H b}$; d – средний диаметр фосфатных конкреций
Добыча P_2O_5 за время сбойки	$M_1 = Q c_m (\tau_c - \tau_\phi) kh \left(\frac{bl\sigma H}{\tau_0 Q} + 1 - \frac{\tau_c}{\tau_\phi} \right)$	$c_m = c_0 \varepsilon / \alpha$; ε – коэффициент использования кислоты (0,5-0,8)
Время выщелачивания крупной фракции в канале выщелачивания	$\tau_n = \frac{S_к (b_2 + 1) l}{Q}$	$b_2 = \frac{\alpha q_2}{c_2 \Pi_2}$; q_2 – содержание кислоторастворимых компонентов в крупной фракции; $S_к$ – площадь сечения канала; Π_2 – пористость крупной фракции руды (после выщелачивания мелкой фракции)
Площадь сечения канала	$S_к = \frac{Q}{\Pi_2 V_{нер}}$	$V_{нер}$ – неразмывающая скорость раствора (для крупной фракции)
Добыча P_2O_5 за время проработки канала	$M_2 = Q c_2 \tau_n$	c_2 – концентрация кислоты на стадии проработки канала
Длительность завершающего этапа выщелачивания	$\tau_c = \frac{\alpha q_0 \sigma}{2 c_3 k}$	c_3 – концентрация кислоты на завершающем этапе; k – диффузионный параметр (=0,005 м/час)
Добыча P_2O_5 на завершающем этапе выщелачивания	$M_3 = Q c_{m3} \tau_3 \left[1 - \exp\left(-\frac{2lH}{Q\tau_3} \right) \right]$	$c_{m3} = c_3 \varepsilon / \alpha$
Извлечение P_2O_5 из пласта	$\eta_{изв} = \frac{M_1 + M_2 + M_3}{\sigma H l \rho_р q_P^{общ}}$	$q_P^{общ}$ – общее содержание P_2O_5 в руде; $\rho_р$ – плотность руды
Среднее число одновременно работающих скважин	$N_1 = \frac{2A}{Q\bar{c}}$	$\bar{c}$ - средняя концентрация P_2O_5 в растворах, $\bar{c} = \frac{\sum M_i}{Q \sum \tau_i}$
Число скважин отрабатываемых за год	$N_2 = N_1 \frac{\tau_{сез}}{\tau_в}$	$\tau_в = \sum \tau_i$; $\tau_{сез}$ – продолжительность добычного сезона
Суммарный объем рабочих растворов	$V_{сум} = \frac{Q \tau_{сез} N_1}{2}$	

Параметр	Зависимость	Примечание
Суммарный расход кислоты	$M_к = \frac{Q N_1 \tau_{сез} \sum c_i \tau_i}{2 \sum \tau_i}$	

Методика расчета технологических параметров базировалась на математической модели процесса с учетом следующей его схематизации.

- Выщелачивание желваковых фосфатных конкреций происходит по реакции первого порядка.

- Всю фосфатную руду в залежи можно условно разделить на два класса по крупности – мелкую и крупную. В первую очередь выщелачивается мелкая фракция, имеющая большую реакционную поверхность. Когда фронт выщелачивания мелкой фракции достигает откачной скважины, между ней и закачной скважиной образуется канал выщелачивания повышенной проницаемости. В дальнейшем происходит выщелачивание стенок канала и его расширение.

- На каждом этапе выщелачивания выбирается своя концентрация кислоты в выщелачивающем растворе, определяемая селективностью выщелачивания фосфатов по отношению к полуторным окислам и карбонатам, а также масштабом газовой кольматации пласта углекислым газом при выщелачивании карбонатов. На начальном этапе концентрация кислоты должна соответствовать пределу растворимости углекислого газа в растворах при пластовом давлении, в дальнейшем она может повышаться.

21.5. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПВФ

Экологические проблемы при ПВФ связаны с возможным попаданием выщелачивающих растворов в водоемы в случае выщелачивания гидрогеологически раскрытой залежи. Один из эффективных путей решения этой проблемы – создание дебаланса откачки и закачки растворов.

Для большинства практических случаев превышение объема откачки над объемом закачки на 3-5% достаточно для полного предотвращения расширения ореола загрязнения. Указанный дебаланс обычно можно обеспечить путем удаления из оборота влаги продукционных осадков при переработке растворов. Дополнительным фактором, препятствующим миграции растворов за границы участка выщелачивания, является образование геохимических барьеров.

Экономические аспекты ПВФ практически полностью определяются конъюнктурой на рынке минеральных удобрений. Основной статьей экономии при ПВФ являются низкие затраты на вскрытие залежи, исключение затрат на выемку, транспортировку и обогащение руды. Но при этом возрастают затраты на переработку растворов и на транспортировку исходных реагентов. Перспективны для ПВФ прежде всего глубокие участки фосфатных месторождений. При сопоставимых мощностях себестоимость удобрений при ПВФ на 20 –30 % ниже аналогичных показателей традиционных производств. Учитывая тенденцию к разработке все более глубоких залежей, развитие ПВФ в будущем весьма актуально.

21.6. ПРИМЕР РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПВФ

Исходные данные. Производительность предприятия A = 1 тыс. т. P_2O_5 в год; τ_{cs} = 240 сут.; h = 20 м; ΔS = 3,7 м; σ = 5 м; l = 25 м; коэффициент использования кислоты $\varepsilon_{исп}$ = 0,8; коэффициент охвата плата выщелачиванием η_{min} =0,8; мощность пласта H = 0,3 м; α = 2,95; B = 0,8, размеры крупной и мелкой фракций руды $d_к$ = 0,05 м, $d_м$ = 0,0005 м; плотность руды ρ_p = 2057 кг/м^3; содержание в руде P_2O_5 общ. – 0,14, доля крупной фракции руды – 0,55; мелкой – 0,45, содержание P_2O_5 в крупной фракции 0,24, в мелкой – 0,05, плотность крупной фракции 2600 кг/м^3, мелкой – 1850 кг/м^3, содержание CaO+MgO – 0,284, CO_2 – 0,067, концентрация CO_2 в растворе при насыщении 1,8 кг/м^3, $k_ф$ = 6 м/сут., диаметр скважины d_c = 0,1 м

Порядок расчета

1. Оцениваем расход раствора через закачную скважину: $Q = \dfrac{2\pi k_ф \sigma H \Delta S}{\ln\dfrac{\sigma}{\pi d_c} + \dfrac{\pi l}{2\sigma}}$ = 0,163 м^3/ч.

2. Средняя скорость фильтрации $v_ф$ = 0,5Q/σHB = 0,068 м/ч, время фильтрации $\tau_ф$ = 36,7 ч = 1,53 сут,

3. Начальная концентрация кислоты $c_0 = 2{,}25\dfrac{g_к c_{co_2}^{нас} P}{g_{co_2} P_0}$ = 34 кг/м^3. Средняя концентрация на первом этапе выщелачивания $c_{ср}^{(1)} = \dfrac{c_0 \varepsilon}{\alpha}$ =9,22 кг/м^3. Учитывая, что минимально допустимая концентрация кислоты по экспериментальным данным составляет 10 кг/м^3, увеличим начальную концентрацию до 37 кг/м^3, тогда средняя концентрация составит 10,03 кг/м^3.

4. Определим относительную пористость мелкой фракции $П_{мел} = \dfrac{\rho_{мел} П}{g_{мел}\rho_p} = 0{,}2$.

Кратность смены порового раствора $b_1 = \dfrac{\alpha g_{мел}}{c_0 П_{мел}}$ = 29. Время полного выщелачивания мелкой фракции $\tau_ф^{(1)} = \tau_ф(b_1 + 1)$ =1101 ч = 46 сут.

5. Время полного выщелачивания в начальном сечении $\tau_0 = \dfrac{47{,}65 d^{1{,}42}}{v_ф^{0{,}58} П_1^{0{,}42} c_0^2}$ = 6,68 ч.

   Тогда объем кислоты для этого $V_T = \tau_0 Q$ = 1,08 м^3.

6. Извлечение P_2O_5 на первом этапе $M_1 = Qc_м(\tau_c - \tau_ф)th\left(\dfrac{b_1 l \sigma H}{\tau_0 Q} + 1 - \dfrac{\tau_c}{\tau_ф}\right)$ =1800 кг

7. Кратность смены порового раствора при выщелачивании крупной фракции $b_2 = \dfrac{\alpha q_2}{c_2 П_{кр}}$ =24. Время выщелачивания крупной фракции в канале $\tau_n = \dfrac{S_к(b_2+1)l}{Q}$ =1,6 сут. При этом площадь сечения канала при неразмывающей скорости, определенной экспериментально и равной 28,8 м/ч составляет 0,01 м^2.

8. Добыча за время проработки канала $M_2 = Qc_2\tau_n$ = 100 кг при концентрации кислоты в начале второго этапа 60 кг/ м^3, а в среднем $c_2\varepsilon/\alpha$= 16,27 кг/м^3.

9. Длительность завершающего этапа выщелачивания $\tau_3 = \dfrac{\alpha q_0 \sigma}{2c_3 k}$ =177 сут при концентрации кислоты на третьем этапе 100 кг/м^3.

10. Добыча P_2O_5 на завершающем этапе выщелачивания $M_3 = Qc_{м3}\tau_3\left[1 - \exp\left(-\dfrac{2lH}{Q\tau_3}\right)\right]$ = 6925,4 кг.

11. Извлечение P_2O_5 из пласта $\eta_{изв} = \dfrac{M_1 + M_2 + M_3}{\sigma H l \rho_p q_P^{общ}}$ = 0,817 при суммарной добыче с ячейки 8825.4 кг.

12. Среднее число одновременно работающих скважин $N_1 = \dfrac{2A}{Q\bar{c}}$ = 214, при этом откачных скважин вдвое меньше чем закачных.
13. За год будет отработано 114 скважин.
14. Суммарный объем растворов 37207 м^3/год, расход 100% кислоты 8721,2 т.

Данная методика реализована также в системе расчетных номограмм и может использоваться для оценки параметров проектируемых участков подземного выщелачивания фосфоритов.

21.7. ЗАДАЧИ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПВФ

Практическое применение метода ПВФ в различных горно-геологических условиях и на различных типах руд требует продолжения научно-исследовательских работ применительно к каждому конкретному объекту. При этом важнейшими задачами исследования являются:

Определение рецептуры выщелачивающего раствора для различных типов фосфатных руд и вмещающих пород и разработка, в соответствии с этим схемы переработки растворов.

Определение закономерностей смещения кровли пласта над зоной выщелачивания и перераспределения несущей способности пласта с учетом образования геохимических барьеров.

Разработка методов предварительной подготовки залежи к выщелачиванию для повышения ее проницаемости между скважинами и понижения проницаемости за пределами добычного участка.

Разработка методов интенсификации процесса выщелачивания.

Поскольку кислотное разложение фосфатных руд сопровождается снижением их прочности, представляется перспективным сочетание выщелачивания и скважинной гидродобычи, что позволит существенно снизить реагентоемкость процесса.

Литература

1. Гридин О.М. Физико-химические закономерности разработки месторождений горно-химического сырья геотехнологическими методами. (Докт. дисс.). М, МГГА, 1995.
2. Гридин О.М., Курицына Л.И., Гоциридзе А.О., Ли Тхя Сир. Выщелачивание фосфоритов. Обз. Инф. сер. Горно-химическая промышленность, М., НИИТЭХИМ, 1983.
3. Курицына Л.И., Гридин О.М. Карачарова Л.В. Подземное выщелачивание фосфатных руд. //Тр. ГИГХС, вып.33, М., 1975.
4. Гридин О.М., Гоциридзе А.О.Исследование возможности подземного выщелачивания фосфоритов. Н.-т. реф. сб. ГИГХС, сер. Горнохим.пром., вып.3, М., НИИТЭХИМ, 1982.
5. Аренс В.Ж., Гридин О.М, Курицына Л.И.,., Гоциридзе А.О. Получение нового вида удобрений на базе природных цеолитов и продукционных растворов выщелачивания забалансовых фосфатных руд. //Проблемы охраны окруж. среды и природ. ресурсов, н.-инф. бюлл. №7(24), М.,1983. С.22-30.
6. Гридин О.М., Демьянова И.Л. Технико-экономическая оценка эффективности метода подземного выщелачивания фосфатного сырья. //Тр. ГИГХС, вып.74, М.,1988, с.48-51.
7. Гридин О.М. О возможности динамической локализации ореола загрязнения пластовых вод при подземном выщелачивании. //Тр. ГИГХС, вып. 74, М. 1988, с.52-54.
8. Гридин О.М., Гоциридзе А.О., Митейко С.А., Золовский А.В. Кинетика выщелачивания желваковых фосфоритов Вятско-Камского месторождения. Тр. ГИГХС, вып.74, М., 1988. С.56-59.
9. Гоциридзе А.О., Золовский А.В., Митейко С.А., Агамиров С.Ш., Гридин О.М. Особенности химического взаимодействия разбавленных растворов минеральных кислот с фосфатными рудами и вмещающими породами Вятско-Камского месторождения. //Тр. ГИГХС, вып. 74, М., 1988, с.69-72.
10. Выщелачивание фосфоритов. Общая информация. М., НИИТЭХИМ., 1983.

22. КУЧНОЕ ВЫЩЕЛАЧИВАНИЕ МЕТАЛЛОВ*

22.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ

Кучное выщелачивание (КВ) – процесс получения полезных компонентов (прежде всего – металлов) растворением подготовленного (раздробленных забалансовых руд и отвалов бедных руд или хвостов обогатительной фабрики) и уложенного в специальный штабель минерального сырья, с последующим их выделением (осаждением) из циркулирующих растворов. На практике понятие «кучное выщелачивание» относится к работам, связанным с извлечением полезного компонента из разновеликих кусков горной массы, подвергшейся (или не подвергшейся) сортировке, иногда окомкованию, насыпанной на подготовленное антифильтрационное основание с использованием специальных поливных и вентиляционных устройств [1, 3].

Принципиальное отличие кучного (в том числе – отвального) от всех других видов выщелачивания – это ведение процесса непосредственно в естественных атмосферных условиях окружающей среды. Воздух в данной технологии является не только окислителем: весьма велико его физическое воздействие на выщелачиваемое минеральное сырье. Так, на ход технологического процесса переработки горной массы выщелачиванием существенное влияние оказывает поверхностное испарение, интенсификация капиллярного поднятия жидкости (вследствие высушивания поверхностных зон штабеля), повышение концентрации компонентов в растворах (в результате испарения и конденсации влаги), свободная циркуляция газов (образующихся при взаимодействии горной массы с реагентами), формирование техногенных минералов и т.д.

Штабель КВ – уложенная определенным образом горная масса, пригодная для выщелачивания полезных компонентов орошением растворами реагентов. На практике широко используется как синоним термина «куча». Следует различать штабель рядовых, бедных или забалансовых руд, а также штабель металлосодержащих горных пород.

Рудная секция КВ – участок штабеля, на котором могут производится выщелачивание или погрузочно-разгрузочные работы (как самостоятельно, так и в системе всей кучи) в соответствии с принятым порядком их ведения.

Отвал – разрушенная горная масса (как правило, вмещающих пород), уложенная в местах, удобных для производства горных работ,

* Написана член.-корр. РАЕН, проф. А.Е. Воробьевым и к.т.н. Т.В. Чекушиной.

чаще всего, без специальной гидроизоляции основания и антифильтрационного покрытия поверхности.

Отвальное выщелачивание – вариант кучного, но без дополнительного перелопачивания минеральной массы, т.е. на месте ее залегания.

Рабочими (или выщелачивающими) называют растворы (в том числе – закисляющий), содержащие необходимые реагенты (активные химические соединения, бактерии и т.п.) в нужной концентрации и используемые для выщелачивания.

Технологический раствор – раствор, получающийся после взаимодействия рабочего раствора с горной породой и после переработки продуктивного раствора. Он содержит реагенты и продукты их взаимодействия с отрабатываемым минеральным сырьем. При КВ технологические растворы подразделяются на продуктивные, маточные, оборотные и сбросные.

Продуктивный раствор – раствор, содержащий промышленное количество полезного компонента и поступающий далее на переработку (извлечение металлов). Продуктивный раствор по составу подразделяют на богатый, рядовой и бедный.

Маточный раствор – раствор, полученный в результате извлечения полезного компонента из продуктивного раствора. Обычно маточные растворы доукрепляют выщелачивающим реагентом, после чего они продолжают циркулировать в технологическом процессе как возвратные (оборотные) растворы.

К **сбросным** относится часть растворов, выводимых из технологического процесса КВ с заменой свежими. Сбросные растворы после полной или частичной очистки (т.е. выделение элементов-примесей), целесообразно использовать для подготовки рабочих растворов.

Кеки выщелачивания – обедненная полезными компонентами горная масса, подвергнутая обработке растворами активных агентов, а также осадки нейтрализации продуктивных растворов.

Техногенные минералы – минералы, закономерно выделяющиеся в твердую фазу под действием факторов технологического характера.

Смачивание – увлажнение горной массы при орошении штабеля КВ растворами, обеспечиваемое растеканием и сопровождаемое испарением жидкости, химическим разрушением, уплотнением массы и усадкой штабеля.

Растекание – распространение жидкости по поверхности кусков руды вследствие гравитации и действия поверхности сил.

Прочносвязанная вода (водные растворы) представляет собой пленку на поверхности руды, удерживаемую сорбционными силами и имеющую толщину в несколько диаметров молекулы.

Рыхлосвязанная вода составляет ту часть влажности горных пород, которая лежит между максимальными гигроскопичностью и молекулярной влагоемкостью.

Капиллярная подвешенная вода образуется в «сухих» песках и удерживается до момента, пока ее столб не достигнет предельной высоты.

Общая пористость определяется отношением объема пустот к объему горной породы. Динамическая пористость характеризуется объемом только тех пор, по которым может фильтроваться жидкость.

Проницаемость обусловлена степенью открытости поровых каналов, формой и размерами частиц, сложностью путей течения.

22.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ КВ МЕТАЛЛОВ

Кучное выщелачивание – используют для выщелачивания урана, золота, меди и др. металлов из забалансовых руд. Так, например, на Приаргунском ГХК кучным выщелачиванием добывают до 250 т урана в год. [16]

Технология КВ включает: добычу, сортировку и дробление руды; формирование штабеля руды на специально подготовленную наклонную гидроизоляционную (слой глины и полиэтиленовой пленки) площадку; устройство промежуточных горизонтов орошения, рыхления поверхности штабеля, монтаж оросительных систем, инфильтрационное орошение, переработка продуктивных растворов.

Выщелачивание на ПГХК делится на три ступени: **закисление** (орошение серной кислотой концентрацией 25-30 г/л при интенсивности 60-80 л/ч·м^3), **активное выщелачивание** (орошение серной кислотой концентрации 3-5 г/л при интенсивности 45-50 л/ч·м^3 до концентрации урана в растворе до 35-40 мг/л), **стадия добычи** (орошение серной кислотой концентрацией 1-2 г/л при интенсивности 15-20 л/ч·м^3)

Для работы КВ в зимних условиях на штабелях руды отсыпают слой руды 2-3 м, для предотвращения промерзания в процессе выщелачивания. Кроме этого теплоизолируются все трубопроводы, подводящие рабочий раствор и отводящие продуктивный раствор.

Для интенсификации КВ испытано взрывное рыхление штабеля, применение окислителей, ПАВ для уменьшения кальмотации и др. [2, 16]. Принципиальная технологическая схема КВ золота представлена на рис. 22.1 [17].

Технология кучного выщелачивания металлов предусматривает планировку земной поверхности, создание специального антифильтрационного основания, формирование штабеля путем укладки (автомобильной, конвейерной, экскаваторной и т.д.) руды (с предварительным

заложением дренажей и растворосборников), образование оросительных систем, подачу выщелачивающего и сбор продуктивного растворов, выделение из последних металлов и утилизацию образующихся кеков выщелачивания.

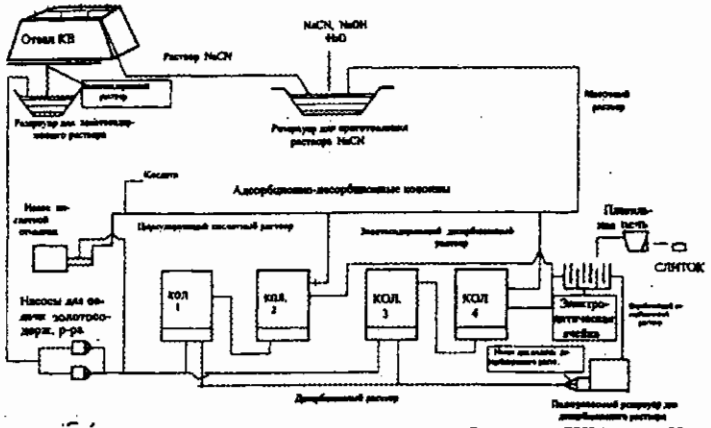


Рис. 22.1. Технологическая схема КВ золота на руднике Стерлинг, США, штат Невада

Конструктивные особенности площадок кучного выщелачивания определяются рядом факторов, основными из которых являются:

- годовой объем добычи руды;
- крупность материала;
- схема организации работ;
- наличие и стоимость местных материалов для сооружения оснований;
- состав и параметры оборудования, используемого для отсыпки рудного материала.

Материалом для КВ обычно служат металлсодержащие беднотоварные, забалансовые комплексные и труднопереработываемые руды, а также минерализованная масса вскрышных пород. Дифференциацию штабелей КВ (рис. 22.2) производят по нескольким характеристикам, существенно влияющим на показатели технологического процесса. Во-первых, согласно такому признаку, как **крупность выщелачиваемой руды,** штабели КВ подразделяют на сложенные из крупнокусковой массы со средними размерами 150–200 мм (это преимущественно металлосодержащие породы вскрыши и горная масса ранее сформированных отвалов, сюда входят руды с прожилковой минерализацией и т.д.), среднедробленные руды с диаметром куска 20–50 мм (рядовые руды месторождений полезных ископаемых) и мелкодробленные руды с размерами

1–5 мм (пески, пульпа хвостохранилищ, упорные руды с тонкодисперсной минерализацией и др.). Исходный тип руды с большим содержанием глины или мелоги (-10+0 мм) представляет серьезные затруднения для КВ, поскольку резко ухудшает фильтрацию, вызывает образование сухих замкнутых зон внутри штабеля, что приводит к потерям металла и перерасходу реагента.

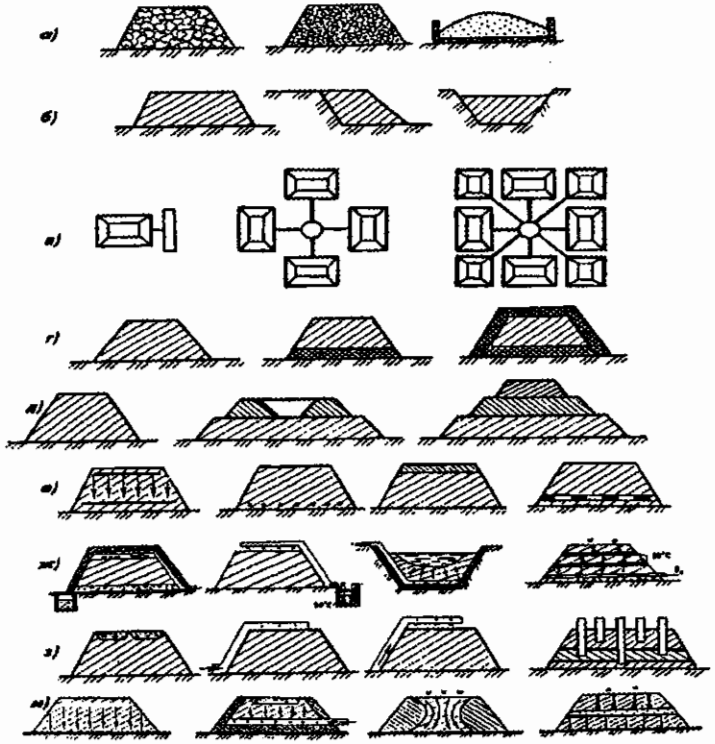


Рис. 15.2. Классификация штабелей кучного выщелачивания:
а – по крупности горной массы; *б* – по использованию рельефа местности (равнина, горный склон и выемка); *в* – по количеству штабелей; *г* – с естественным и подготовленным основанием; *д* – одно- и многоразовые; *е* – с интенсификацией процесса (закладка электродов, пневмобаллонов, формирование слоя минералов-интенсификаторов и т.п.); *ж* – при отрицательных температурах; *з* – по характеру обработки массива технологическими растворами (орошение Прудковой системой, перфорированными трубами, разбрызгивателями); *и* – по направлению миграции (гравитационной и обусловленной действием гидравлического замка) и различной проницаемости массива и т.п.

Для организации переработки таких руд проводят *агломерацию (окомкование)*. В процессе агломерации руды смешивают с портландцементом в соотношении 5 кг цемента на 1т руды и окомковывают в грану-

ляторе. Выщелачивание таких руд с предварительным окомкованием резко ускоряется. Это сокращает период обработки штабеля при одновременном увеличении извлечения металлов.

Например, после агломерации материала, крупность которого составляла 85% – 75 мкм, кучным цианированием было извлечено свыше 85% золота и 75% – серебра. Таким образом, крупность рудного материала, подготавливаемого для КВ, является функцией трех переменных факторов: технологических свойств руд, содержания металла и затрат на дробление. В результате процесс КВ реализуется по двум вариантам: быстрое выщелачивание дробленной руды и длительное (без предварительного дробления материала). В первом случае руду дробят до 19 и даже до 6,3 мм, затем укладывают в штабель высотой от 0,9 до 2,4 м, вмещающий от 1 до 10 тыс. т материала. Продолжительность выщелачивания – от 7 до 30 сут. Во втором варианте используют добываемую открытым способом руду крупностью около 150 мм. Высота штабеля достигает 6-10 м, объем заскладированной массы – от 10 тыс. т до 2 млн. т руды, срок выщелачивания - несколько месяцев.

В зависимости от применяемой при формировании штабеля **техники и технологии** определяется форма и внутренняя структура штабеля. Наиболее распространенным является отсыпка штабеля КВ с помощью автосамосвалов. Их использование, наряду с такими положительными качествами, как высокая маневренность и производительность, характеризуется и некоторыми недостатками (например – утрамбовка выщелачиваемой горной массы колесами). Кардинально решает эти проблемы использование при формировании штабелей КВ различных тельферов или экскаваторов, но при этом процесс отсыпки горной массы удорожается. При складировании мелкораздробленной горной массы может быть использован гидротранспорт.

Существенное влияние КВ оказывает на **рельеф местности и выработок**, где формируется штабель КВ (на равнине, горном склоне, открытой выемке или в подземной выработке).

Например, отвалы отсыпаются в балку с перепадом высот более 100 м. В процессе отсыпки горной массы происходит сегрегация кусков по крупности (а соответственно и по различному содержанию металла). У подошвы отвала откладываются фракции 100-150 мм. Раствор реагента подают через трубы, размещенные в скважинах, пробуренные станками НКР-100. Трубы в отвале перфорируют. Диаметр труб 100 мм. После снижения содержания металла в рудах верхней зоны до уровня содержания в горной массе, нижней, крупнокусковой зоны, в нижнюю часть массива забуривают трубы с размещением в них зарядов ВВ. Затем производят взрывное рыхление пород нижней зоны. Далее ведут совместное выщелачивание верхней и нижней зон.

По количеству и расположению штабелей на площадке КВ выделяют **одно- и многосекционные**. Так, например, фирма Smoky Valley Mining организовала процесс кучного выщелачивания следующим образом. Площадка поделена на 22 секции, имеющие индивидуальные системы орошения и подъездные пути, но общий для всех секций растворосборник. В любой момент времени 19 секций находятся на выщелачивании, 1 – на дренаже раствора, 1 – разгружается и площадка одной секции остается свободной. При этом количество руды в секции достигает от 30 до 100 тыс. т, а ее размеры в среднем составляют 100-150 м, в отдельных случаях достигая длины 700 м. Время выщелачивания руды составляет при этом 40 сут., промывки и дренирования растворов - по 2 сут. На руднике Канделария на одной площадке 1280 на 304 м располагают 12 штабелей длиной 304 м и шириной 91 м каждая. На большинстве рудников также имеется несколько площадок КВ. Так, на руднике Карлин их 5, каждая (размером 91х46м) вмещает 16 тыс. т руды, которую ссыпают на площадку с самосвалов и затем укладывают в штабель КВ бульдозером.

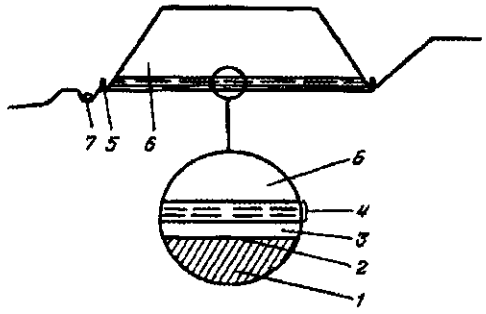


Рис. 22.3. Типовое строение кучи:
1 – фундамент покрытия; 2 – пленка; 3 – слой песка; 4 – предохранительное покрытие с перфорированными трубами; 5 – берма; 6 – куча (штабель), 7 – дренажная траншея с трубой

Сочетание в гидронепроницаемом основании глин с полимерными пленками обладает повышенной эластичностью и свойством самозалечивания (в случае образования трещин и прорывов), что играет важную роль для экологии производства.

Основания штабелей должны быть гидронепроницаемыми для предотвращения потерь рабочих и продуктивных растворов и обеспечения мероприятий по охране окружающей среды от загрязнения. Типы площадок КВ и оснований, применяемых на зарубежных геотехнологических предприятиях, представлены на рис. 22.3, 22.4. Основанием для площадок КВ служит слой гравия, дробленной руды, смесь глин и шла-

мовой фракции хвостов золото извлекательной фабрики (ЗИФ), бентонитовые глины и др. материалы.

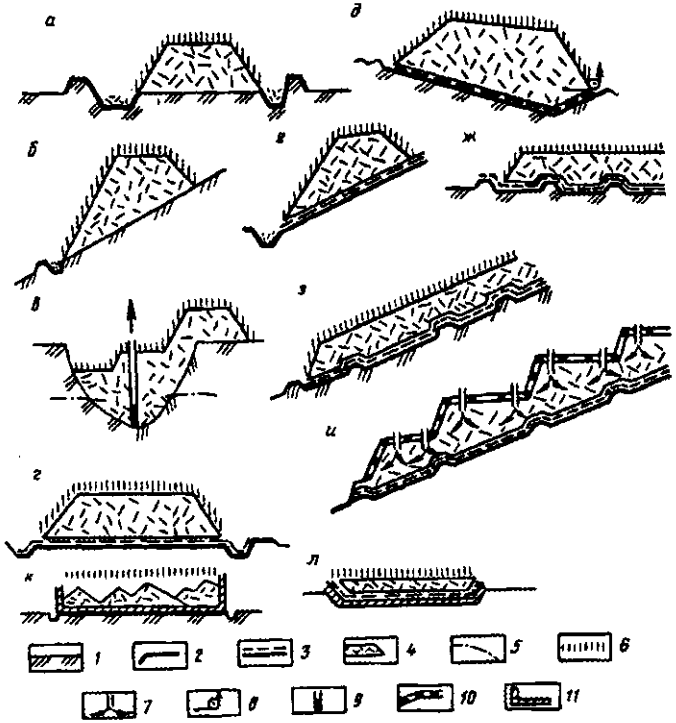


Рис 22.4. Принципиальные схемы вертикальных сечений окученной и подготовленной к выщелачиванию горной массы:

а–в – отвалы находящиеся на горизонтальной (а) и наклонной (б) поверхностях и в отработанном карьере (в); *г–е* – штабели, находящиеся на горизонтальной поверхности с дренированием растворов в боковые (г) и подштабельные (д) выемки и расположенных на склоне (е); *ж–и* – штабели, сооруженные на горизонтальной (ж) и наклонной поверхностях без рекультивационного слоя почвы (з) и с ним (н); *к* – кучи, отсыпанные в заливаемую реагентом или водой емкость; *л* – тонкий слой концентрата после замеса с концентрированным раствором реагента;

1 – поверхность земли; 2 – гидроизоляционный слой; 3 – дренажный слой; 4 – перерабатываемая горная масса; 5 – пьезометрический уровень подземных вод и рабочих растворов; 6-7 – оросительные устройства: 6 – поверхностные, 7-скважинные; 8 – насос; 9 – откачные устройства; 10 – рекультивационный слой; 11 – бетонное основание и стенки площадок многократного пользования

Площадка планируется под углом 2–7° в направлении сборников, с обеспечением стока растворов в желоба с пластиковой футеровкой, проложенные по периметру водонепроницаемого основания. Мощность слоя основания составляет от 100 до 600 мм. На основание укладывается гидронепроницаемое покрытие: асфальтовое, иногда двухслойное – 2 слоя асфальта по 180 мм с резиновой прокладкой посредине и 51 мм (гидравлический асфальт) для многоразовых площадок; глинистое (толщиной 130–460 мм) – на площадках разового использования; пластиковое – из сваренных полос кислотоустойчивых полимерных пленок – для обоих вариантов.

На глинистый и пластиковый слой для предохранения от механического повреждения насыпается песчаный экран толщиной 50-100 мм. В ряде случаев ниже основания сооружается контрольный гравийно-песчаный слой толщиной от 150 до 300 мм, служащий для индикации протечек основания при цианидной схеме выщелачивания.

Штабели КВ могут быть **разового и многократного** использования. После окончания процесса выщелачивания кеки (выщелоченную руду) удаляют с площадки КВ (в случае ее многоразового использования) и захоранивают, а на ее место насыпают новый массив. Обычно высота штабеля при КВ составляет 2–15 м. Иногда (фирма Бандфали и др.) новый слой свежей руды укладывают на выщелоченную массу достигая общей высоты штабеля до 30 м. Основным критерием при выборе высоты слоя является характеристика материала по степени слеживаемости, гранулометрический состав и другие физические свойства руд. В то же время высота и конструкция штабеля КВ зависят и от конкретного способа выщелачивания. Так, высота штабеля КВ одноразового использования для крупных среднедробленных руд обычно составляет 10-15 м. Для выщелачивания мелкодробленной горной массы или при послойном технологическом процессе (когда на ранее выщелоченный слой, покрыв его пленкой, отсыпают новый слой руд) мощность штабеля или отдельных слоев составляет 1-2 м.

При формировании штабелей на ряде предприятий предусматриваются системы **интенсификации** процесса КВ. Это может быть закладка электродов и электрохимическая обработка руд, сооружение в штабеле КВ подвижного основания в виде надувных баллонов или гидравлических секций.

Некоторый интерес представляет и интенсификация процесса КВ за счет дополнительного воздействия ионизирующей радиации и радиоактивного излучения. Во-первых, при спонтанном распаде радиоактивных элементов в рудах образуются дефекты, изменяющие структурные, механические, электронные и др. свойства минералов, что положительно влияет на скорость выщелачивания. Во-вторых, под воздействием радиоактивного излучения в золотосодержащих рудах и растворах образуются свободные радикалы и ионы (тиосульфат, атомарный хлор и др.). Все это в совокупности обеспечивает интенсификацию выщелачивание золота.

Интенсификацию процессов КВ можно обеспечить, рассматривая, например, золотосодержащие арсенопирит-пирротиновые руды с позиций электрохимического растворения металлов, как систему состоящую из трех минералов: арсенопирит – пирротин – самородное золото. Ионы каждого металла имеют индивидуальный электродный потенциал выхода из кристаллической решетки минерала, обусловленный его стандартным электродным потенциалом, кислотностью раствора, потенциалом окислителя. Под воздействием электрохимических реакций, в первую очередь будет растворяться наиболее электроотрицательный минерал этой триады. Поэтому изменение значений электродных потенциалов и элементов в электрогеотехнологии имеет существенную роль.

Величина электродного потенциала арсенопирита 0,5В, пирита 0,55В, золота 1,5В. При изменении электродных потенциалов необходимо учитывать такое широко известное в природных геологических процессах, но не применяемое пока в технике и технологиях свойство, как увеличение потенциала минералов с ростом содержания в среде свободного кислорода. А чем положительнее потенциал сульфидов, тем труднее проходит реакция их электрохимического окисления.

КВ при отрицательных температурах может осуществлятся с **полным экранированием штабеля и зумпфа** (предотвращающее их промерзание), или **подогрев** технологических растворов: например, с целью круглогодичной эксплуатации установки КВ фирма Smoky Valley Mining в 1980г смонтировала систему подогрева оборотного обеззолоченного раствора, подаваемого на выщелачивание. Раствор пропускают через зумпф с двумя погружным горелками, где температура раствора повышается до $+17^0$С при температуре окружающей среды -9^0С. В других случаях целесообразно ведение **выщелачивания тонкими, незамерзающими пленками** с образованием на поверхности ледяной линзы, или с заложением в теле штабеля КВ **слоя саморазогревающихся пород**, например, слоя сульфидов, который в дальнейшем подвергают аэрации через перфорированный трубопровод.

Штабели КВ **по разному обрабатываются технологическими растворами.** Раствор подают на поверхность штабеля центробежными насосами через пластиковые трубы в объеме от 0,4 до 60 $м^3$/мин (в зависимости от параметров штабеля). Для распределения растворов по поверхности штабеля используют распределители из резиновых трубок и механические разбрызгиватели с радиусом действия 9–10м. Орошающая система обычно состоит из полиэтиленовых труб диаметром 13мм с расположенными через каждые 510мм эмиттерами. Трубы подсоединяются к магистральным растворопроводам диаметром 100–150мм, расположенным через 38м. Расход цианистого раствора достигает 10 л/$м^2$·ч. Так, на руднике Карлин водный раствор цианистого натрия подают на каждый штабель системой разбрызгивателей из расчета расхода цианистого натрия 0,375 кг/т руды при pH = 10,5. Орошение штабеля путем разбрызгивания или распыления растворов не всегда приносит хорошие результаты. Поэтому фирма Windfoll Venture при выщелачивании доломитовой руды с тонковкрапленным золотом, содержащей 50% фракции – 150мкм, формируют штабель высотой 10,6м на вершине которого сооружается берма и устраивается прудок из цианистого раствора.

В случае послойного складирования горной массы (с различным содержанием металлов) выщелачивающий реагент подается к соответствующему отрабатываемому слою, что исключает недоизвлечение полезных компонентов из нижних отработанных слоев из-за снижения их проницаемости.

По направлению миграции технологических растворов наиболее распространенным вариантом является миграция под действием сил гравитации – сверху вниз. Но при создании гидравлического замка возможна смена направления миграции на противоположное.

Изменение направления миграции технологических растворов достигается и другими путями. Например, при снижении концентрации металлов в продуктивных растворах производят кольматацию участка формирования потока реагента в зоне интенсивного выщелачивания. Кольматацию осуществляют через оросительные скважины, обсаженные полиэтиленовыми перфорированными трубами, которые проходят в толще выщелачиваемой руды.

При фильтрационном выщелачивании значительно большая скорость движения растворов достигается непосредственно под точками подачи растворов и уменьшается при удалении от них. Поэтому образуется так называемая "зона интенсивного выщелачивания", в которой полезный компонент быстрее переходит в раствор, чем в периферийной части зоны инфильтрационного потока.

Для устранения этого недостатка зону интенсивного выщелачивания частично кольматируют. Таким образом, создается возможность подачи выщелачивающего раствора в периферийную область инфильтрационного потока и активной ее проработки.

Возможно и такое воздействие на поток технологического раствора, как его рассредоточение. Для этого в массиве штабеля КВ формируют по меньшей мере один слой мелкозернистого материала (например, с крупностью зерен -2,0 +0,5 мм), высотой 50–120 мм. В результате обеспечивается распределение гидродинамического потока по всему сечению штабеля.

В настоящее время разработан ряд конструкций штабелей кучного выщелачивания руды, где горизонты орошения располагают в теле штабеля на границах зон сегрегации выщелачиваемого материала под углом к гидронепроницаемому основанию с секционной подачей выщелачивающего реагента.

Для снижения набухания глинистых руд при КВ и увеличения их проницаемости, во-первых, на выщелачивание необходимо подавать не "чистые" растворы, а уже имеющие начальное содержание выщелачиваемых металлов; во-вторых, при выщелачивании добиваются таких режимов, чтобы концентрации металлов и солей внутри выщелачиваемого куска соответствовали их концентрации во внешних выщелачивающих растворах.

В соответствии с вышеизложенным был разработан способ КВ высокоглинистых руд, согласно которому первоначально производят планировку земной поверхности и ее покрытие антифильтрационным слоем, например полиэтиленовой пленкой. Затем отсыпают выщелачиваемый штабель из золотосодержащих глинистых руд, содержащих золото в виде мельчайших частиц размером 0,5–1 мм. После чего подают растворы, приготовленные на основе гипохлоритных солей. Особенностью этой группы реагентов является способность растворять золото при любой геохимической обстановке среды, т.к. в зависимости от геотехнологического сорта руд – количества карбонатов, органики или сульфидов – можно подобрать оптимальные pH и Eh растворов. Но в принципе можно использовать и другие реагенты: цианистые (работающие в щелочной среде) или тиомочевинные (для кислых сред) соединения. Приготавливаемые растворы имеют pH=7,0–7,5 и ОВП 1100-1150мВ, с незначительным содержанием золота. Эти растворы подаются из другого штабеля КВ (после выщелачивания металлов, осаждения на сорбционных колоннах 70% содержащегося в них металла и доукрепления активным агентом). При подаче таких растворов в массив КВ происходит активное выщелачивание золота. А добиваясь соотношения концентрациии внешнего раствора X_1 и внутреннего (порового) X_2 равного $X_1>(1–1,2)X_2$ путем регулирования объемов подачи выщелачивающих растворов и концентрации реагентов, обеспечивают оптимальную проницаемость глинистых руд.

Сбор и транспортировка продуктивных растворов в насосные зумпфы осуществляется по профильным лоткам, покрытым полимерной пленкой или специальными реагентостойкими мастиками (рис. 22.5). Возможны другие варианты сбора растворов, в частности, в деревянные лотки (покрытые пленкой), полиэтиленовые, асбоцементные и др. Основным условием при сооружении сборных коммуникаций является - обеспечение их надежности от протечек раствора.

Основными элементами технологической цепочки предприятия кучного являются: узел рудоподготовки (дробления, агломерации, дешламации); специально оборудованный штабель КВ (рис. 22.6) с системой орошения; узел осаждение металлов; узел нейтрализации и обезвреживания отходов производства.

Соответственно выделяются следующие **элементы технологии КВ**: рудоподготовка; выщелачивание; осаждение; рекультивация промплощадок, жидких и твердых отходов.

Важным элементом технологии КВ является выделение металлов из продуктивных растворов. Так **цементационная переработка** продуктивных растворов – это процесс вытеснения из растворов благородных металлов менее благородными. Осаждение золота цинковой стружкой или пылью идет по формуле:

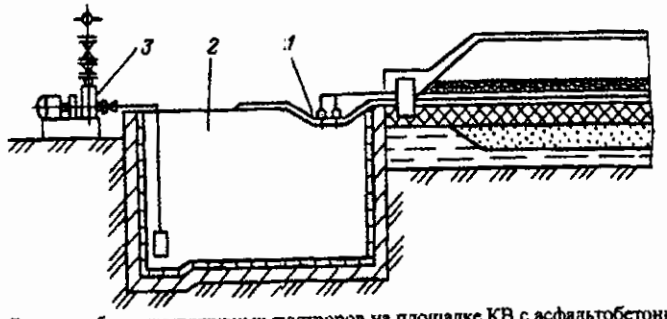


Рис. 22.5. Система сбора продуктивных растворов на площадке КВ с асфальтобетонным основанием: 1 – сборные лотки, 2 – насосный зумпф, 3 – насосная станция

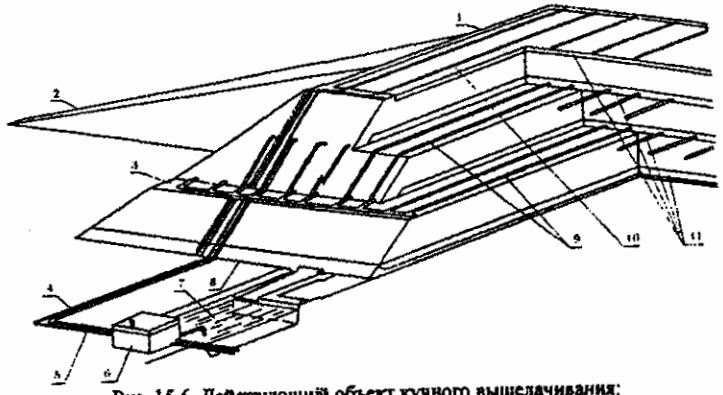


Рис. 15.6. Действующий объект кучного выщелачивания:

1 – штабель КВ; 2 – заезд на штабель; 3 – уступ штабеля; 4 – трубопровод рабочих растворов; 5 – трубопровод сжатого воздуха; 6 – насосная станция; 7 – зумпф продуктивных растворов; 8 – гидроспроницаемое основание; 9 – аэрационная система; 10 – оросительная система; 11 – слои из мелкозернистого материала

$$Zn + 2[Au(CN)_4] \rightarrow [Zn(CN)_4] + 2Au,$$

причем процесс идет с растворением цинка и выделением водорода:

$$Zn + 4CH^- + 2H_2O \rightarrow [Zn(CN)_4]^{2} + 2OH + H_2;$$

$$Zn + 2OH \rightarrow [ZnO_2]^{2} + H_2O.$$

Принципиальная схема цементации золота и серебра цинковой пылью из цианистого раствора протекает по схеме: цианирование руды, фильтрование, осветление продуктивных растворов, деаэрация под вакуумом, осаждение цинковой пылью с добавлением соли нитрата свинца, фильтрование раствора и отправку цементного концентрата на плавку.

Первая установка КВ золота из техногенного сырья – лежалых отвалов эфелей золотоизвлекательных фабрик АООТ "Южуралзолото" (г.Пласт, Челябинская обл.) в России была пущена в 1993 г. [17], [2].

Эта установка производительностью 50 тыс.т руды в год была сооружена в течение 8–10 мес. Золотосодержащую горную массу из эфельных отвалов с содержанием золота 0,8–3,0 г/т доставляли сомосвалами на расстояние 1–5 км. Предварительно в барабанном окомкователе эфеля с высоким содержанием глины подвергались окомкованию. В качестве связующего материала был использован портландцемент с расходом 3–4 кг/т.

Штабель КВ формировали на площадке, имеющей гидроизоляционное основание (выполненное из глины и склеенной полиэтиленовой пленки), с помощью конвейеров или автопогрузчиков. Фильтрационный слой в основании кучи создан путем отсыпки на полиэтиленовую пленку песка и щебня. Высота штабеля КВ достигала 3 м.

Выщелачивание золота производили с применением 0,1%-го раствора цианида натрия с добавкой гидроксида натрия. Концентрация щелочи в растворе составляет 0,03–0,05%. Продолжительность операции выщелачивания была принята 60 сут. Штабель орошали капельным способом с помощью полиэтиленовых шлангов, равномерно размещенных по его поверхности. Продуктивные золотосодержащие растворы (с содержанием золота 1,3-1,5 г/т) собирали в коллекторные трубы, расположенные в основании штабеля, откуда они самотеком поступали в чан-сборник. Металл выделяли сорбцией на ионообменной смоле (емкостью 2-5 кг/т) или активированном угле. Для снятия золота с угля использовался раствор цианистого натрия и гидроксида натрия при температуре 90-95°С. Извлечение золота с насыщенной смолы или угля проходило достаточно полно (остаточное количество металла составляло менее 0,05 кг/т). Смола и уголь являются оборотными продуктами и многократно используются в цикле "сорбция–десорбция".

Извлечение золота из эффелей находится на уровне 57-65%, что предопределено тонкой вкрапленностью металла. Доизмельчение эфелей

до 85-90% класса -0,074мм и их переработка сорбционным цианированием повышает извлечение до 80–85%. Однако дополнительное получение золота не покрывает затрат на переработку бедных эфелей, и фабричный вариант является убыточным.

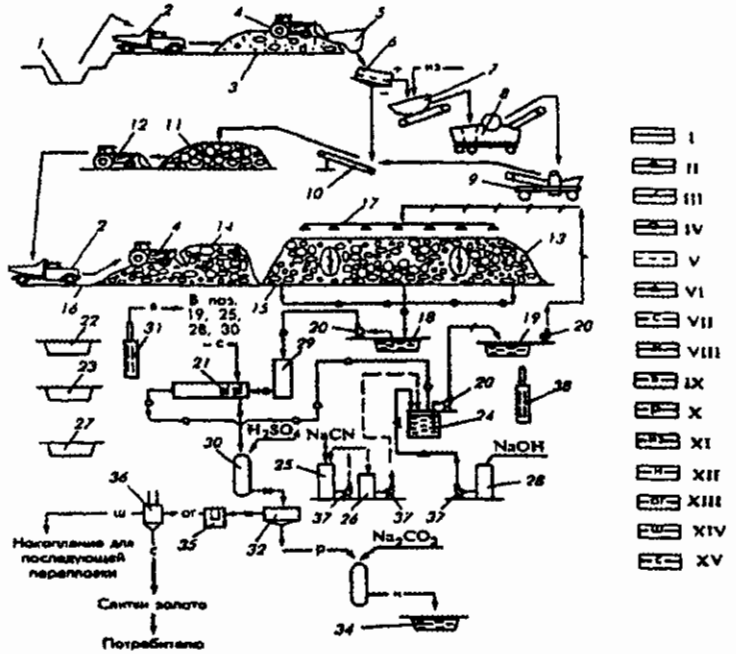


Рис. 15.7. Схема цепи аппаратов опытно-промышленной установки КВ золота из окисленных руд Майского месторождения:

1 – карьер; 2 – автосамосвал БелАЗ-540; 3 – склад исходной руды; 4 – бульдозер Т-130; 5 – бункер; 6 – инерционный грохот; 7 – бункер-питатель; 8, 9 – дробилки 8 – щековая 9 – конусная 10 – транспорт специальный; 11 – склад дробленой руды; 12 – колейный погрузчик типа ТО; 13–14 блок-секции: 13 – дробленои руды массой 50тыс.т, 14 – отсыпаемая массой 50 тыс.т, 15–16 – гидроизоляционное основание: 15 – с системой дренажных устройств 16 – в стадии строительства; 17 – оросительная система с напорными эмиттерами; 18–19 – емкости; 18 – золотосодержащих растворов; 19 – сборник обеззолоченных растворов 20 насосный агрегат; 21 – цементатор ящичного типа; 22–23 емкости: 22 – резервная золотосодержащих растворов, 23 – резервная обеззолоченных растворов; 24 – зумпф; 25–29 емкости: 25 – разварки цианида, 26 – исходная 10%–го раствора NaCN 27 – аварийная; 28 – для приготовления 20%–го раствора NaOH, 29 – расходная золотосодержащих растворов; 30 – реактор кислотного разложения; 31 – скважина, 32 – нутч–фильтр; 33 – реактор для нейтрализации кислотных растворов и промвод; 34 – отстойник с основным карбонатом цинка; 35 – сушильная печь типа СНОЛ, 36 – рудно–термическая печь конструкции ИРГИРЕДМЕТА 37 – химический насос; 38 – наблюдательная скважина; I – руда; II–VI – растворы; П – золотосодержащие, III – исходные цианистые, IV – обеззолоченные, V – 10%–й NaCH; VI – 20%-NaOH; VII – цинковая стружка; VIII – золотосодержащие шламы; IX – технологическая вода; X – кислые растворы и промводы; XI – комовая известь; XII – нейтрализованные стоки; XIII – огарок XIV – шлак; XV – слиток Au

Вторым положительным примером цианидного выщелачивания золота в штабелях в России является создание установки по переработки руд месторождения Майское (Хакассия), разрабатываемое АОЗТ "Артель старателей Саяны" (г.Минусинск). Здесь в 1994 г. была пущена в эксплуатацию промышленная установка КВ с производительностью 300 тыс.т руды в год. Исходные данные для разработки проекта опытно-промышленной установки КВ золота из окисленных руд Майского месторождения приведены в табл. 22.1

На выщелачивание цианистым раствором направляют дробленную руду класса - 5мм с содержанием золота 5,7 г/т (рис. 22.7) [12]. Максимальная концентрация золота (составляющая 30 мг/м^3) в продуктивном растворе была достигнута на 15-е сутки обработки. Одновременно с выщелачиванием золота из первой блок-секции кучи осуществлялось сооружение всего комплекса гидроизоляционного основания с системой дренажных устройств и дробление руды для второй секции в 50 тыс. т.

Таблица 22.1

Сырьевая база для горнорудного предприятия	Окисленные руды с запасами около 3,5т золота
Производительность установки, тыс.т	100
Характер эксплуатации установки	Сезонный
Продолжительность сезона эксплуатации, сут	160-180
Содержание золота в товарной руде, г/т (не менее)	4,0
Тип гидроизоляционного основания штабеля КВ	Одноразового использования
Число блок-секций для КВ, шт (не менее)	2
Масса каждой блок-секции, тыс.т	50,0
Высота штабеля КВ, м	6,0
Максимальное число штабелей КВ на одном основании	3
Извлечение золота, % (не менее)	80
Крупность руды, направляемой на КВ, мм	-5+0
Число стадий дробления	3
Вид товарной продукции	Золото в слитках, ГОСТ ТУ-48-16-7-75

Извлечение золота из продуктивных растворов осуществлялось цементацией на цинковой стружке в цементаторах ящичного типа из 9-ти секций. В установившемся режиме извлечение золота составляло не менее 98% при его концентрации в обеззолоченном растворе не более 0,1 г/м^3. Как правило, до 95% золота извлекается в первых 7-ми секциях цементатора.

Первичные цинковые осадки из первых 4-х секций цементатора содержат от 9 до 12% золота и 25–40% цинка. После сернокислотного разложения содержание золота в осадках повышается более чем в 2 раза

с одновременным снижением содержания кислотнорастворимых примесей.

Осадки плавят, металл в виде сплава Доре (сплав золота с серебром с содержанием золота от 820 до 840 частей) отправляют на аффинажный завод. На этой установке выработка золота составила 8 кг на человека.

22.3. ЭКОНОМИКА КУЧНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ

Выгодные стороны кучного выщелачивания из штабелей и отвалов:

- резкое сокращение пути перевозки и численности оборудования, поскольку отпадает в значительной мере необходимость дробления руды;
- исключение процесса сепарации пустого шлама; отсутствие очистных фильтров;
- упрощение ионнообменного оборудования, так как количество растворов сравнительно невелико.

В целом. можно заключить. что капитальные затраты при кучном выщелачивании золота составляют 20-25%, а эксплуатационные - 40% от соответствующих затрат при стандартном способе переработки золотосодержащих руд на обогатительной фабрике.

Так, удельные расходы химических реагентов при переработке золотосодержащих руд по методу кучного выщелачивания составляют:

NaCN – (1,2 т/месяц)

HCl – (0,6 т/месяц)

NaOH – (0,58 т/месяц)

Среднее потребление электроэнергии при цианировании золотосодержащих руд составляет 5–8 кВт/т руды.

По сравнению с чановым выщелачиванием в условиях гидрометаллургических заводов при кучном процессе капитальные затраты снижаются на 68%, а эксплуатационные на 34%.

Средние показатели извлечения золота из руд при их кучном выщелачивании лежал в пределах 55-75%, максимальные доходят до 95%. Себестоимость добычи 1г золота составляет 4,5-8 $ USA при средней цене около 11 $. Переработка становится нерентабельной при содержании металла ниже 0,3–0,5 г/т его извлечение менее 50%.

22.4. ЗАДАЧИ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЙ КВ

Задачи дальнейших исследований технологий КВ определяются экономикой (снижение себестоимости получения продукции) и экологией (уменьшение отрицательного влияния на окружающую среду). Этим целям могут послужить исследования в следующих областях:

1. Поиск и разработка новых эффективных и экологически щадящих растворителей, прежде всего из газовых отходов металлургических, нефтеперерабатывающих и других производств.
2. Разработка технологии КВ металлов с переводом кеков выщелачивания в наиболее оптимальную для биосферы минеральную форму под воздействием активных реагентов, электрического тока, укоренных электронов или ионизирующего излучения.

Литература

1. Актуальные вопросы добычи цветных, редких и благородных металлов. Бубнов В.К. и др. Акмола. 1995. 602 с.
2. Водолазов Л.И., Дрободенко В.П., Лобанов Д.П., Малухин Н.Г. Геотехнология. Кучное выщелачивание бедного минерального сырья. М., МГГА. 2000. 300 с.
3. Воробьев А.Е. Проблемы кучного выщелачивания золота из техногенного минерального сырья //В сб.: Проблемы извлечения благородных металлов из руд отходов обогащения и металлургии. Екатеринбург, 1998. - С. 9-10.
4. Воробьев А.Е., Гладуш А.Д. Влияние конверсии золотодобывающей отрасли России на геотехнологические методы разработки //Вести. РУДН, сер.Строительство, 1999, N1. - С.172-179.
5. Воробьев А.Е. и др. Электрохимическое выщелачивание металлов. М., МГГА, 1996.
6. Воробьев А.Е., Погодин М.А. Выщелачивание металлов при отрицательных температурах среды //Тезисы докладов конференции <Наука и новейшие технологии при освоении месторождений полезных ископаемых на рубеже XX-XXI веков>. - М.: МГГА, 1998. - С.58.
7. Воробьев А.Е., Чекушина Т.В. Добыча золота с применением методов физико-химической геотехнологии //Руды и металлы, N1, 1999. - С.33-34.
8. Воробьев А.Е., Чекушина Т.В. Физико-химическая геотехнология кучного выщелачивания золота из упорных руд //Каталог научно-технических разработок. - М.:МГГУ, 1999. - С.51.
9. Минеев Г.Г., Дружина Г.Я., Строгонов Г.А. Сорбция золота из растворов кучного выщелачивания руд активированным углем// Цветные металлы. 1976. N12. С. 68-69.
10. Седельникова Г.В. Практика кучного выщелачивания золотосодержащих пород. Горный журнал. N1-2, 1996. С. 122-124.
11. Строганов Г.А., Дементьев В.Е., Шутов А.М. и др. Технология кучного выщелачивания благородных металлов //Горный журнал N12, 1994. - С.11-12.
12. Строганов Г.А., Цитлидзе К.М., Чечкин В.И. и др. Промышленные испытания технологии кучного выщелачивания золота из окисленных руд Майского месторождения. //Горный журнал N4, 1996. с. 39-41.
13. Толстов Е.А. Физико-химические технологии освоения месторождений урана и золота в Кызылкумском регионе. М., МГГУ, 1999. 313 с.
14. Хабиров В.В., Забельский В.К., Воробьев А.Е. Прогрессивные технологии добычи и переработки золотосодержащего сырья /Под ред.акад. Н.П.Лаверова. - М.:Недра, 1994. - 272 с.
15. Шапиро А.П., Шведова Н.В. Растворение золота в растворах сульфооксидных соединений. //Тр. ЦНИГРИ, 1874, вып. 1, с. 27-29.
16. Ларин В.К., Зайцев Р.К. Кучное выщелачивание на Приоргунском ГХК. //Горный журнал, №12. 1999.
17. Мязин В.П. и др. Применение технологии кучного выщелачивания на бедных золоторудных месторождениях Читинской области. Чита, НИЦИТ, 1999.

23. ПОДЗЕМНАЯ ВЫПЛАВКА СЕРЫ*

23.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ

Сущность метода подземной выплавки серы (ПВС). Метод подземной выплавки серы предложен Г. Фрашем в 1891 г. **В основе метода подземной выплавки лежит более низкая по сравнению с вмещающими породами температура плавления** (112,8–119°С).

Добычная скважина, оснащена тремя концентрически расположенными колоннами труб (рис 23.1): водоподающей, серовыдачной и воздушной.

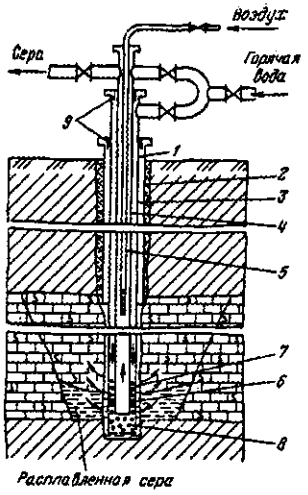


Рис. 23.1. Принципиальная схема добычной скважины:
1 – обсадная колонна; 2 – затрубная цементация; 3, 4 и 5 – соответственно водоподающая, серная, и воздушная колонны; 6 – разделительный пакер; 7,8 –, воздушная и серная перфорации; *9* – сальниковые компенсаторы

Устьевое оборудование скважины обеспечивает нагнетание теплоносителя через кольцевое пространство между водной и серной трубами и откачку серы по выдачной трубе. **В качестве теплоносителя используется вода с температурой 160°С,** которая через перфорацию водной колонны проникает в серную залежь. Распространяясь по залежи, теплоноситель вытесняет пластовую воду и нагревает рудное тело, в результате чего вокруг добычной скважины образуется зона плавления, которая по мере нагнетания теплоносителя распространяется по пласту. Расплавленная сера, будучи почти вдвое тяжелее воды, стекает к забою скважины и под действием гидростатического давления поднимается по серной трубе до соответствующего уровня. При подаче сжатого воздуха по воздушной трубе жидкая сера поднимается на поверхность и направляется на склад готовой продукции.

* Глава написана совместно с чл-корр. РАЕН И.Л. Демьяновой, чл-корр. РАЕН д.т.н. Г.Х. Хчеяном, к.т.н. Я.Б. Служителем и к.т.н. Нафтулиным.

Процесс отработки осуществляется группой скважин, вступающих между собой в тепловое и гидродинамическое взаимодействие, и сопровождается разгрузкой пласта через водоотливные скважины.

Управление подземной выплавкой осуществляется за счет регулирования параметров процесса отработки: числа добычных скважин, их расположения и порядка включения, расхода нагнетаемого в скважину теплоносителя, интенсивности откачки серы, режима разгрузки пласта, и также параметров добычного оборудования и свойств теплоносителя.

Течение процесса ПВС во многом определяется физико-геологической обстановкой. Требования к качеству руд и горно-гидрогеологическим условиям их залегания определяют возможность и экономическую целесообразность добычи серы методом ПВС (табл. 23.1).

Таблица 23.1

Требования и условия разработки серной залежи

Показатель	Условия разработки		
	хорошие	удовлетворительные	требующие конкретного анализа
Среднее серосодержание, %	более 20	10–20	менее 10
Извлечение серы, %	более 70	70–40	менее 40
Текстура руд (преобладающая)	полосчатая, прожилковая, гнездовая	гнездово- и прожилковатовкрапленная	дисперсная
Литологический состав пласта	кавернозный известняк	слабокавернозный известняк	плотный известняк
Гидрогеологические условия серной залежи	гидрогеологически закрытая залежь	разгрузка вод затруднена	гидрогеологически раскрытая залежь
Водопоглощение, $м^3$ на 1 м мощности при давлении 1 МПа	0,5–1	от 0,1 до 3	более 3, менее 0,1
Покрывающие породы	водонепроницаемые	слабоводопроницаемые	водопроницаемые
Мощность серной залежи, м	более 10	10–3	менее 3

23.2. ПАРАМЕТРЫ ПРОЦЕССА ПОДЗЕМНОЙ ВЫПЛАВКИ СЕРЫ И ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЕ

Технология ПВС широко освещена в зарубежной и отечественной литературе [1, 2, 3, 4] и является совокупностью осуществляемых в определенной последовательности производственных операций. Схема пооперационного анализа технологии ПВС с определением целей, задач,

способа осуществления основных параметров, а также влияющих факторов представлена в табл. 23.2.

Таблица 23.2

Основные операции при реализации технологии ПВС

Операция	Цель и задачи	Способ осуществления	Влияющие факторы	
			Физико-геологические	технологические
Эксплуатационная разведка	Определение физико-геологической обстановки для планирования добычных работ. Получение геолого-гидрогеологических характеристик рудного тела и вмещающих пород (корректировка подсчета запасов, выделение типовых руд, геометризация рудного тела, определение гидрогеологических характеристик участков пласта и др.)	Бурение с отбором керна, изучение керна в лабораторных условиях, геофизическое и гидрогеологическое изучение массива	Положение залежи, глубина, морфология и условия залегания, фильтрационные свойства, изменчивость геолого-гидрогеологических свойств, мощности, содержание серы, проницаемость и др. Структура и текстура, пустотность. Состав пластовых вод	Густота сети добычных скважин, необходимое опережение фронта разведочных работ относительно добычных.
Бурение и подготовка скважин	Вскрытие рудного тела с обеспечением требований технологии (заданных кондиций) и уточнение физико-геологической обстановки. Бурение скважин с сохранением фильтрационных свойств серной залежи, обеспечение герметичности затрубного пространства, обеспечение необходимых фильтрационных характеристик рудного массива и вмещающих пород, получение геолого-гидрогеологических характеристик рудного тела и вмещающих пород по добычным скважинам	Бурение с отбором керна, с промывкой водой, воздухом или др. способом, сохраняющим естественное состояние массива. Кислотные ванны, обработки, подрубы, гидроразрывы, торпедирование электробойка и др. методы управления фильтрационными свойствами, изучение керна, геофизическое и гидрогеологическое изучение массива. Обсадка и цементация скважин. Заканчивание и исследование скважин	Те же	Густота сети добычных скважин, расход и давление теплоносителя, применяемое при добыче; обеспечение разгрузки пласта
Обустройство	Создание системы коммуникаций и пунктов управления добычными работами. Прокладка трубопроводов, оборудование и обвязка скважин, создание контрольно-распределительных пунктов и т.д.	Строительно-монтажные работы		Диаметр трубопроводов, конструкция добычных скважин, замерных пунктов и др.
Производство рабочих реагентов	Бесперебойное обеспечение теплоносителем (горячей водой), сжатым воздухом и паром заданных параметров различных объектов рудника	Паровые и водогрейные котлы, компрессоры, насосы	Расход и температура теплоносителя, воздуха	Расстояние до мест потребления
Добычные работы:	Получение товарного продукта			
а) нагнетание теплоносителя	Разогрев пласта и скважин. Постоянное нагнетание теплоносителя с заданным расходом, температурой и давлением	Насосами через контрольно-распределительную станцию, водную и серную колонны	Проницаемость, мощность пласта, угол наклона залежи, условия разгрузки участков месторождения	Конструкция добычных скважин, их количество, расположение между собой, по отношению к водоотливу и границе

Операция	Цель и задачи	Способ осуществления	Влияющие факторы	
			Физико-геологические	технологические
б) водоотлив	Управление движением пластовых вод. Обеспечение перемещения теплоносителя в пласте в нужном направлении, поддержание необходимого водопоглощения добычным полем	Самоизливом, принудительным водоотливом (погруженным насосом, эрлифтом и др. средством)	Проницаемость, условия разгрузки, угол наклона залежи	Конструкция водоотливных скважин, их число, расположение, способ водоотлива
в) сброс давления в серной колонне	Проверка возможности откачки жидкой серы из пласта, выпуском теплоносителя из серной колонны. Обеспечение притока серы к забою скважины	Соединение устья серной колонны с атмосферой	Физико-геологические условия	Конструкция забойной части, момент времени внутри периода отработки скважины, общая технологическая обстановка
г) откачка и транспортировка жидкой серы	Подъем жидкой серы на поверхность, сбор и транспортировка ее к месту переработки. Создание устойчивого и длительного процесса эрлифтирования одновременно с нагнетанием теплоносителя	Эрлифтом до поверхности и насосами от сборных емкостей	Те же	Создаваемая депрессия, способ ввода теплоносителя, его расход
Очистка и сброс пластовых вод или созданные замкнутого водооборота	Разгрузка пласта, управление режимом выплавки, предотвращение загрязнения водоемов. Очистка от сероводорода и получение допустимого солевого состава сбрасываемых вод. При создании замкнутого водооборота их нагрев	Подкисление с отдувкой, биологическая очистка, разбавление самоизлив и регуляция очистки пластовых вод. Воздействие реагентов.	Химический состав пластовых вод, твердой фазы	Расстояние между добычными и водоотливными скважинами, температура откачиваемых вод
Рекультивация	Вовлечение земельных угодий в народнохозяйственное использование. Ликвидация приповерхностных частей добычных скважин и планировка поверхностей, улучшение почвы	Удаление металла до глубины 1-2 м, тампонаж скважин, планировка поверхности	Характеристика почвенного покрова	Конструкция и диаметр скважин

Работа предприятия ПВС (рис. 23.2) определяется и характеризуется физико-геологическими, технологическими, техническими, конструктивными, системными и экономическими параметрами и показателями.

К физико-геологическим параметрам, характеризующим объект разработки, относятся: геологическое строение участка, структурно-текстурные особенности руд, вещественный состав, условия залегания, тектоническая нарушенность и др. свойства пород, слагающих продуктивный горизонт и вмещающие породы (особенно, фильтрационные и структура порового пространства), гидрогеологические условия (условия на контуре разгрузки, гидравлическая связь с вмещающими породами, минерализация, плотность пластовых вод и др.).

К технологическим параметрам, определяющим эксплуатационные характеристики системы, относятся: расход, температура и давление теплоносителя, дебит серы, расход и давление воздуха и др.

К техническим – технические возможности котельной, компрессорной, буровых станков, применяемых материалов и оборудования.

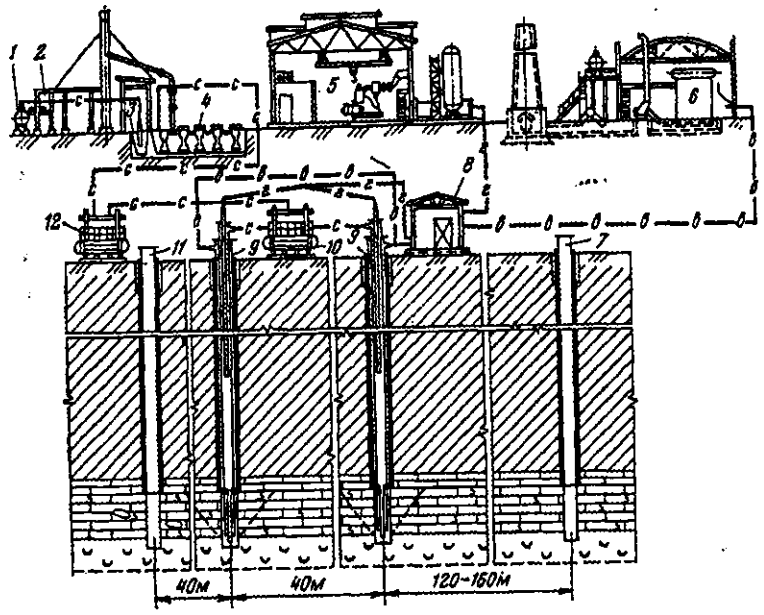


Рис. 23.2. Принципиальная технологическая схема добычи серы методом подземной выплавки:
1 – железнодорожная цистерна; 2 – погрузочная эстакада; 3 – насос для перекачки жидкой серы; 4 – подогреватели склада жидкой серы; 5 – компрессорная; 6 – котельная; 7 – водоотливная скважина; 8 – замерный пункт; 9 – добычные скважины; 10 – станция перекачки серы; 11 – отработанная добычная скважина; 12 – участковая станция перекачки серы

К системным параметрам относятся направления отработки, расположение и порядок включения скважин в ряду и блоке, расстояние до водоотлива, его объем и т.п.

К конструктивным параметрам относятся параметры оборудования добычных скважин, диаметры трубопроводов и др.

Специфика технологического процесса добычи серы методом ПВС находит свое отражение в показателях отработки. Основными **технологическими показателями** при ПВС являются: производительность серодобычных скважин; объем добычи из скважины; удельный расход теплоносителя; коэффициент извлечения серы из недр.

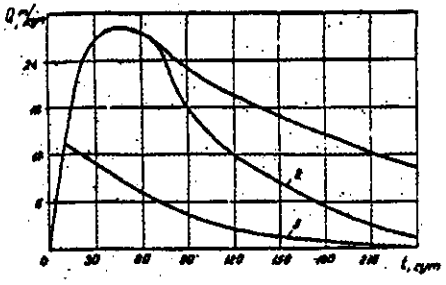


Рис. 23.3. Зависимость суточной добычи по скважине от времени:
1 – одиночная скважина; 2 – сетка 40х40; 3 – сетка 20х20.

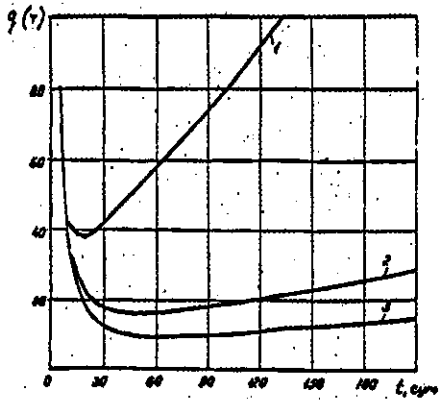


Рис. 23.4. Зависимость удельного расхода от времени работы скважины при сетке 40х40 м;
1, 2, 3 – соответственно h = 3, 6, 10 м

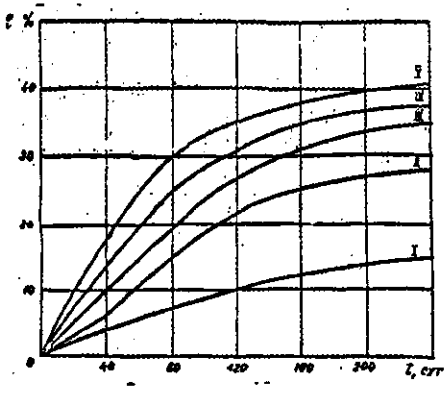


Рис 23.5. Зависимость коэффициента извлечения от времени работы скважины:
I – V – сетки скважин соответственно 70х70, 50х50, 40х40, 30х30, 20х20, мкм.

Под производительностью серодобычной скважины понимается количество серы добытой в единицу времени. Причем при ПВС различаются текущая производительность, под которой понимается отношение объема добычи за промежуток времени к величине рассматриваемого промежутка времени и суммарная производительность, под которой

понимается отношение объема добычи с начала отработки до рассматриваемого момента времени к продолжительности рассматриваемого периода эксплуатации. Характер этих зависимостей представлен на рис. 23.3.

Важным технологическим показателем, во многом определяющим экономическую эффективность добычи является объем добычи из серо-добычной скважины за период ее отработки. В простейшем случае его можно определить по следующему выражению:

$$D = \delta \cdot S \cdot h \cdot \eta$$

где δ – серосодержание, т/м^3; S – площадь залежи приходящаяся на одну добычную скважину, м^2; h – мощность залежи, м; η – коэффициент извлечения серы из недр.

Величина удельного расхода теплоносителя показывает количество теплоносителя, затрачиваемого на добычу одной тонны серы, и определяется отношением объема закаченного в пласт теплоносителя к объему добытой за этот период серы.

Качественная зависимость его от времени также имеет экстремальный характер (рис. 23.4).

Коэффициент извлечения серы из недр является важным показателем, характеризующим качество отработки месторождения, и определяется отношением объема добытой серы к вовлеченным в отработку запасам полезного ископаемого. Характер его зависимости от времени представлен на рис. 23.5.

Как следует из вышеизложенного, на параметры процесса оказывают влияние различные факторы. Многообразие параметров, наличие глубоких внутренних связей между ними приводит к противоречивости влияния одних и тех же факторов на различные показатели. Так, например, увеличение расстояния между добычными скважинами влечет за собой, с одной стороны, увеличение объема добычи из скважины, а с другой – снижает коэффициент извлечения серы из недр. Специфика работы предприятия ПВС предопределяет особый подход к обоснованию и выбору параметров как для предприятия в целом, так и для каждого отдельного процесса на стадиях проектирования и эксплуатации. Особенность подхода заключается в совместном определении рациональных технологических параметров на базе технико-экономических моделей с привлечением компьютеров. При этом порядок расчета основных параметров предприятия ПВС ведется по следующей схеме:

1. Сбор сведений о геологии и гидрогеологии залежи. К основным геолого-гидрогеологическим характеристикам залежи следует отнести: фильтрационные свойства, мощность, содержание серы, ее выплавляемость, тектоническую нарушенность, форму и элементы залегания залежи, направление естественной разгрузки водоносных горизонтов, общие запасы месторождения.

2. Экономическое обоснование состояния предприятия, потребность продукции на рынке, цена серы, наличие материальных и трудовых ресурсов в районе строительства предприятия и т.д.

3. Выясняются технические возможности организации предприятия: типы котельного и компрессорного оборудования, марки буровых станков и прочего оборудования, виды и количество материалов, а также требования к качеству выпускаемой продукции.

4. На основе анализа геотехнологических и гидрогеологических условий рассматриваемого серного месторождения выделяются участки с выдержанными характеристиками. Для каждого участка с учетом экономических условий определяется оптимальные параметры и показатели отработки (параметры сети размещения и конструкция добычных скважин, время их отработки, расход теплоносителя, давление на устье скважины, параметры эрлифта, количество добываемой из скважины серы, удельный расход теплоносителя, коэффициент извлечения серы из недр).

На основе показателей добычи из скважины, времени отработки, заданной мощности предприятия и геолого-гидрогеологических условий месторождения определяются элементы системы отработки.

По данным мощности проектируемого предприятия, запасам месторождения, коэффициенту извлечения и удельному расходу теплоносителя определяются извлекаемые запасы месторождения, срок отработки и необходимая мощность котельной и компрессорной, число одновременно отрабатываемых скважин.

Приведенный перечень геологических, технологических и др. факторов не исчерпывает всего их многообразия, учитываемого при расчете основных параметров предприятия ПВС. В ряде случаев их количество и состав могут меняться в зависимости от конкретных условий. Однако общий порядок расчета остается неизменным.

Учитывая сложность разработанной методики, ниже приводятся частные методики инженерных расчетов основных технологических параметров ПВС, позволяющие оценить их в проектах студентов, изучающих курс физико-химической геотехнологии.

23.3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА ПВС

На основе анализа геологических условий серного месторождении и опыта применения метода ПВС разработаны требования к серному месторождению, намечаемому к отработке методом ПВС: запасы месторождения должны обеспечивать промышленные масштабы производства, глубина залегания серного пласта от 100 до 600 м, мощность пласта не менее 3 м, серосодержание более 5–10%. Особое значение имеет во-

допоглощение скважины. В зависимости от мощности пласта водопоглощение скважины в среднем при давлении 10 ат должно составлять 0,5–2 м^3/ч на 1 м продуктивной толщи заложи. Это значит, что пласт должен характеризоваться повышенной пористостью, трещиноватостью и кавернозностью. Кровля серного пласта должна быть практически водонепроницаемой, а фильтрационные свойства пласта создавать в прискважинной зоне природный автоклав, т.е. теплоноситель должен постепенно разогревать руду, оттеснять от скважины пластовые воды и препятствовать их попаданию в добычную скважину при откачке серы. Исходные данные для расчетов приведены в таб. 23.3.

Таблица 23.3.

Исходные данные для расчетов	Обозначение
Мощность рудной залежи, м	m
Содержание серы, %	δ
Структурно-текстурный тип руды: гнездово-прожилковая; гнездово-вкрапленная; прожилково-вкрапленная; вкрапленная; тонкодисперсная	
Запасы серы, т	D
Плотность руды и серы, т/м^3	ρ
Пористость, %	$П$
Коэффициент извлечения	η
Глубина скважины, м	H
Расстояние между скважинами, м	d
Водоприемистость, м^3/час	Q
Проницаемость, дарси	K
Удельная теплота плавления, ккал/град	W
Температура плавления, град	t

На первом этапе подготовки участка к эксплуатации производится **эксплуатационная разведка площади**, намечаемой к отработке в текущем году. Скважины эксплуатационной разведки проходятся по разреженной сети 80 х 80 м (крайней добычной сети), т.е. через ряд и через скважину в ряду. Технология бурения, конструкция и опробование скважин эксплуатационной разведки соответствует диаметру и конструкции добычных скважин. По скважинам эксплуатационной разведки производится полный комплекс геологических, гидрогеологических и геофизических исследований, на основании которых составляются геолого-гидрогеологические карты и разрезы добычных полей.

Геологоразведочные работы. Методика геологоразведочных работ и опробования серных руд обычная. Дополнительно по керну изучается трещиноватость, кавернозность и выплавляемость серных руд. На основании геологоразведки определится мощность и сероносность пласта, его текструная и структурная характеристика, выплавляемость и характеристика вмещающих пород.

Гидрогеологическое изучение – основной этап предварительных исследований. Для исследования гидрогеологических условий серных месторождений применяют методику нагнетания воды в скважину с одновременной расходометрией [5]. Вода нагнетается в одну из разведочных скважин, а наблюдения за изменением давления ведутся в наблюдательных скважинах. Одним из недостатков метода нагнетаний является зависимость устьевого давления от удельного веса нагнетаемой воды и потерь на трение. При значительных отличиях свойств нагнетаемой и пластовой воды и больших расходах при малых диаметрах скважины расчеты гидрогеологических параметров сильно усложняются, а точность результатов снижается.

Исследование водоупорности покрывающих пород. В центральную скважину, вскрывающую серный пласт, подается вода до установления устойчивого режима поглощения. Данные о повышении уровня в скважинах характеризуют гидравлическую связь скважин с серным пластом. Методика позволяет определить место нарушения герметичности пласта.

Исследование профиля приемистости скважин производится методом расходометрии приборами ТРС-34/702, ТРС-701. Полученные данные, помещенные рядом с геолого-литологической колонной массива и каротажными диаграммами, позволяют увязать результаты опытов с коллекторскими свойствами разреза. Своевременное изучение профиля приемистости позволит путем различных технических мероприятий обеспечить более равномерное поглощение воды по всей мощности пласта и, в случае необходимости, осуществить работы по селективной изоляции отдельных пропластков с высокой поглотительной способностью.

Ценную информацию о свойствах пород дают наблюдения за режимом промывочной жидкости. Особенно важны эти наблюдения при проходке серного пласта и прилегающих контактных зон. Некоторую информацию о породах дает так называемый механический каротаж, который позволяет точно определять карстовые полости, крупные тектонические и другие нарушения массива.

Гидрогеологическое изучение является основным этапом предварительных исследований. В одну из геологоразведочных скважин нагнетается вода и одновременно ведется наблюдение за изменением давления в реагирующих скважинах. Приемистость определяется непосредственно закачкой воды [6], водоприемность участков пласта в районе исследования определяется из формулы:

$$Q = \frac{KmS_0}{0{,}366 \lg \frac{R_п}{r}}; \text{ м}^3/\text{ч}, \qquad (23.1)$$

где K – коэффициент проницаемости, дарси; m – мощность пласта, м; S_0 – понижение уровня, м; $R_П$ – приведенный радиус депрессии, м; r – диаметр скважины.

Например, при K = 20 дарси, m = 40 м, S_0 = 50 м, $R_П$ =1000 м, r = 0,05 м получим приемистость скважины Q = 85 м^3/час.

Расход теплоносителя в скважину зависит от устьевого давления. Диапазон избыточных давлений на устье ограничен с одной стороны параметрами нагнетаемого теплоносителя (при T = 160°С, P = 0,53 МПа), с другой стороны, глубиной залежи и характером водоупорной кровли, определяющих возможность прорыва теплоносителя на поверхность при максимальном избыточном давлении. В общем виде зависимость между устьевым напором и расходом имеет вид:

$$H_y = (L-h)\Delta\rho - h\rho_m + cLQ^2 + \frac{1}{q}Q, \qquad (23.2)$$

где L – расстояние от устья до забоя, м; h – глубина от устья до уровня пластовых вод, м; $\Delta\rho$ – относительная разность плотностей теплоносителя и пластовой воды, г/см^3; ρ_m – относительная плотность теплоносителя, г/см^3; c – коэффициент сопротивления скважины = 5,2·10^{-5}; q – удельное водопоглощение = 5,5 м^3/ч·м;c и q – экспериментально определяемые коэффициенты.

Пример расчета устьевого напора.

При L = 350 м; h = 50 м, $\Delta\rho$ = 0,2; Q = 60 м^3/ч; H_y = 914м

Устьевой напор, при котором скважина начинает принимать теплоноситель определяется из баланса давлений: избыточного давления на устье, веса столба жидкости и напора пластовой воды и сопротивления пласта.

$$H_y = H_c \cdot \Delta\rho - h \cdot \rho_m, \qquad (23.3)$$

где H_c – напор подземных вод.

Пример расчета. Если напор подземных вод составляет 320 м, их плотность 1,1, глубина скважины 350 м и плотность теплоносителя 0,9, то начальный напор на устье скважины составит: H_y = 35 м.

23.4. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СЕРОДОБЫЧНЫХ СКВАЖИН

При заданной годовой производительности предприятия ПВС дебит серодобычной скважины оказывает существенное влияние на основные производственно-технические и экономические показатели. С увеличением среднесуточной производительности скважины основные производственно-технические и экономические показатели метода ПВС улучшаются.

Среднее значение дебита жидкой серы Q_s вычисляется по формуле:

$$Q_s = V_s(\delta) \cdot S(z)\rho_s, \qquad (23.4)$$

где $S(z)$ – площадь поперечного сечения зоны плавления; ρ_s – плотность жидкой серы; z – вертикальная координата; $V_s(\delta)$ – скорость фильтрации жидкой серы, которая находится из выражения.

$$V_s = F(\delta) \cdot K \cdot \Delta\rho \cdot \sin\alpha, \qquad (23.5)$$

где $F(\delta)$ – экспериментально определяемая функция, зависящая от структурно-текстурных свойств серной руды и объемного содержания серы δ и воды в поровом объеме породы; максимально равна 2,5 · 10^{-2}; K – абсолютная проницаемость скелета серных руд, после выплавки серы; $\Delta\rho$ – разность плотностей серы и горячей воды; α – угол стока жидкой серы к забою скважины.

Площадь поперечного сечения $S(z)$ зависит от формы зоны плавления. Для одномерной расчетной схемы зону плавления представляют в виде вертикального цилиндра, осевая линия которого совпадает с серодобычной скважиной. В реальных условиях форма зоны плавления отлична от цилиндрической. Поэтому в одномерной расчетной схеме влияние многомерности распределения углов стока жидкой серы учитываются средним углом стока, величина которого составляет в среднем 55°.

Проницаемость выплавленной зоны определяется экспериментально в лабораторных или натурных условиях.

Пример:

Примем радиус зоны плавления R = 10 м; K = 10 дарси; $\Delta\rho \approx 0{,}86 \cdot 10^{-3}$ кг/см^3; $\sin\alpha$ = 0,82; $F_s = 2{,}5 \cdot 10^{-2}$; ρ_s = 1,8 т/м^3.

Подставляя эти значения в формулу (5), получим:

$V_s = 1{,}76 \cdot 10^{-4}$ *см/сек*

По формуле (1) находим:

$Q_s = 3{,}6m$ */ч*

Методика расчета удельного расхода теплоносителя

Тепловая энергия *(Q)*, вводимая в серный пласт через скважины, расходуется на разогрев сероносной залежи, вмещающих пород и на утечки, связанные с различными горно-геологическими условиями (неосерненные пропластки, тектонические нарушения и др.):

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5, \qquad (23.6)$$

где Q_1 – тепло, затраченное на нагрев скелета руды и серы; Q_2 – тепло, затраченное на расплавдение серы; Q_3 – тепло, затраченное на утечки в непродуктивные горизонты; Q_4 – тепло, затраченное на нагрев вмещающих пород; Q_5 – потери при водоотливе.

Определив удельные затраты теплоносителя, как отношение объема воды, затраченной на нагревание некоторого объема пласта к массе извлеченной из него расплавленной серы, получим:

$$V = k\frac{\dfrac{\rho_s \cdot \delta \cdot W(1-\Pi)}{t_1 - t_{пл}} + \rho_1 c_1\left(\ln\dfrac{t_1 - t_0}{t_1 - t_{ср}} + \ln\dfrac{t_{пл} - t_0}{t_{пл} - t_{ср}}\right)}{\rho_в \cdot c_в(1-\Pi)\cdot\rho_s \cdot \eta \cdot \delta}, \text{ м}^3/\text{т}, \quad (23.7)$$

где δ – серосодержание; W – удельная теплота плавления; Π – пористость пласта; ρ_1, c_1, $\rho_в$, $c_в$ – объемные теплоемкости и плотности залежи и воды; ρ_s – плотность серы; η – коэффициент извлечения; t_1 – температура теплоносителя на входе в пласт; t_0 – начальная температура теплоносителя; $t_{пл}$ – температура плавления; $t_{ср}$ – средняя температура зоны плавления; k – коэффициент учитывающий непроизводительные потери теплоносителя; $t_{сп}$ – средняя температура зоны, лежащей за воронкой плавления (~ 80°С.)

Значение коэффициента $к$ можно оценивать геофизическими методам например расходометрией. При этом определится количество теплоносителя, которое тратится непроизводительно. Найдя отношение общего количества горячей воды, закачиваемой в пласт, к расходу теплоносителя, протекающему по продуктивному горизонту, получим составляющую коэффициента $к$, обусловленную потерями в пустые породы. Опыт показывает, что для пластов мощностью 10 м (условия Язовского месторождения) теплопотери составляют около 30%. Тогда коэффициент $к = 1{,}3$.

Пример. $\rho_s = 2$ т/м^3; $\delta = 0{,}35$; $W = 11{,}8$ ккакл/кг;
$\Pi = 0{,}1$; $t_1 = 159$°С; $t_{пл} = 109$°С; $t_0 = 10$°С; $t_{ср} = 139$°С;
$\rho_1 \cdot c_1 = 550$ ккал/м^3 · град: $\rho_в \cdot c_в = 950$ккал/м^3 · град;
$\eta = 0.4$; $t_{ср} = 80$°С.

Подставляя эти значения в формулу (7), получим: $V = 10{,}5 м^3/т$

В реальных условиях практические удельные затраты отдельных скважин могут быть как выше, так и ниже теоретических, что обусловлено наличием факторов, который не поддаются расчету. Но обычно для промышленных предприятий теоретический рассчитанный удельный расход увеличивают, вводя эмпирический коэффициент запаса А:

$$V_ф = A \cdot V.$$

Значение коэффициента A получают методом аналогий. Т.е. имея теоретические и фактические величины удельного расхода для какого-либо отрабатываемого участка (месторождения), определяют A как $A_1 = \dfrac{V_{ф1}}{V_1}$. Затем для другого участка месторождения, имеющего сходные горно-геологические условия вычисляют V_2 и находят:

$$V_{ф2} = A_1 V_2.$$

Принятый коэффициент запаса уточняются по результатам эксперимента

Например. Рассчитанное теоретическое значение удельных затрат теплоносителя для одного участка составляет

$V_1 = 10{,}5$ м^3/т. Фактически $V_{ф1} = 21$ м^3/т. Тогда $A = 2{,}0$.

23.5. КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ СЕРЫ ПРИ ПВС И МЕТОДИКА ЕГО РАСЧЕТА

Потеря серы в массиве слагается из потерь в целиках, возникающих из-за неравномерности распространения зоны плавления в плане и по мощности пласта, из потерь в непроницаемых зонах залежи, на участках аварийных скважин и из технологических потерь серы вследствие смачивания ею скелета пласта. Кроме того потери возможны в результате частичного стекания ее в недоступные для отбора зоны.

Для дифференциации общих потерь при ПВС условно коэффициент извлечения принимаем как произведение технологического коэффициента извлечения, определяющего потери серы в зоне плавления, на коэффициент охвата пласта, зоной плавления.

Технологический коэффициент извлечения и методика его определения. Величина технологического коэффициента извлечения определяется отношением количества извлеченной серы к ее общим запасам в зоне плавления.

Потери в зоне плавления представлены адсорбционными слоями серы в зоне плавления, зависанием жидкой серы в капиллярах и в чашеобразных пустотах.

Степень выплавляемости серы из различных руд обусловлена множеством факторов, связанных как с естественными особенностями месторождения, так и с технологией процесса добычи. К первым относятся геологические и гидрогеологические условия месторождения, текстурные и структурные характеристики руд, ко вторым – физико-химические свойства теплоносителя и скорость его фильтрации в зоне теплового влияния скважины, зависящая от конструкции забойного оборудования, системы расположения и порядка отработки скважин и т.д.

По текстурному признаку была составлена классификация серных руд, которая позволяет прогнозировать их выплавляемость при использовании в качестве теплоносителя высокотемпературных пресных вод. В результате обработки многочисленных данных о выплавляемости серных руд была установлена зависимость между коэффициентом выплавляемости (η_m) и содержания серы (S) для различных текстур серных руд [7] (табл. 23.4)

$$\eta_m = aS + b. \quad (23.8)$$

Таблица 23.4

Текстура руды	Содержание серы %	а	в
Гнездово-прожилковая	15-35	0,012	0,50
Гнездово-вкрапленная	18-50	0,009	0,40
Прожилково-вкрапленнная	20-50	0,008	0,50
Вкрапленная	17-50	0,010	0,40
Тонкорассеянная	20-40	0,008	0,30

Используя данные таблицы, можно определить технологический коэффициент извлечения для различных типов руд.

Пример.

Для гнездово-вкрапленной руды с серосодержанием равным 30% величина (η_m) будет равна: $\eta_m = 0{,}67$

Коэффициент охвата пласта зоной плавления определяется отношением объема зоны плавления скважины или группы скважин к объему отрабатываемой ими залежи. Его величина зависит от геолого-гидрогеологических условий отрабатываемой залежи (мощность и угол падения, фильтрационные свойства в плане и разрезе, минерализация и температура пластовых вод, содержание серы и т.д.) и технологических условий отработки (параметры сетки расположения добычных скважин, расход нагнетаемого в них теплоносителя, время отработки скважин, расположение и параметры перфорации, направление и расход водоотлива).

Одним из факторов, оказывающих существенное влияние на охват пласта зоной плавления, как уже было сказано, является мощность залежи, так как наряду с параметрами сетки добычных скважин она определяет запасы, приходящиеся на каждую добычную скважину.

Значительное влияние на коэффициент охвата оказывает угол падения отрабатываемой залежи. Увеличение угла падения влечет за собой увеличение коэффициента охвата.

К технологическим параметрам, оказывающим наибольшее влияние на коэффициент охвата пласта зоной плавления, в первую очередь относятся параметры сетки расположения серодобычных скважин.

Результаты лабораторных, опытно-промышленных [8] и теоретических [9] исследований показали, что с уплотнением сетки расположения добычных скважин при прочих равных условиях коэффициент охвата увеличивается. Аналогичное влияние на коэффициент охвата оказывает увеличение времени отработки серодобычных скважин [9].

Для прогнозирования величины коэффициента охвата залежи зоной плавления были предложены упрощенные зависимости [9].

Как известно, зона плавления при ПВС имеет сложный профиль. Однако после смыкания зон плавления соседних добычных скважин при значительном времени отработки залежей, характеризующихся незначительной анизотропией, профиль зоны плавления может быть аппроксимирован прямой линией, расположенной под углом α к горизонтали.

Угол α является предельным углом, при котором возможна фильтрация серы к забою скважины. Для конкретных условий величина угла α определяется фильтрационными свойствами и структурно-текстурными особенностями серных руд и расходом нагнетаемого в пласт теплоносителя. В результате расчетов, проведенных И.С. Нафтулиным, приближенно были оценены значения предельных углов фильтрации для различных текстур руд (табл. 23.5).

Таблица 23.5

Значения α для серных руд различных текстур

Текстура	α, град
Гнездово-прожилковая	10
Гнездово-вкрапленная	12
Вкрапленная	20
Тонкораосеянная	27

Выполненный комплекс исследований позволил разработать методику прогнозирования коэффициента извлечения серы при подземной выплавке в различных геолого-гидрогеологических условиях.

Формулы для определения коэффициента охвата пласта зоной плавления (η_p) имеют вид:

Для горизонтальной залежи при квадратной сетке расположения добычных скважин

$$\eta_p = 1 - \frac{dtg\alpha}{3h}, \qquad (23.9)$$

где d – расстояние между добычными скважинами, h – мощность залежи, при вытянутой сетке расположения скважин:

$$\eta_p = 1 - \frac{tg\alpha}{6h}(d_1 + d_2). \qquad (23.10)$$

При наклонной залежи (при $\alpha > \beta$) для вытянутой по падению залежи сетки расположения добычных скважин:

$$\eta = 1 - \frac{d_1 tg(\alpha+\beta)\cdot tg(\alpha-\beta)}{3h\cdot\cos^2\beta\left[tg(\alpha+\beta)+tg(\alpha-\beta)\right]} - \frac{d_2 tg\alpha}{6h}, \qquad (23.11)$$

где d_1, d_2 – расстояние между добычными скважинами в ряду и между рядами соответственно, β – угол наклона залежи.

Пример расчета. Рассчитать коэффициент извлечения серы из недр при сетке расположения скважин 40х40 м, мощности пласта = 8 м, гнездово-прожилковых руд, серосодержанием 30%. Определяем величину технологического коэффициента извлечения:

$$\eta_m = 0{,}86.$$

Коэффициент охвата пласта будет равен:

$$\eta_p \approx 0{,}71.$$

Конечный коэффициент извлечения составит:

$$\eta = \eta_p \cdot \eta_m \cong 0{,}60 \text{ или } 60\%.$$

Методика расчета объема добычи серы из скважины. Величина объема добычи серы из скважины – одна из важнейших характеристик процесса добычи, определяющая основные технико-экономические показатели производства. Ее определяют геолого-гидрогеологические факторы и технологические параметры процесса. К первым относятся: мощность рудной залежи, содержание серы, геометрические характеристики рудного тела.

Основными технологическими параметрами, определяющими объем добычи серы из скважины, являются: сетка скважин, длительность их работы, расход теплоносителя, конструктивные параметры скважин.

Величина объема добычи серы ($Q_{доб}$) из скважины рассчитывается по формулам:

$$Q_{доб} = \eta \cdot Q, \tag{23.12}$$

$$Q = \frac{m \cdot S \cdot \rho \cdot \delta \cdot \eta}{100}, \tag{23.13}$$

где m –средняя мощность пласта; S – площадь влияния скважины; ρ – удельный вес серной руды; δ – содержание серы; η – коэффициент извлечения.

По формуле (23.13) определяются геологические запасы серы, приходящиеся на скважину. Коэффициент извлечения определяется по выше изложенной методике. После чего по формуле (23.12) находится общая добыча со скважины.

Пример расчета. Найти объем добычи серы, если: m = 10 м; S =1600 м^2, ρ = 2,23 т/м^3; δ = 0,25; η = 40% по формуле 23.13 $Q_{доб} = 356\&m$

Расчет котельного оборудования.

Мощность котельного оборудования по производству теплоносителя рассчитывается из заданной мощности предприятия и установленного для данных условий удельного расхода теплоносителя.

Пример расчета. Годовая мощность предприятия – М = 200000 т. Удельный расход теплоносителя q = 17 м^3/т. тогда необходимое годовое количество теплоносителя составит 200000·17 = 3400000 м^3 в год или 3400000/8760 = 389 м^3/ч.

Следовательно, необходимая мощность котельной по производству теплоносителя, закачиваемого в пласт, составит 400 м^3/ч.

Методика расчета эрлифта.

При разработке серных месторождений методом ПВС наиболее простым и эффективный средством откачки расплавленной серы является эрлифт.

Воздух подается по центральной (воздушной) трубе, а сера поднимается по кольцевому пространству. От компрессора по воздухопроводу к эрлифту подводится сжатый воздух, который, смешиваясь с расплавленной серой, выдается на поверхность.

Параметры процесса откачки серы зависят от многих специфических факторов, из которых наиболее важные – величина пластового давления, скорость притока серы к забою скважины, физические свойства расплавленной серы и другие.

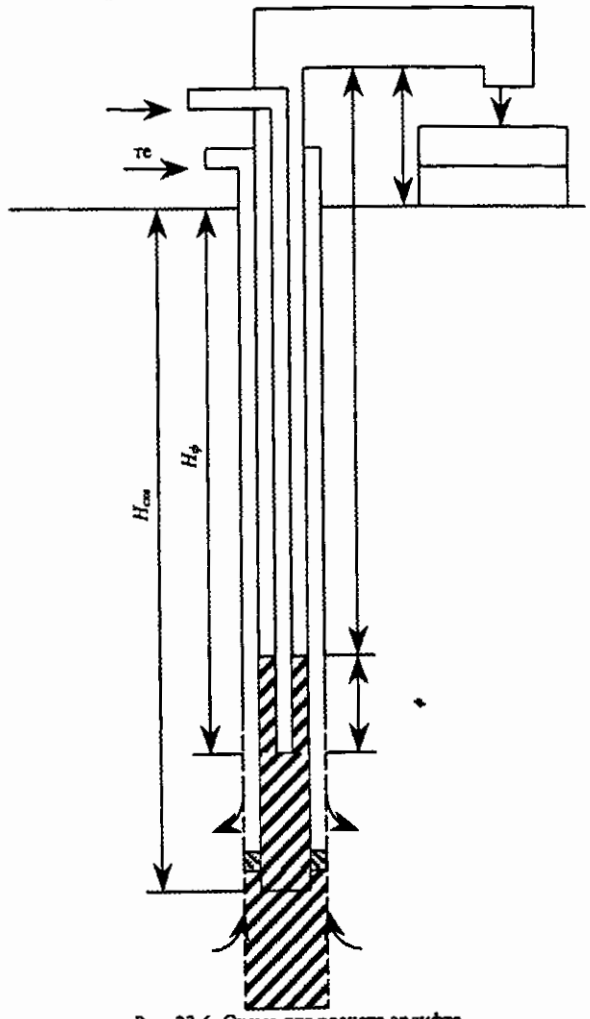


Рис. 23.6. Схема для расчета эрлифта

Расчет эрлифта заключается в определении следующих параметров: давление и расход сжатого воздуха, удельный расход воздуха на 1 т серы, глубина погружения эрлифтных труб, диаметры серной и воздуш-

ной труб. Существует множество методов расчета эрлифта (А.П. Крылова, Г.С. Лутошкина, В.Г. Багдосарова, Д. Шоу, В.Г. Гейгера и др.), в которых учитываются различные параметры эрлифта.

Пример расчета эрлифта (рис. 23.6).

Исходные данные: глубина скважины $H_{скв}$ = 100 м. Давление теплоносителя с температурой 165°С на устье скважины $P_{уст}$ = 0,7 Мпа. Глубина погружения воздушной форсунки эрлифта от поверхности воды $H_ф$ = 50 м. Высота подъема серы в кустовую емкость над поверхностью земли $H_{емк}$ = 10 м. Потери давления воздуха в воздухоподающей трубе $\Delta H_{возд}$ = 0,05 МПа. Плотность теплоносителя $\gamma_м$ = 0,9 г/см^3, плотность расплавленной серы $\gamma_с$ = 1,8 г/см^3. расчетный дебит скважины по сере $Q_с$ = 240 т/сут = 10т/ч.

Под этим данным производим расчет расхода и давления сжатого воздуха для выбора компрессора и диаметра сероподъемной трубы.

1. Определяем высоту подъема серы эрлифтом.

$$H = (H_{скв} + H_{емк})\cdot\gamma_с - H_{скв}\cdot\gamma_м - P_{уст} = (100+10)\cdot 1{,}8 - 100\cdot 0{,}9 - 70 = 38м\,.$$

2. Определяем уровень затопления форсунки эрлифта.

$$h_ф = H_ф - (H - H_{емк}) = 22м\,.$$

3. Определяем относительный коэффициент погружения форсунки эрлифта.

$$\alpha = \frac{H}{H+h} = 0{,}63\,.$$

Для данного значения α к.п.д. эрлифта равен $\eta = 0{,}4$

4. Определяем расход сжатого воздуха.

$$V_o = \frac{Q\cdot H}{23\cdot 60\cdot\gamma_м\cdot\eta\cdot\lg\left(\frac{h}{10}+1\right)} = 1{,}5\,м^3/мин$$

5. Определяем рабочее давление воздуха на устье скважины:

$$P_{раб} = 0{,}01(h\cdot\gamma_с + \Delta H_{возд}) = 0{,}45МПа\,.$$

С учетом потерь по длине в наземном воздуховоде давление воздуха в компрессоре должно быть 0,8 МПа при расходе воздуха 1,5 м^3/мин.

6. Диаметр сероподъемной трубы:

$$d_с = \left(\frac{Q}{0{,}24\cdot\alpha}\right)^{0,4} = \left(\frac{10}{0{,}24\cdot 0{,}63}\right)^{0,4} \approx 5{,}4см\,.$$

При наружном диаметре центральной воздухоподающей трубы 48 мм принимаем (с учетом толщены стенки) диаметр сероподъемной колонны 102 х 6 мм.

Определение температуры подаваемого теплоносителя

При подземной выплавке требуется поддерживать на забое нагнетательных скважин необходимые тепловые параметры жидкостей. В процессе же их транспортировки к залежи из-за большой протяженности трубопроводов, образующих скважину, часть тепловой энергии теряется в покрывающие породы. Поэтому одним из необходимых этапов технологических расчетов – определение распределения температур теплоносителя и полезного ископаемого по длине скважины. Распределение температур потоков жидкостей и газов в межтрубных пространствах зависит

от расходов подаваемых агентов, глубины скважины, режимов эксплуатации, времени и других факторов. Учитывая малые проходные сечения межтрубных пространств и существенные расходы протекающих потоков, принимается допущение о неизменности температур в каждом сечении канала. Тогда, если скважина работает только в режиме нагнетания теплоносителя, температура на устье скважины может быть оценена по формуле:

$$T_y = T_п + (T_з - T_п)e^{\beta l}\,, \qquad (23.19)$$

где $\beta = \frac{\lambda\alpha}{G\cdot c}$; G – весовой расход жидкости; c –ее теплоемкость; a – коэффициент теплоотдачи; индексы: $з$ – забой; $п$ – горная порода.

Для режима добычи система управления, описывающая процесс охлаждения теплоносителя в стволе скважины, а также неизотермическое движение газа и газожидкостной смеси, имеет вид системы линейных уравнений с постоянным коэффициентом, решение которой получается после сведения к одному уравнению третьего порядка.

Постоянные интегрирования находятся из заданных температурных режимов. Например, задана температура на устье $T_i = T_i^к$, $z = 0$ или на забое скважины $T_i = T_i^з$, $z = l$. При этом, обычно, влияние воздуха и серовоздушной смеси на температуру теплоносителя незначительно и формула (19) оказывается пригодной и для режима добычи.

Пример: $T_п$ = 10°С; $T_з$ = 155°С; l = 300 м, d =0,219м; c = 1 ккал/кг·град; G_i = 9500 кг/ч; λ = 1,5 ккал/м.ч.°С.

Величину α определим из выражения:

$$\alpha = \frac{2\pi}{\ln\left[1+\sqrt{\frac{\pi a t}{r^2}}\right]} \qquad (21)$$

Полагая $a = 4{,}2\cdot 10^{-3}$ м^2/ч, t = 1 месяц, получим из формулы (21) $\alpha = 1{,}8$

Подставляя числовые значения переменных в выражение (19) получим значение теплоносителя, которое необходимо поддерживать на устье скважины: $T_y = 168°C$.

23.6. СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ И ЕЕ ВЫБОР ПРИ ПВС

Один из основных вопросов проектирования разработки серных месторождений методом ПВС - выбор оптимального варианта системы разработки под которым понимается определенный порядок размещения, проходки и включения в работу добычных и водоотливных скважин, увязанный во времени и пространстве.

Как правило, подготовка серных залежей для их отработки методом ПВС ведется рядами. В условиях Язовского серного месторождения это ряды по простиранию рудного тела, в условиях Гаурдакского -

ряды добычных скважин располагаются по падению залежи. Как на Язовоком, так и на Гаурдакском месторождениях отработка осуществляется взаимодействующими блоками из 5–20 скважин, расположенных в двух или трех рабочих рядах.

Из сказанного ясно, что основными элементами системы отработки являются:

- направление отработки;
- параметры сетки расположения серодобычных скважин (расстояние между скважинами в ряду и между рядами);
- порядок включения скважин в работу;
- длительность отработки скважин;
- число одновременно отрабатываемых скважин;
- расстановка и расстояние до водоотливных скважин;
- число одновременно работающих водоотливных скважин.

Направление отработки выбирается в зависимости от гидрогеологических условий и морфология залежи. При этом одним из основных факторов при выборе направления отработки является направление движения теплоносителя по залежи, которое определяется гидрогеологической структурой залежи и направлением естественной разгрузки залежи.

При совпадении направлений отработки и фильтрации теплоносителя достигается эффективное использование теплоносителя за счет предварительного подогрева зон предстоящей отработки.

Отработка крутопадающих залежей по восстанию может привести к утечке жидкой серы в отработанное пространство. Отработка по падению менее эффективна в связи с нерациональным использованием теплоносителя.

В ряде случаев, например в условиях Язовского месторождения, целесообразно вести отработку по простиранию пласта.

Параметры сетки расположения добычных скважин определяют запасы серы, отработка и реализация которых обеспечивает эффективность процесса добычи и экономически целесообразный коэффициент извлечения.

Вопрос выбора наиболее экономичного варианта сетки расположения добычных скважин при отработке горизонтально залегающих пластовых месторождений рассматривается в работах [12, 9].

Для приближенного определения параметров сетки на наклонных залежах при $\alpha>\beta$ рекомендуются следующие зависимости [2]:

$$d_1 = \sqrt{\frac{3 \cdot B_{cp}\left[tg(\alpha-\beta)+tg(\alpha+\beta)\right]}{d_2\left(Ц_0 - g_m \cdot c_m - g_e \cdot c_e - P\right)\delta \cdot \eta_m \cdot \left[tg(\alpha-\beta)\cdot tg(\alpha+\beta)\right]}}, \quad (23)$$

$$d_2 = \sqrt[3]{\frac{12 \cdot B_{cp} \cdot \left[tg(\alpha-\beta)\cdot tg(\alpha+\beta)\right]}{\left(Ц_0 - g_m \cdot c_m - g_e \cdot c_e - P\right)\delta \cdot tg^2\alpha \cdot \eta_m \cdot \left[tg(\alpha-\beta)+tg(\alpha+\beta)\right]}}. \quad (24)$$

где B_{cp} – средняя стоимость скважины; $Ц_o$ – оптовая цена серы; C_m, $C_в$ – соответственно себестоимость единицы теплоносителя и воздуха (руб/м^3); g_m, $g_в$ – удельные затраты теплоносителя и воздуха на добычу серы; P – совокупность цеховых расходов; δ – серосодержание руды (т/м^3); α – угол наклона зоны плавления; β – угол наклона пласта; η_m – выплавляемость серной руды (технологический коэффициент извлечения); d_1, d_2 – параметры сетки добычных скважин.

Пример расчета.

B_{cp} = 30 тыс. руб., $Ц_o$ = 62руб/т; $q_m \cdot c_m$ =12.0 руб/т; $g_{зр} \cdot c_{зр}$ = 0,5 руб/т; P = 14,5 руб/т; δ = 0,5 т/м^3; η_m = 0,7; β = 10°, α = 15°. Тода: по формулам (23, 240 получаем $d_2 = 31м$, $d_1 = 54м$.

23.7. ЭКОНОМИКА ПВС

Существенное (в 5–8 раз) уменьшение удельных капитальных вложений в результате применения ПВС (вместо комплекса карьер – фабрика) обусловливается не только отказом от проведения громадного объема горных работ и резким снижением абсолютных затрат на строительство зданий и сооружений, но и их незначительной зависимостью от глубины залегания рудного тела. Так, с увеличением глубины залегания рудного тела от 100 до 500 м при прочих равных условиях себестоимость серы в случае использования метода ПВС повышается на 10 %. В то же время при открытой добыче с увеличением глубины от 50 до 200 м себестоимость серы возрастает в 5–7 раз.

В отличие от традиционных способов добычи организация труда при ПВС характеризуется поточностью и непрерывностью, что является следствием более высокой комплексной механизации и автоматизации отдельных звеньев производства. Условия труда на предприятиях ПВС определяют высокую квалификацию рабочих, ликвидацию тяжелого физического труда. Технология ПВС полностью исключает ручной труд при добычных работах.

Экономические показатели метода ПВС намного лучше по структуре основных фондов, себестоимости добычи и динамике освоения производственных мощностей, чем при традиционных методах.

Метод ПВС дает возможность широко применять механизацию и автоматизацию, обеспечивает безопасность горных работ, требует высокой квалификации рабочих, исключает ручной труд.

23.8. ОСНОВНЫМИ ЗАДАЧАМИ, НАПРАВЛЕННЫМИ НА СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДА ПВС, ЯВЛЯЮТСЯ:

- Разработка способов увеличения коэффициента извлечения серы из недр;
- создание замкнутого водооборота;
- создание способов отработки слабопроницаемых серусодержащих руд.

Литература

1. Аренс В.Ж. Разработка и освоение технологии подземной выплавки серы. М., Недра, 1974.
2. Аренс В.Ж., Подхалюзин В.С. и др. Разработка серных месторождений методом подземной выплавки за рубежом. Киев, Укр. НИИНТИ, 1971.
3. Аренс В.Ж., Зыков В.А., Иванников А.А. и др. Опыт подземной выплавки серы на Язовском месторождении. Киев, Укр. НИИНТИ, 1971.
4. Аренс В.Ж., Виноградов Л.С. и др. Разработка и освоение технологии подземной выплавки серы. М., Недра, 1977.
5. Аренс В.Ж., Подхалюзин В.С., Половский И.П., Шпак Д.Н. Выбор места для проведения опытно-промышленных работ по подземной выплавке сыры. // Подземная выплавка серы. Киев, Изв. Укр. НИИНТИ, 1967.
6. Аренс В.Ж. и др. Методика расчета в приемистости добычных скважин для подземной выплавки серы.
7. Шпак Д.Н. Исследование технологических свойств руд при подземной выплавке серы. //Проблемы геотехнологии. М., (труды ГИГХСа, вып. 21) 1972.
8. Демьянова И.Л. Исследование влияния потерь серы при подземной выплавке на выбор параметров сетки добычных скважин. Канд. дисс. М., 1972.
9. Демьянова И.Л., Хчеян Г.Х., Нафтулин И.С. и др. Методика расчета оптимальных параметров технологии ПВС. //Бесшахтная добыча горно-геологического сырья. М., (Труды ГИГХС, вып. 33) 1975.
10. Подхалюзин В.С., Шевченко В.П. Расчет параметров эрлифта для расплавленной серы. //Исследование подземной выплавки серы. Труды ГИГХСа, вып. 17. М.
11. Подхалюзин В.С., Хчеян Г.Х. и др. Некоторые прикладные задачи ПВС. //Проблемы геотехнологии. Труды ГИГХСа, вып. 50. М., 1979.
12. Демьянова И.Л. Анализ факторов, определяющих параметры сетки скважин при подземной выплавке серы. Труды ГИГХСа, вып. 21. М., 1972.
13. Хчеян Г.Х., Нафтулин И.С. Геотехнологические процессы добычи полезных ископаемых.
14. Гейер В.Г. Эрлифтный гидроподъем. //Гидравлическая добыча угля. №2. М., Недра, 1968.
15. Аренс В.Ж., Исмаилов Б.В., Шпак Д.Н. Скважинная гидродобыча твердых полезных ископаемых. М., Недра, 1980.
16. Подхалюзин В.С., Шевченко В.П. Расчет параметров эрлифта для откачки жидкой серы. //Исследования подземной выплавки серы. вып. №17, М., ГИГХС, 1968.

24. ДОБЫЧА И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛА ЗЕМЛИ*

24.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ

Геотермальная технология добычи тепловой энергии недр – совокупность способов, средств и процессов извлечения, обработки и доставки теплоносителя с заданным качеством и рыночным уровнем экономической эффективности использования.

Геотермальные ресурсы – количество теплоты, содержащееся на конкретном участке литосферы до определенной глубины, технически достижимой средствами бурения на прогнозируемый период.

Геотермальные циркуляционные системы (ГЦС) – первый подземно-наземный контур энергетической установки по добыче тепловой энергии недр с применением циркуляционной технологии; он включает водоподъемные и нагнетательные скважины, теплообменники, теплотрассы внутренней разводки, системы водоочистки, водоподготовки, подпитки и др.

Геотермальный коллектор естественный – участок литосферы (как правило пласт горных пород), имеющий природную пористую, трещинную или др. проницаемость, обеспечивающую активную фильтрацию теплоносителя.

Геотермальный коллектор искусственный – созданная в слабопроницаемых горных породах гидроразрывом, взрывом или другим методом зона фильтрации теплоносителя.

Геотермический градиент – изменение температуры на единицу длины (в геологии – °С/100 м).

Избыточное пластовое давление – давление флюида в пласте, превышающее гидростатическое давление его столба до поверхности.

Качество геотермального теплоносителя – его температура, степень минерализации, коррозийная активность, газоносность, загрязнение вредными примесями и др.

Конструктивные параметры – параметры ГЦС, СтГТ или СГТ (см. ниже), закладываемые при их строительстве (глубина и диаметр скважин, расстояние между ними и др.).

Нагнетательная скважина – эксплуатационная (добычная) геотермальная скважина, по которой отработанный пластовый флюид подается (нагнетается) в продуктивный горизонт.

---

* Глава написана действ. членом РАЕН, проф. Богуславским Э.И. с участием деств. члена РАЕН проф. Дядькина Ю.И.

Плотность распределения геотермальных ресурсов – количество теплоты, содержащееся или, возможно, извлекаемое из толщи горных пород, ограниченной заданной ее мощностью и единицей горизонтальной площади на поверхности, ГДж/м^2 или т у.т./км^2. Является основным показателем количественной оценки распределения геотермальных ресурсов и ресурсообеспеченности единицы площади данной территории.

Потенциальные геотермальные ресурсы (Р) – количество теплоты, содержащееся в литосфере до прогнозируемой глубины бурения (до 10 км), ГДж.

Прогнозные экономически целесообразные геотермальные ресурсы D_u^I – теплосодержание горного массива, ограниченное коэффициентами температурного и объемного извлечения, при равенстве или положительных значениях экономических показателей добычи и использования теплоты недр, в сопоставлении с альтернативным источником энергии.

Прогнозные, технически доступные геотермальные ресурсы D_2^u – теплосодержание, с учетом коэффициента теплового извлечения, толщи пород (твердой, жидкой и газообразной сред), нижняя граница которой соответствует освоенной глубине промышленного бурения (6 км), а верхняя – определяется режимом температур, заданным потребителем для извлекаемого и отработанного теплоносителя,

Продуктивный пласт (горизонт) – водонасыщенная геологическая структура, имеющая достаточную для активной фильтрации пористую или трещинную проницаемость.

Прямое (неэлектрическое) использование геотермальной энергии – использование теплоты недр для нужд теплоснабжения и применения воды с температурой выше окружающей среды для производственных, сельскохозяйственных, бальнеологических и других целей.

Система геотермального теплоснабжения (СГТ) – энергетическая система по обеспечению отопления, кондиционирования и горячего водоснабжения жилых, коммунальных, производственных, сельскохозяйственных и других объектов за счет добычи и использования теплоты недр (включает: СтГТ, магистральные теплотрассы, тепловые сети, системы отопления и горячего водоснабжения потребителей и др.).

Системы с теплообменом в скважинах и каналах (приповерхностные, малоглубинные) – локальные энергетические установки для индивидуального потребителя. Они состоят из подземного теплообменника в виде скважин или горизонтального регистра трубопроводов, расположенных на малой глубине с замкнутым или открытым контуром, присоединенного к тепловому насосу, расположенному внутри отапливаемого помещения. При этом используется не только геотермальная энергия горных пород или воды с температурой от 5-7 °С, но и солнечная.

Станция геотермального теплоснабжения (СтГТ) – энергетическая установка по добыче тепловой энергии недр, включающая: ГЦС, догревающие котельные, тепловые насосы (термотрансформаторы) и др.

Теплота недр – теплосодержание горных пород и содержащихся в них флюидов.

Термотрансформатор (тепловой насос) – энергетическая установка, повышающая потенциал (температуру) исходного (геотермального) теплоносителя до уровня, заданного потребителем; наиболее распространены компрессионные тепловые насосы, которые работают по принципу, обратному холодильным машинам.

Технологические параметры – параметры ГЦС, СтГТ или СГТ, характеризующие период эксплуатации этих энергетических установок (дебит, давления нагнетания и откачки, срок службы станции и др.).

Ттрансмиссивити – произведение проницаемости в дарси на мощность пласта в метрах.

Фонтанная технология – геотермальный теплоноситель в виде пластового флюида поступает в скважину и за счет избыточного пластового давления или погружного насоса выдается на поверхность, где частично (срабатывает тепловой потенциал) или полностью (извлекаются содержащиеся минералы, потребляется вода и др.) используется.

Циркуляционная технология – в продуктивный пласт бурится как минимум две скважины (модуль), геотермальный теплоноситель в виде пластового флюида поступает в водоподъемную скважину и за счет избыточного пластового давления или погружного насоса выдается на поверхность, где, отдав тепловую энергию в теплообменнике, подается в нагнетательную скважину, по которой поступает в тот же пласт.

Чистая текущая стоимость (net present value – NPV) – суммарные текущие дисконтированные потоки денежных средств (поступлений) или прибылей за весь период функционирования предприятия, за вычетом первоначальных инвестиций.

Общие представления о тепле Земли. Тепло Земли, или общее теплосодержание нашей планеты нетрудно оценить, учитывая достаточно достоверное значение ее массы и усредняя температуру, которую в центре внутреннего ядра можно принять в 4500°С (широко признанный прогноз нашего выдающегося геотермиста Е.А.Любимовой). Известна оценка Д.Уайта (США), которая в топливном эквиваленте выражается гигантской величиной в $1.1 \cdot 10^9$ трлн. т.у.т. Если хотя бы приближенно учесть зависимость теплоемкости земного вещества от давления и температуры, эту оценку следует сократить примерно вдвое – $4.5 \cdot 10^8$ трлн. т.у.т. Однако и с нашей поправкой общий потенциал геотермальной энергии можно признать практически неисчерпаемым. Для наглядности сопоставим геотермальные "возможности" с солнечными.

Известно, что Солнце – природный реактор – излучает в космическое пространство огромное количество энергии. Очень небольшая ее доля, поступающая к Земле, частично отражается от атмосферы, поглощается ею и отражается от земной поверхности. Тем не менее, воспринимаемая Землей доля солнечной радиации составляет 10^4 ТВт, что примерно в тысячу раз превосходит суммарную мощность всех стационарных и движущихся энергоустановок мира (в 1980 г. – 10 ТВт). Массы Солнца, превращаемой в энергию, хватит еще на 40 млрд. лет такой "работы". Разумеется, по земным масштабам Солнце – также неисчерпаемый источник энергии. Однако солнечному реактору потребуется примерно 42 млн. лет, чтобы "подарить" Земле такое количество энергии, которым она уже обладает.

По своей природе геотермальная энергия связана главным образом с распадом радиоактивных элементов.

Общая мощность **внутриземной теплогенерации**, оцениваемая через интегральный тепловой поток к земной поверхности в $Q_т = 32$ мВт, что в сотни раз меньше поглощаемой солнечной радиации. Плотность глубинного теплового потока вблизи поверхности в среднем составляет $q_т = 58$ мВт/м^2, а в районах активного вулканизма достигает 200–300 мВт/м^2.

Кондуктивный тепловой поток из недр через теплопроводность пород $\lambda_т$ определяет темп повышения их температуры с глубиной, или **геотермический градиент:**

$$g_m = q_m / \lambda_m. \qquad (24.1)$$

Теплопроводность пород зависит в основном от их состава, плотности и типа тектонической структуры. Средние значения теплопроводности минимальны, а геотермические градиенты – максимальны в пористых осадочных породах, а максимальные λ_m и минимальные g_m характерны для магматических пород повышенной плотности. Например, средние значения λ для песчаников лежат в пределах от 1,05 до 2 Вт/(м^2.°С.), для глин – 1,25-1,66, для известняков – 2,03 – 3,07, для диабаза – 1,25–3,25, для гранита – от 1,12 до 3,85 Вт/(м^2.°С.).

Изменяющиеся по сезонам года интенсивность солнечной радиации $q_c(t)$ и температура земной поверхности $T_п(t)$ вызывают годовые колебания температуры верхних слоев земной коры $T(H,t)$ в пределах **гелиотермозоны**. Начиная с глубины подстилающего эту зону **нейтрального слоя** H_0 с нулевой амплитудой годовых колебаний и неизменной в течение года температурой T_0, ее приращение с увеличением глубины $T(H)$ определяется геотермическим градиентом g_m, а поле температур в **геотермозоне** рассматривается как квазистационарное. Циклические изменения климата Земли (например, палеогеографические исследования ледниковой толщи Антарктиды выявили 4 ледниковых периода и потеплений между ними за последние 100 тыс. лет) вызывают

колебания T_o и $T(H)$ амплитудой до 1–2°С и периодами в десятки тыс. лет, затухающие лишь на глубине в десятки и сотни км. Однако эти колебания не имеют практического значения.

Глубина залегания нейтрального слоя обычно составляет H_0 = 20–25 м, а его температура T_0, как правило, на 1–1.5°С превышает среднегодовую температуру воздуха в районе $T^*_п$. С учетом существенного различия в средних значениях теплопроводности и геотермического градиента осадочных пород $\lambda_{ос}$, $g_{ос}$ для более плотных пород кристаллического фундамента, их температуру на "геотермальных" глубинах H можно определить по формуле:

$$T(H) = T_0 + g_{ос}(H_{ос} - H_0) + g_m(H - H_{ос}). \qquad (24.2)$$

Изменение температуры по глубине породного массива из нескольких слоев с различными $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ ... и g_1, g_2, g_3 ... описывается аналогичным, но более громоздким выражением.

Вследствие разнообразия геологического строения различных районов изменяются не только $\lambda(H)$, но и q_m, а геотемпературное поле весьма неоднородно. Например, в мощной толще молодых кайнозойско-мезозойских отложений Северного Кавказа при $q_{ос} = 0.045$–0.05°С глубина залегания изотермы $T = 100$°С (температура, удовлетворяющая требованиям теплоснабжения) в Грозном, Махачкале и других районах составляет около 2 км, даже нефть из глубоких скважин добывается с температурой более 100°С. В условиях Санкт-Петербургской термоаномалии, при q_m до 75–79 мВт/м^2, но малой мощности осадочного чехла $H \leq$ 0,3 км температура 100°С в гранито-гнейсах, например в районе аэродрома Пулково, при $q_m = 0.03$°С/м, гарантируется лишь на глубине 3,5 км. Повышенная плотность теплового потока, в известной мере "компенсирует" малую мощность осадочных пород, а температура 150°С (минимальный уровень для выработки электроэнергии в бинарном цикле) ожидается на глубине 5 км как в Санкт-Петербурге, так и на основной части Северного Кавказа. Правда, на такой глубине в Дагестане, на Тарумовской площади вскрыт пласт с температурой 200°С, а в нашем опытном гидроразрыве в Тырныаузе, на склоне Эльбруса в скважине глубиной 4 км температура гранитов составляла 213°С. В вулканических районах Японии граниты с температурой более 200°С залегают на глубине 2 км (район Огачи), а на некоторых участках даже на меньших глубинах температура достигает 250°С [25]. Еще более высокие температуры ожидаются над промежуточными очагами вулканов. На склоне вулкана Авача, недалеко от Петропавловска-Камчатского на глубине 4 км ожидается не менее 400°С. Максимальная температура в недрах 1050°С зафиксирована в 1975 г. при бурении скважин через затвердевшую корку лавового озера, образованного при очередном извержении в 1974 г. гавайского вулкана Килауэа.

Средневзвешенная температура земной поверхности составляет, по разным оценкам, от 10 до 15°С, тогда как температура космического пространства близка к абсолютному нулю, не выше 4°К. Поэтому наша относительно горячая планета непрерывно излучает в Космос большое количество тепла. Эти теплопотери, по оценке Е.А. Любимовой, не менее $Q_{от} > 10$ ТВт, вызывают некоторое снижение температуры верхних поясов планеты в **зоне оттока** глубиной от 300 до 1000 км. Однако современная мощность внутриземной теплогенерации, как и прежде, превосходит космические теплопотери Земли, ее масса имеет положительный тепловой баланс, т.е. **продолжает разогреваться. Это означает, что использование и преобразование какой-то доли геотермальной энергии (аккумулированной в недрах разности $Q_т - Q_{от}$ за время существования Земли) принципиально не может нанести какого-либо ущерба тепловому благополучию нашей планеты.**

Помимо планетарного масштаба, нужно оценить и локальную экологическую опасность – возможность местного похолодания климата на участках извлечения тепла Земли. В 80-х годах в Проблемной лаборатории горной теплофизики СПГГИ было выполнено моделирование процесса возмущения температурного поля после техногенного охлаждения объема пород в 0,25 км^3 на $\Delta T = 100$°С на глубине 3 км. Установлено, что после окончания работы такой геотермальной системы зона температурного возмущения будет расширяться во все стороны с уменьшением ΔT и через 13 тыс. лет понижение температуры нейтрального слоя над этим участком достигнет максимальной величины в $\Delta T = 0{,}1$°С. Поскольку такое возмущение на порядок меньше естественных температурных колебаний при изменениях климата за сопоставимые периоды, сделан вывод об отсутствии такого рода локальных экологических опасностей.

24.2. ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ

При освоении тепла Земли добываются не минеральные компоненты недр, а их **потенциальная энергия**, полученная от извлеченных на земную поверхность природных или техногенных **геотермальных теплоносителей.** К первым относятся добытые через скважины потоки природного пара (до 250–350°С), термальных вод (45–150°С), горячих рассолов (до 200–300°С), нефтегазовых смесей из глубоких залежей, а ко вторым – нагнетаемые с поверхности потоки воды и жидкостей с низкой температурой кипения (углекислота, фреоны и др.), нагретые в фильтрационном теплообмене с твердыми горячими породами или их расплавами (лавовые озера, вулканические очаги). Подвижность рабочих агентов и продукционных флюидов, использование скважин для вскрытия **естественных коллекторов** (высокопроницаемых пористых пластов или зон

трещиноватых пород с высокой температурой) или систем трещин , обладающих необходимой теплообменной поверхностью и соединяющих скважины в слабопроницаемом горячем массиве искусственных геотермальных коллекторов – все эти характерные признаки позволяют отнести проблему освоения геотермальной энергии к задачам **ФХГ – скважинной геотехнологии** или ее специального раздела **геотермальной технологии.**

Огромный потенциал и экологическая безопасность извлечения геотермальной энергии, разумеется, еще не определяет выгодность ее практического применения. Как и любые природные ресурсы недр, геотермальные ресурсы – категория геолого-экономическая. Реальные возможности использования тепловой энергии недр определяются не только ее концентрацией, распределением и условиями воспроизводства в тех или иных геологических структурах, но и уровнем развития технологии извлечения, преобразования и экономически выгодного использования этой энергии.

Под **геологическими ресурсами** следует понимать ту часть теплосодержания (более строго – **эксэргии**) твердой, жидкой и газообразной фаз земной коры, которую экономически целесообразно извлечь из недр (или преобразовать), доставить заинтересованному потребителю и использовать при современном уровне развития **геотермальной технологии** и геотермальной энергетики.

Классификация геотермальных ресурсов. Сотрудниками СПГГИ (ТУ) и ФГУП "Недра" предложена следующая классификация геотермальных ресурсов.

Потенциальные (Р) геотермальные ресурсы, с учетом степени промышленного освоения технологии добычи и использования теплоты недр, можно разделить на две группы.

а) Геотермальные ресурсы слабопроницаемых горных пород – *петрогеотермальные* ($P^п$). Технология их извлечения находится на экспериментальном уровне, созданы только опытные циркуляционные системы с искусственными коллекторами (Фэнтон Хилл – США, Корнуэлл – Англия, Тырныауз – Россия, Хиджиори – Япония, Баден-Вюрттемберг – Германия, Солтс – Франция). Их общий потенциал определяется как теплосодержание толщи литосферы на предельную глубину бурения (10 км) с охлаждением пород до температуры окружающей среды потребителя.

б) Геотермальные ресурсы естественных коллекторов – *гидрогеотермальные* ($P^в$). Они промышленно эксплуатируются фонтанными (Исландия, Венгрия, Россия, Китай и др) и циркуляционными системами (Франция, США, Германия, Дания, Украина, Польша, Швейцария, Россия и др.). Для циркуляционной технологии их потенциал определяется как теплосодержание суммарной мощности проницаемых пластов на

глубину осадочного чехла (с кондуктивной добавкой от вмещающих пород), при охлаждении их до температуры окружающей среды.

Прогнозные геотермальные ресурсы являются частью *потенциальных петрогеотермальных*, или *гидрогеотермальных*, ресурсов.

Прогнозные петрогеотермальные ресурсы **слабопроницаемых** горных пород ($D^{п}$) делятся на две группы.

Технически доступные петрогеотермальные ресурсы ($D_2^{п}$) – оцениваются как теплосодержание толщи пород до глубины промышленного бурения (6 км), с учетом коэффициента извлечения и ограничений заданными температурами потребляемого и сбрасываемого теплоносителя (для нужд теплоснабжения: 70/20 – для горячего водоснабжения, 90/40 – для отопления), т.е. характеризуются не только количественно, но и качественно.

Экономически целесообразные петрогеотермальные ресурсы ($D_1^{п}$) – оцениваются с учетом догрева в пиковой котельной или термотрансформации при конкуренции с производством теплоты альтернативной котельной на органическом топливе.

Прогнозные гидрогеотермальные ресурсы **естественных** коллекторов ($D_2^{г}$) оцениваются как теплосодержание пластов, с учетом кондуктивного теплопритока из налегающих и подстилающих пород, ограниченное температурой окружающей среды и коэффициентом температурного извлечения.

Перспективные гидрогеотермальные ресурсы **естественных** коллекторов ($D_1^{г}$) оцениваются как часть прогнозных, которая может быть экономически целесообразно добыта и использована при современном уровне технологии освоения тепловой энергии недр.

Специфика геотермальных ресурсов. При сопоставлении с традиционными источниками энергии очевидны преимущества геотермальных ресурсов:

1. *Неисчерпаемость.* Мировые прогнозные геотермальные ресурсы по оценке мировой энергетической конференции МИРЕК-80 составляют 137 трлн. тонн условного топлива (т у.т.), что в 10 раз превышает суммарные топливные ресурсы (13 трлн. т у.т.). На территории России они на доступных глубинах (до 6 км) в 4–6 раз превышают ресурсы углеводородов и по оценке СПГГИ (ТУ) составляют для нужд теплоснабжения - 57 трлн. т у.т., в том числе для отопления – 31 трлн. т у.т.

2. *Повсеместность распространения.* Геотермальными ресурсами теплоснабжения охвачена почти вся территория России, прогнозные технически доступные ресурсы обеспечивают нужды горячего водоснабжения на 95% территории, отопления – на 69%, а экономически целесообразные – соответственно на 88 и 55%.

3. *Близость к потребителю.* Добыча геотермальной энергии, как правило, возможна на территории ее использования. Это резко сокращает затраты на транспорт топлива, канализацию теплоты и существенно повышает надежность энергетических установок.

4. *Локальность геотермальных систем.* Добытые геотермальные ресурсы, при необходимости, могут полностью обеспечить потребителя теплом и электроэнергией. Это делает их особо ценными в труднодоступных, удаленных и неосвоенных районах.

5. *Региональная принадлежность.* Теплота недр относится к местным ресурсам, это обеспечивает заинтересованность, гибкость и мобильность планирования и строительства станций геотермального теплоснабжения (СГТ), что стимулирует освоение геотермальных ресурсов.

6. *Полная автоматизация, безопасность и практическая безлюдность добычи геотермальной энергии.*

7. *Экономическая конкурентоспособность.* Добыча и использование теплоты недр, по данным действующих зарубежных и отечественных предприятий, проектов, обоснований и прогнозов, в благоприятных геолого-геотермических условиях экономически целесообразна и не требует государственных дотаций.

8. *Конкурентоспособность маломощных СГТ.* Обеспечивает возможность центрального отопления в сельских и отдаленных районах страны, а также индивидуального теплоснабжения отдельных жилых, производственных и коммунальных зданий и сооружений.

9. *Экологическая чистота.* Циркуляционная технология обеспечивает замкнутый цикл оборота геотермального теплоносителя и не допускает никаких сбросов или выбросов в окружающую среду.

Однако специфика геотермальных ресурсов включает и ряд недостатков:

1. *Низкий температурный потенциал.* Температура теплоносителя на выходе из СГТ зависит от геотермических условий района и затрат на добычу теплоты. Ее повышение возможно за счет догрева в топливных котельных, термотрансформации и др., но требует дополнительных существенных инвестиций и эксплуатационных расходов.

2. *Нетранспортабельность.* Добытая теплота должна быть использована или преобразована в электроэнергию вблизи разрабатываемого месторождения, т.к. затраты на строительство и эксплуатацию магистральных теплотрасс резко возрастают с удалением потребителя.

3. *Трудности складирования.* Для аккумуляции добытой теплоты в виде горячей воды необходимо строительство гигантских емкостей, техническая и экономическая оправданность этого весьма сомнительна. Подземные породные теплоаккумуляторы пока находятся в стадии освоения.

4. *Рассредоточенность сооружений.* Расстояния между парами и рядами скважин, при строительстве ГЦС с естественными коллекторами составляют от 0,5 до 1,5 км, таким образом поверхностные комплек-

сы оборудования и теплотрассы промышленных СтГТ могут быть рассредоточены на десятках кв. км.

5. *Ограниченность промышленного опыта.* При сравнительно большом количестве глубинных промышленных СтГТ с естественными коллекторами во Франции, высокими темпами их строительства в Германии, переходе на промышленные установки в США, Италии, Украине и ряде других стран, в России этот опыт ограничен строительством и эксплуатацией экспериментальных и опытно-промышленных СтГТ (Чечня, Дагестан, Ярославская обл.).

Приповерхностные СтГТ построены для индивидуального теплоснабжения сотен тысяч объектов (США, Германия, Швейцария и др.), однако в России построены только две установки для теплоснабжения школ в г. Ярославле.

ГЦС с искусственными коллекторами получили только частичную экспериментальную проверку в США, Англии, Германии, Франции, Японии и России.

Идея извлечения тепла горячего породного массива водой принадлежит К.Э. Циолковскому (1898 г.). Он возвращался к ней в работах 1903 и 1914 гг. В.А. Обручев ввел термин "геотермальная циркуляционная система" (ГЦС). В его научно-фантастической повести "Тепловая шахта" искусственным коллектором служили 10-метровые "теплообменные колодцы", пройденные по концам 12-ти квершлагов из глубокого вертикального ствола в горячем гранитном массиве. Пар от вскипающей в колодцах воды по трубам поступал в подземную электростанцию, отработанный конденсат возвращался под медные крышки колодцев. С аналогичным предложением о сверхглубокой шахте, чтобы "навсегда избавить мир от забот об энергии" дважды, в 1904 и 1919 гг. выступал английский изобретатель паровой турбины Ч. Парсонс. Проект бурения столь же глубокой скважины с колонной труб – теплообменника встречных потоков холодной и нагретой породами воды (пара) предлагал в 1927 г. Д.Ходсон. В рамках американской программы "Плаушер" (подземные ядерные взрывы в мирных целях) с предложением о "стимулировании" ядерным взрывом месторождения природного пара выступили Р.Карлсон (1959) и Д. Кеннеди (1964). В 1967 г. впервые обоснованный расчетами проект искусственного коллектора ГЦС в виде зоны разрушения "сухих" горячих гранитов подземным ядерным взрывом доложил на симпозиуме в Станфорде П.Кругер. В 1965–75 гг. в СССР (ЛГИ, ИТТФ и ПромНИИПроект) и во Франции разрабатывались аналогичные проекты. Ни один из них не был реализован, главным образом из-за непреодолимой сейсмической опасности.

С 1970 г. Лос-Аламосская национальная лаборатория (ЛАНЛ) в США начала разработку проекта создания искусственного геотермального коллектора в виде обширных вертикальных трещин гидроразрыва

слабопроницаемого горячего массива. После ряда неудач, стимулировавших создание надежной техники скважинных измерений, по проекту ЛАНЛ на ее полигоне Фентон Хилл в штате Нью Мексико в 1977 г. была создана первая в мире геотермальная система с гидроразрывом и даже продемонстрирован фонтан пара из практически непроницаемого массива горячих гранодиоритов (10^{-18}мкм^2, 185°С). Вслед за США демонстрационная ГЦС с вертикальными трещинами гидроразрыва высотой 2,5 км создана в 1984-1985 гг. в Великобритании в горячем гранитном массиве Корнуолла по проекту Камборнской Горной школы. В эти годы опытные геотермальные гидроразрывы осуществлены в ФРГ (Фалкенберг), в Японии (Якедаке), во Франции (Майо де Монтане), в России (полигон ЛГИ "Эркиле", Выборг) и в Швеции (Фьялл Вака).

С 1983 г. на Фентон Хилл была начата реализация второй фазы проекта ЛАНЛ с углублением скважины до 4 км с температурой массива до 265°С. В опыте 2032 при давлении воды $P_н$ = 48 МПа и совместном расходе от 8 насосных агрегатов, достигавшем 111 л/с, за 61 час непрерывного нагнетания с общим объемом 21300 м^3 образовалась субвертикальная зона трещин высотой 1150 м, средней шириной 800 м и "толщиной" около 150 м. За первые месяцы циркуляционных экспериментов максимальный темп достигал $W \approx 14{,}8$ кг/с при напоре насоса 3,5 МПа и тепловой мощности около 10 МВт [6, 8]. За период экспериментов на Фентон Хилл извлеченная геотермальная энергия в 8 раз превосходит, в топливном эквиваленте, энергозатраты на циркуляцию [23]. Японский институт электроэнергетики опубликовал в 1995 г. проект ГеоТЭС мощностью 55 МВт от крупной ГЦИ тепловой мощностью 100 ГВт, включающей 3 скважины, которые на глубине 2 км разворачиваются в горизонтальное положение при температуре гранита 250°С. На этой глубине через каждые 25 м скважины пересекают 40 вертикальных трещин гидроразрыва высотой по 2 км. Общий расход циркулирующей в системе воды 2430 т в час или 675 кг/с, т.е. около 17 кг/с по каждой трещине Расчетная стоимость электроэнергии примерно в 1,5–2 раза дешевле, чем от газовой ТЭЦ или АЭС. В Японии за последние годы созданы для длительных испытаний две демонстрационных ГЦС в Хиджиори и Огачи - объектов посещения делегатов 2-го Всемирного Геотермального конгресса ВГК-2000. Продолжается строительство Европейской опытной ГЦС (или по предложенному ЛАНЛ неточному термину "Hot Dry Rock"), финансируемое ЕЭС. Проект осуществляется совместно специалистами Германии, Франции и Великобритании в Саулт-Саутс Форитс недалеко от Страсбурга. Под 2-километровой толщей осадочных пород в гранитах Рейнского грабена на глубине около 3,7 км осуществлен гидроразрыв горячих гранитов (160-170°С). Образована зона трещин 2 км^2 (1300 х 1500 м). В циркуляционных опытах 1999 г. получен максимальный, в

сравнении с другими экспериментами, расход воды в замкнутом контуре – до 25 кг/с.

В России в 1991 г. СПГГИ совместно с НПО "Недра" (Ярославль) и ГИПРОНикелем осуществлен гидроразрыв гранитов с температурой более 200°С в скважине глубиной около 4 км на склоне Эльбруса в Тырныаузе как первый этап создания системы геотермального теплоснабжения города, включенный в утвержденный проект реконструкции крупнейшего в России вольфрамо-молибденового комбината. К сожалению, северо-кавказский конфликт остановил реализацию этого проекта, а специалисты СПГГИ решили сосредоточить свой потенциал и накопленный в Тырныаузе опыт на создании опытно-промышленной ГЦС в Санкт-Петербурге.

Основные направления и сферы использования геотермальных ресурсов. Начало использования геотермальных теплоносителей относится к глубокой древности. В каменном веке стоянки древних людей во многих случаях располагались вблизи геотермальных источников. Их использование для варки пищи и лечебных целей в бронзовом веке подтверждается археологическими документами. Слава дельфийского оракула построена на наблюдательности древних греков: танцующая на гейзере девушка начинала выкрикивать прорицания перед "подтверждавшим" их истинность очередным извержением гейзера (каждый гейзер имеет свой постоянный интервал между извержениями). Древние этруски в VII в. до н. э. умели добывать борную кислоту для выделки кож из парогидротерм Тосканы, используя их энергию для выпаривания минерализованной жидкости. Этот опыт описал Тит Лукреций (1 в.) в трактате "О природе вещей". Римские патриции принимали лечебные ванны и отдыхали в естественных геотермальный бассейнах. Подобие популярных римских бань в виде каптажей над горячими источниками можно встретить и в Неаполе, и в Софии, и в Тбилиси. Римские завоеватели оставляли на покоренных землях элементы своей культуры. И не только бани. Вырубка лесов в предгорьях Аппенин стала причиной строительства первых систем геотермального отопления жилищ. Предприимчивый выходец из Франции Франческо Лардерел сумел возродить в Тоскане этрусское искусство добычи борной кислоты и для развития созданной компании пробурил в 1827 г. первую в мире геотермальную скважину. Это и было началом создания технологии добычи тепла Земли, т.е. **геотермальной технологии.** Скважина нарушила сохранявшееся тысячи и миллионы лет термодинамическое равновесие, тепловой баланс природной гидрогеологической системы. В **зоне питания** в Аппенинах на высоте около 2 км над уровнем моря аккумулировались дождевые и снеговые осадки. Фильтрационные потоки по разломам и проницаемым слоям, заходя на большие глубины, нагревались от крупной магматической интрузии и собирались в неглубоких проницаемых коллекторах, из

которых по "трудным" путям просачивались к поверхности в виде рассредоточенных источников **зоны разгрузки** на морском побережье, реализуя напор, обусловленный разностью абсолютных отметок этих зон и эффектом температурного расширения на горячих участках фильтрационного пути в 120-150 км. Скважины глубиной около 1 км, вскрывавшие такой геотермальный коллектор, открыли почти свободный выход сухого пара с температурой 185°С.

В 1904 г. возглавивший упомянутую компанию любознательный тосканский принц Дж. Пьеро Конти провел очень важный опыт: от природного пара в том же районе, получившем название Лардерелло, зажглись пять электрических светильников. В 1905 г. эксперимент был расширен до освещения фабрики по производству борной кислоты. В 1913 г. на основе поршневой машины на природном паре создана опытная энергоустановка мощностью 250 кВт. В следующем году введены в действие три турбогенератора мощностью по 1250 кВт, а в 1916 мощность первой промышленной геотермальной электростанции (ГеоГЭС) возросла до 12 МВт, в 1930 – до 20, а в 1942 до 130 МВт. В 1953 г. итальянские ГеоТЭС с общей мощностью 290 МВт выработали 2,5 млрд квт.ч, то есть 6% всей полученной в стране электроэнергии. В 1978 г. мощность 17 энергоблоков достигла 420, а в 1984 – 457 МВт. В настоящее время общая мощность ГеоТЭС Италии превышает 1 ГВт = 1 млн. кВт.

Первая же промышленная ГеоТЭС Лардерелло стала вырабатывать самую дешевую в мире электроэнергию – в 4–5 раз дешевле, чем на топливных энергоустановках.

Вслед за Италией в 1919 г. в Японии были начаты опыты по созданию ГеоТЭС на месторождении Беппу. К 1982 г. мощность 9 японских ГеоТЭС составила 228 МВт, а в настоящее время также приближается к 1 ГВт.

В 1960 г. построена первая крупная ГеоТЭС мощностью 160 МВт на пароводяной смеси из скважины месторождения Вайракей в Новой Зеландии. В том же году введена в эксплуатацию первая энергоустановка на крупнейшем в мире месторождении сухого пара Гейзеры в 160 км от Сан-Франциско. Быстро наращивая геотермальную энергетику на базе этого и других месторождений, США в 1973 г. обогнали Италию и уверенно лидируют при общей мощности ГеоТЭС более 3 млн. кВт.

Примером очень быстрого и весьма эффективного освоения ресурсов природного пара служат Филиппины. В 1962 г. здесь начата разведка геотермального района Тиви на о. Лусон, в 1967 г. создана опытная энергоустановка, в 1979 г. построены два ГеоТЭС мощностью на 100 МВт, а в 1980 г. Филиппины обогнали Италию, вышли по мощности ГеоТЭС (446 МВт) на 2-е место после США, а годовая прибыль от освоения геотермальной энергии достигла 176 млн. дол.

Опытная Паужетская ГеоТЭС вместе с Паратунской экспериментальной фреоновой установкой, работающей на термальной воде с температурой около 80°С, построены тоже в 1967 г. Начато строительство ГеоТЭС на парогидротерме Мутновского вулкана. Ее проектная мощность 400 МВт обеспечила бы основные потребности полуострова. Однако из-за мутновского долгостроя население единственного в России вулканического района, прогнозная мощность которого оценивается в 10 млн. кВт, нередко оказывается на грани замерзания от хронических недопоставок дорогого привозного топлива...

Более 1 млн. кВт имеют действующие и строящиеся геотермальные электростанции Мексики и Индонезии, а общая мощность ГеоТЭС на природном паре составляет около 12 млн. кВт в 25 странах. Второй Всемирный геотермальный Конгресс ВГК-2000 в Японии подведет итоги векового развития этих работ (первый такой Конгресс ВГК-95 состоялся в Италии во Флоренции [25].

Природный пар, безусловно, наиболее выгоден, но, к сожалению, это небольшая часть геотермальных ресурсов. Около 100 "горячих точек" - районов конвективного выноса тепла Земли зафиксированы инфракрасными космическими съемками. Даже полная реализация их энергетического потенциала не покрыла бы и 30% современных потребностей. Разумеется, освоение этих ограниченных и наиболее эффективных ресурсов - задача первоочередная.

В России, да и в подавляющем большинстве стран гораздо шире распространены геотермальные воды, пригодные не для электроэнергетики, а для теплоснабжения промышленных, коммунальных и сельскохозяйственных объектов. Нужно учесть, что в современной, преимущественно топливной энергетике основная часть топлива расходуется именно в системах теплоснабжения.

Главными потребителями геотермальных ресурсов на ближайшую и отдаленную перспективу несомненно будут теплоснабжение и, в значительно меньшей мере, выработка электроэнергии. Приоритетность теплоснабжения в балансе использования геотермальной энергии позволяет наметить направления привлечения инвестиций, создания специализированного оборудования, выбор перспективных районов и первоочередных объектов.

В настоящее время разведка и эксплуатация геотермальных месторождений ведется более чем в 70 странах мира (Америка - 19, Африка - 23, Европа - 15, Азия - 10), в том числе почти в 50 странах мира освоено промышленное использование геотермальных ресурсов.

В 1997 году действовали промышленные геотермальные электростанции по крайней мере в 37 странах с общей установленной мощностью 7,8 тыс. МВт-э и годовой выработкой 45,2 млн. МВт.ч (табл. 24.1.), в 20 странах вырабатывалось 36,9 тыс. ГВт.ч в год (132,7 млн.

ГДж/час) тепловой геотермальной энергии. Установленная тепловая мощность геотермальных систем превысила 9,7 тыс. МВт-т.

Таблица 24.1

Мировое использование геотермальной энергии в 1997 г.

Государства	МВт-э	ГВт.ч/г.	МВт-т	ГВт.ч/г.
Страны ЕС	755	3838	1031	3720
Другие Европейские страны	112	471	3611	16554
ВСЕГО В ЕВРОПЕ	867	4309	4642	20275
Америка	3929	21529	1908	3984
Азия	2596	16092	3075	12225
Океания	365	2901	5	25
Африка	45	390	71	355
ВСЕГО В МИРЕ	7802	451220	9701	36864

Несмотря на значительные успехи в развитии геотермальной энергетики ее вклад в общий энергетический баланс мира пока еще не превышает долей процента. Темпы развития и результативность освоения геотермальной энергии наиболее высоки в развивающих странах. Здесь вклад геотермальных ресурсов в энергетический баланс отдельных стран весьма значим.

Ранжирование стран с развитой геотермальной энергетикой по потреблению геотермальной энергии для теплоснабжения на одного жителя характеризует уровень освоения теплоты недр: от превышения в 3,5 раза потребностей на теплоснабжение одного жителя – в Исландии, до 0,2 от нагрузки только горячего водоснабжения – в США. Однако это цифры условно усредненные по стране, тогда как в США есть районы с весьма высоким уровнем геотермального теплоснабжения, например г. Кламат Фаллс (штат Орегон).

Роль геотермальных ресурсов в составе нетрадиционных (возобновляемых) источников энергии несомненно превалирующая. В частности, в мировом производстве электроэнергии они занимают более 60% (табл. 24.2.).

Таблица 24.2

Мировое производство электроэнергии за счет возобновляемых источников энергии (Word Energy Council, 1995)

Тип электростанций	Установленная мощность,		Годовое производство,	
	МВт	%	ГВт.час	%
Геотермальные	6556	62	37976	86
Ветровые	3517	33	4878	11
Солнечные	366	3	897	2
Приливные	261	2	601	1
Всего	10600	100	44352	100

Таблица 24.3

Основные направления прямого использования геотермальной энергии в мире

№	Направления прямого использования	В % от общего
1.	Теплоснабжение объектов	33
2.	Бассейны	15
3.	Разведение рыб	13
4.	Теплично-парниковые хозяйства	12
5.	С использованием тепловых насосов	12
6.	Промышленность	10
7.	Кондиционирование	1
8.	Сушка сельхозпродуктов	1
9.	Другие цели	3

Основные направления использования низкотемпературной геотермальной энергии в мировой практике (табл. 24.3) показывают, что большая ее часть (85%) идет на обогрев помещений, купален, рыбоводства и тепличного хозяйства.

Направления использования геотермальных ресурсов определяются кондициями на теплоноситель и мощностями потребителей. Анализ тепловых нагрузок промышленных, сельскохозяйственных и жилищно-коммунальных объектов позволяет объединить их в семь [30] групп (табл. 24.4).

Таблица 24.4

Распределение потребителей геотермальной энергии по группам

Группы потребителей	Температура теплоносителя, °С	Тепловая нагрузка, ГДж/час	Доля участия в топливно-энергетическом балансе по температурным процессам, %	
			Первичное распределение	Полезное использование
I	<20	0.01 -0.5		
II	20 - 60	0.5 - 50	Низко и среднетемпературные	
III	60 - 90	50 - 500	41	21
IV	90 - 130	500 - 1000		
V	130 - 150	1000 - 5000		
VI	150 - 200	5000 - 10000	Высокотемпературные	
VII	200-250	> 10000	31	7

I группа (до 20 ^{0} С) - локальное теплоснабжение одиночных потребителей (школы, больницы, особняки, дачи и др.) с применением тепловых насосов.

II группа (20–60 ^{0} С) – теплоснабжение групповых потребителей с применением тепловых насосов; парниково-тепличное производство; горячее водоснабжение промышленных, сельскохозяйственных и жилищно-коммунальных объектов; рыборазведение; спортивные и бальнеологические комплексы; технологическое теплоснабжение процессов

горного производства и строительства (оттаивания мерзлых горных пород; химическое и бактериальное выщелачивание и др.).

III группа (60–90°С) – теплоснабжение промышленной и жилой зоны с применением догрева или термотрансформации, либо с использованием низкотемпературных отопительных приборов; технологическое теплоснабжение среднетемпературных производственных процессов, в т.ч. горных (геотермодинамическая обработка нефтяных пластов и др.).

IV группа (90-130 ^{0} С) - промышленное и коммунальное теплоснабжение с частичным догревом или термотрансформацией при использовании традиционных отопительных приборов; локальное теплоэлектроснабжение предприятий, поселков в удаленных районах (турбины с бинарными циклами).

V группа (130–150°С) – отопление и технологическое теплоснабжение высокотемпературных процессов (пропаривание железобетонных конструкций; химическая, целлюлозно-бумажная, деревообрабатывающая, пищевая и многие другие отрасли), выработка электроэнергии с применением низкокипящих теплоносителей, или на паре низких параметров.

VI группа (150–200 ^{0} С) – выработка электроэнергии турбинами с прямым пароводяным циклом при сравнительно низком КПД.

VII группа (200–250 ^{0} С) – выработка электроэнергии турбинами с прямым пароводяным циклом при сравнительно высоком КПД.

Это разделение на группы довольно условно, т.к. жестких границ ни по тепловым нагрузкам, ни по температурам установить нельзя. Однако такая градация позволяет ориентироваться в многообразии потребителей при оценке возможностей, масштабов и сроков освоения геотермальных ресурсов.

Таким образом, главным направлением освоения геотермальных ресурсов России несомненно должно стать теплоснабжение промышленности, жилищно-коммунального сектора и сельскохозяйственного производства. Это положение следует считать основой федеральной и региональной технической политики в области освоения геотермальных ресурсов.

Оценка петрогеотермальных ресурсов. Петрогеотермальные ресурсы, базирующиеся на циркуляционной технологии, оценены по разработанной проф. Э.И. Богуславским методике.

Более 60 созданных зависимостей были формализованы в экономико-математическую модель подсчета величины *потенциальных ресурсов* (П) и плотности распределения ресурсов (Q_p). Определена плотность прогнозных ресурсов геотермального теплоснабжения двух категорий D_2^{ν} и D_1^{ν} более чем в 3000 пунктах территории России. По полученным значениям в СПГГУ (ГУ) была построена и издана карта (рис.24.1) масштаба 1:10 000 000.

Карта прогнозных, технически доступных ресурсов геотермального теплоснабжения, категории D_2^{II} отражает геолого-геотермические условия экономических районов территории России при заданных нагрузках потребителя и позволяет оценивать реальную сырьевую базу геотермального источника энергии. Эти ресурсы (табл. 24.5) для нужд теплоснабжения – 70/20 °С составили 56,9 трлн. т у.т., в том числе для нужд отопления (90/40 °С) – 30,5 трлн. т у.т..

Прогнозные экономически целесообразные ресурсы геотермального теплоснабжения категории D_n^1 характеризуют сравнительную перспективность освоения ресурсов геотермальной энергии для теплоснабжения различных районов России. Энергетический потенциал технически доступного, экономически целесообразного и экологически чистого альтернативного источника энергии составляет 44,6 трлн. т для нужд теплоснабжения (70/20 °С, в том числе для отопления - 16,4 трлн. т у.т. (табл. 24.5).

Таблица 24.5

Геотермальные ресурсы территории России

Регионы	Потенциальные ресурсы P, трлн. т у.т.	Прогнозные ресурсы теплоснабжения D, трлн. т у.т.			
		Технически доступные, D_2		Экономически целесообразные, D_1	
		70/20 °С	90/40 °С	70/20 °С	90/40 °С
Северный	132	3.7	1.1	3.4	0.95
Северо-Западный	18	0.9	0.2	0.6	0.1
Центральный	35	1.5	-	0.99	-
Центрально-Черноземный	19	5.7	1.3	4.8	0.07
Волго-Вятский	12	0.54	-	0.37	-
Поволжский	59	2.7	1.49	2.1	1.37
Северо-Кавказский	45	1.86	1.35	1.6	0.97
Уральский	64	1.2	0.36	0.6	0.18
Западно-Сибирский	258	9.8	7.4	8.2	3.8
Восточно-Сибирский	364	7.9	5.4	5.1	1.86
Дальневосточный	696	21.1	11.9	16.8	6.15
Калининградская обл.	-	-	-	0.1	0.09
Итого по России	**1702**	**56.9**	**30.5**	**44.64**	**16.44**

Общие потенциальные ресурсы геотермальной энергии категории P эквивалентны 1702 трлн. т у.т. (табл. 24.5.).

По условиям ресурсообеспеченности территорию России можно разделить на три типа областей: а) с малоблагоприятными условиями – заключенны внутри изолинии плотности 2(0) т у.т./м^2, они составляют 30% территории России и характеризуются отсутствием ресурсов для отопления; б) с благоприятными условиями – заключены между изолиниями 2(0)-6(4) т у.т./м^2, занимают 58% территории; в) с весьма благоприятными условиями – оконтурены изолиниями 6(4) т у.т./м^2 и составляют 11% территории страны.

Ресурсы геотермального теплоснабжения (температурный режим 70/20°С) имеют почти повсеместное распространение и охватывают 95% площади страны. На 70% ее площади распространены геотермальными ресурсами для отопления (90/40°С).

Оценка гидрогеотермальных ресурсов. Значительная часть территории России характеризуется наличием гидрогеотермальных ресурсов в низко- и среднетемпературных естественных коллекторах. Для их разработки промышленно освоена циркуляционная технология. Однако даже в масштабах нетрадиционной энергетики ее распространение крайне ограниченно.

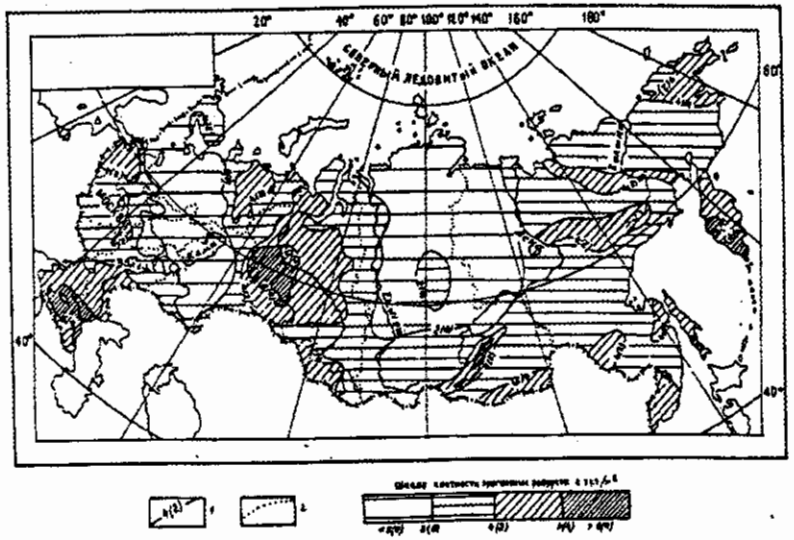


Рис. 24.1. Схематическая карта прогнозных, технически доступных ресурсов геотермального теплоснабжения:
1 – Изолинии плотности ресурсов, т у.т./м^2. 2 – границы экономических районов России

Основными препятствиями широкого применения этой технологии можно считать:

1) высокие требования к геолого-геотермическим характеристикам естественного коллектора - глубине, температуре, мощности и проницаемости, определяющим экономическую целесообразность геотермального теплоснабжения;

2) сравнительно низкие температуры пород продуктивного горизонта, требующие пикового догрева теплоносителя, а зачастую – обязательного повышения температуры за счет теплонасосных установок;

3) неповсеместность распространения геотермальных ресурсов под такую технологию.

Основным показателем количественной оценки геотермальных ресурсов является *плотность их распределения* или ресурсообеспеченность единицы площади в т у.т./км^2, что позволяет характеризовать геотермальную ресурсную базу отдельных площадей, регионов и всей России.

Принцип усреднения исходных данных в пределах достаточно больших расчетных площадей неизбежно влечет за собой некоторую приближенность расчетных результатов. Это в определенной мере снижает достоверность и надежность прогнозной оценки, но делает реальным ее выполнение для крупных регионов и территории всей страны.

Принцип сопоставимости сводится к выполнению всех расчетов при одних и тех же условиях работы и значениях тепловой мощности геотермальных и топливных установок. На данном этапе освоения геотермальных установок они вряд ли могут и должны конкурировать с наиболее экономичными теплоэнергетическими установками (ТЭЦ, АЭС и др.), а поэтому в первую очередь предназначены для замены топливных котельных.

Принцип взаимозаменяемости является обязательным методическим условием, обеспечивающим правомерность сравнения геотермального источника энергии с альтернативой. Он гарантируется режимным соответствием выходных параметров геотермальной системы и заменяемой энергоснабжающей установки.

В качестве критерия эффективности освоения геотермальных ресурсов целесообразно использовать новые рыночные финансово-экономические показатели,

На территории России известно несколько геотермических аномалий. В пределах этих аномалий в осадочных отложениях геотермический градиент составляет 2-3,5, реже 3,5-4,5 °С/100 м. При наличии других благоприятных факторов: эффективной мощности коллекторов 20-100 м, их проницаемости 0,3-1,0 Дарси такие аномалии могут представлять практический интерес для добычи и использования этой энергии в основном в целях теплоснабжения.

В СПГГИ (ТУ) совместно с ФГУП "Недра" разработана методика количественной оценки геотермальных ресурсов естественных коллекторов. Подсчет ресурсов тепловой энергии естественных коллекторов осуществляется для трех категорий ресурсов: потенциальных – P^e, прогнозных – D_2^e и перспективных – D_1^e.

Предварительная, укрупненная оценка (табл. 24.6) *потенциальных* ресурсов на территории России свидетельствует о возможности существенного вклада в топливно-энергетическую базу страны.

Таблица 24.6

Потенциальные ресурсы естественных коллекторов территории России

Регионы	Площадь, тыс. км^2	Площадь гидротермальных бассейнов, тыс. км^2	Потенциальные ресурсы, млрд. т у.т.
Северный	1466.3	439.8	110
Северо-Западный	196.5	49.2	172
Центральный	485.1	221.0	44
Центр.-Черноозем.	167.7	167.7	15
Волго-Вятский	263.6	263.6	20
Поволжский	568.1	340.8	853
Северо-Кавказский	355.1	355.5	1243
Уральский	824.0	82.4	166
Западно-Сибирский	2427.0	1942.0	9710
Восточно-Сибирский	412.8	2474.0	3711
Дальневосточный	6215.9	933.0	4665
Калининградская обл.	15.1	15.1	38
Итого по России	**17075.4**	**7284.1**	**20747**

В качестве примера геолого-экономической оценки всех категорий гидрогеотермальных ресурсов рассмотрена геологическая формация – Московская синеклиза. На ее территории прогнозируется два основных термоводоносных горизонта: верхний – среднедевонский (D_2) с глубиной залегания от 800 до 1700 м и нижний – среднекембрийский (ε_2) на глубине 900–2300 м.

При оценке ресурсов геотермальной энергии этих термоводоносных горизонтов основой послужили фактические данные, полученные в результате бурения и изучения скважин на исследуемой территории (табл. 24.7): температура, глубина, мощность и проницаемость пород коллектора.

Таблица 24.7

Основные характеристики продуктивных горизонтов Московской синеклизы

Характеристики	*Среднедевонский*	*Среднекембрийский*
Температура коллектора °С,	20 - 60	30 - 70
(средняя)	30 - 40	55 - 60
Эффективная мощность, м	70 -250	20 - 65
(средняя)	100 -250	35 - 40
Проницаемость, Дарси	1,5 – 3,0	0,01 – 3,0
(средняя)	1.,7 – 2,0	0,1 – 0,4

Температура геотермального теплоносителя на выходе ГЦС составляет 20–60 ^{0}С, что недостаточно для потребителя, поэтому принята СтГТ с тепловыми насосами. Результаты расчетов технико-экономических показателей ГЦС и СтГТ, выполненных на базе экономико-математического моделирования, по 100 скважинам на территории

Московской синеклизы, легли в основу сравнительной оценки (табл. 24.8) и построения карт экономической целесообразности и технолого-экономических показателей освоения геотермальных ресурсов среднедевонского и среднекембрийского водоносных горизонтов.

Таблица 24.8.

Экономическая целесообразность освоения геотермальных ресурсов термоводоносных горизонтов Московской синеклизы

Коффициент экономической целесообразности	Распределение территорий областей по коэффициенту экономической целесообразности, %						
	Владимирская	Вологодская	Нижегородская	Ивановская	Костромская	Тверская	Ярославская
Горячее водоснабжение							
> 1.5	-	1 / -	3 / -	-	29 / -	-	-
1.4 - 1.5	-	16 / -	30 / -	19 / -	53 / 21	-	- / 19
1.3 - 1.4	-	12 / 20	22 / -	11 / 30	13 / 42	- / 10	11 / 71
1.2 - 1.3	- / 34	33 / 24	19 / -	34 / 38	5 / 10	- / 14	30 / 5
< 1.2	100 / 66	38 / 56	26 / -	36 / 32	- / 27	100 / 76	59 / 5
Теплоснабжение							
> 1.3	-	6 / -	18 / -	2 / -	69 / -	-	-
1.2 - 1.3	-	22 / 5	30 / -	27 / 6	28 / 65	-	6 / 77
1.1 - 1.2	- / 26	31 / 25	24 / -	31 / 31	3 / 7	- / 22	36 / 18
< 1.1	100 / 74	41 / 70	28 / -	40 / 63	- / 28	100 / 78	58 / 5

*) 12/20 - числитель – среднедевонский, знаменатель – среднекембрийский горизонты.

Эти результаты геолого-экономической оценки позволяют сопоставлять геотермальные и традиционные ресурсы, рассматривать перспективы геотермального теплоснабжения и выбирать первоочередные объекты и участки строительства ГЦС и СтГТ на территории Московской синеклизы.

24.3. ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

Технологические схемы добычи тепловой энергии недр. По способу добычи теплоносителя предлагается следующая классификация геотермальных систем (рис. 24.2).

Фонтанная технология (рис. 24.3) в настоящее время доминирует при разработке геотермальных месторождений, представленных природными проницаемыми коллекторами, содержащими флюиды (воду, рассолы, пароводяные смеси, пар) с давлением, как правило, выше гидростатического.

Первая геотермальная скважина в Лардерелло, дебит которой намного превышал самоизлив природных источников (его можно было собрать системой каптажа), положила начало простейшей **фонтанной** технологии добычи природных теплоносителей. Геотермальные фонтанные системы (ГФС) представляют собой одиночные самоизливающиеся

скважины или их группы, дебит которых определяется параметрами геотермального коллектора, глубиной H и диаметром фильтровой колонны скважин d_c. Приток к скважине геотермального флюида теплоемкостью c с зависящими от температуры значениями вязкости μ и плотности ρ_m при превышении пластового давления в коллекторе над гидростатическим $\Delta P_к = P_к - P_{ст}$, мощности коллектора M, его проницаемости к и пьезопроводности χ, как и приток нефти, определяется известной формулой:

Рис. 24.2. Классификация геотермальных систем

$$W_m = \frac{2\pi\, kM\, \Delta P_k}{\mu \ln \dfrac{2.26\chi t}{(0.5 d_c)^2}}, \text{ м}^3/\text{с} \qquad (24.3)$$

а тепловая мощность скважины – разностью температур поступившего к потребителю ($T_т$) и отработанного ($T_{отр}$) теплоносителя:

$$N_т = \rho_т c_т W_т (T_т - T_{отр}) \cdot 10^{-3}, \text{ МВт}, \qquad (24.4)$$

часовая производительность:

$$Q^*_m = \rho_m c_m 3600\, W_m (T_m - T_{отр}) \cdot 10^{-6} \text{ ГДж/ч}, \qquad (24.5)$$

а годовая теплопродукция при использовании скважины ω часов в год :

$$Q_m = \omega Q^*_m \text{ ГДж/год} \qquad (24.6)$$

Фонтанная технология при всей своей простоте имеет два крупных недостатка: недостаточный дебит W и сброс отработанного загряз-

ненного теплоносителя, охлажденного после передачи энергии какому-либо потребителю.

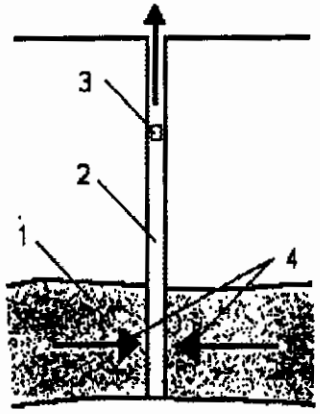


Рис. 24.3. Схема фонтанного способа разработки геотермального месторождения:
1 - продуктивный пласт; 2 - эксплуатационная (добычная) скважина; 3 - погружной насос; 4 - направление движения пластового флюида

С фонтанирования начинается эксплуатация и нефтяных скважин. Происходит неизбежное снижение забойного давления и $\Delta P_к$ с образованием депрессионной воронки. Фонтанный дебит падает. Поэтому современная нефтедобыча обеспечивается преимущественно за счет систем заводнения с поддержанием пластового давления $P_к$ и применением штанговых или погружных скважинных насосов. Однако аналогия геотермальной технологии и нефтегазодобычи требует учета резкой разницы в энергетической ценности добываемой жидкой продукции. Если нефтяная скважина имеет дебит 50–100 т/сут. = 2–4 т/час при теплотворной способности 40–42 ГДж/м^3, то продукция геотермальной скважины с водой при температуре 100°С и 04–042 ГДж/м^3 будет энергетически сопоставима лишь при дебите 200–400 м^3/час. Геотермальные скважины с таким, хотя бы начальным, дебитом – уникальны. В 1995 г. в России функционировало 185 геотермальных скважин общей тепловой мощностью 220 МВт [23] со средним дебитом 20–30 м^3/час. Хотя большая часть этих скважин списана из газонефтяного фонда, т.е. "бесплатна", они не могли принести серьезной прибыли РАО "Газпром", который несет ответственность за освоение геотермальных ресурсов России. Отсюда и уровень интереса к этим ресурсам. А если все эти скважины глубиной 2–3 км бурить заново, при таком дебите они принесли бы немалые убытки.

Циркуляционная технология представлена геотермальными циркуляционными системами (ГЦС) трех типов:

- с естественными проницаемыми коллекторами,
- с преобразуемыми трещинными зонами,
- с искусственно создаваемыми коллекторами в слабопроницаемых скальных породах.

ГЦС на базе естественных коллекторов состоят из системы добычных и нагнетательных скважин, вскрывающих пористый или трещиноватый пласт; теплообменника, систем водо- газоочистки, водоподготовки, наземной нагнетательной насосной установки, коммуникационных теплотрасс, погружного насоса и возможных других элементов (баков-аккумуляторов, системы гидроподпитки и т.п.).

Весь технологический комплекс системы геотермального теплоснабжения (СГТ) может состоять из нескольких подсистем: - станции геотермального теплоснабжения (СтГТ), включающей: модули ГЦС – замкнутые подземно-поверхностные контуры на базе двух или более скважин; догревающие котельные (топливные или электрические); термотрансформаторы (тепловые насосы) и др.; - магистральных теплотрасс от СтГТ до потребителя; - тепловых сетей потребителя; - систем отопления и горячего водоснабжения жилых массивов; - систем технологического теплоснабжения городских и сельскохозяйственных промышленных объектов; - систем утилизации геотермального флюида для бальнеологических целей, спортивно-оздоровительных комплексов, извлечения полезных компонентов и др.

По нагнетательным скважинам геотермальный теплоноситель подается в пласт с естественной проницаемостью. Принудительно фильтруясь по пласту, он нагревается за счет теплообмена с горными породами и поступает в добычные (водоподъемные) скважины. Под действием избыточного пластового давления, явления термолифта (разницы гидростатических давлений в нагнетательных и добычных скважинах) или депрессии, создаваемой откачивающим погружным насосом, геотермальный теплоноситель по добычным скважинам выводится на поверхность.

Выданный теплоноситель направляется по теплотрассе в теплообменник, где нагревает сетевую воду, поступающую к потребителю. При высокой химической чистоте геотермального теплоносителя, что бывает чрезвычайно редко, он может подаваться сразу потребителю.

Отработанный (охлажденный) геотермальный теплоноситель через устройства водоочистки и водоподготовки направляется по теплотрассам в насосную станцию и нагнетается снова в пласт. В условиях высокой проницаемости коллектора необходимость в нагнетании под давлением может отпасть. При температурах геотермального теплоносителя, не отвечающих графикам потребителей, сетевая вода направляется

в догревающие установки – пиковые котельные и (или) термотрансформаторы.

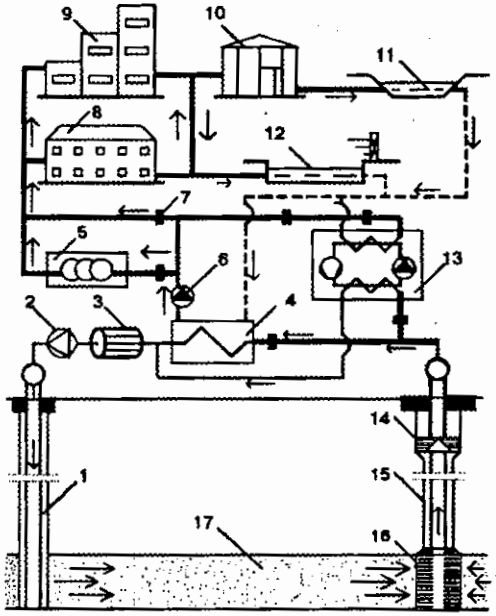


Рис. 24.4. Принципиальная схема системы геотермального теплоснабжения при разработке термоводоносного, проницаемого горизонта:
1 – нагнетательная скважина; 2 – наземная насосная установка; 3 – система водогазоочистки и водоподготовки; 4 – теплообменники; 5 – догревающая котельная; 6 – сетевой насос; 7 – магистральные теплотрассы; 8 – жилой массив; 9 – промышленные объекты; 10 – парниково-тепличный комбинат; 11 – рыбное хозяйство; 12 – бальнеологический и спортивно-оздоровительный комплекс; 13 – тепловые насосы; 14 – погружные насосы; 15 – добычная (водоподъемная) скважина; 16 – система прискважинных фильтров

Циркуляционная технология разработки геотермальных месторождений (27–70°С) с природными коллекторами с начала 60-х годов успешно применяется во Франции. В 1984 г. геотермальные циркуляционные системы работали в 10 городах страны (Париж, Мелон, Крейл, Мехдек Маршан и др.) и обеспечивали 45 тысяч квартир. Продолжается строительство СГТ еще в ряде городов. Промышленное распространение она имеет в Германии, Украине, Дании, Швейцарии, США, Польше, России (Чечня, Дагестан) и др.

Основными препятствиями широкого применения этой технологии можно считать:

1) высокие требования к геолого-геотермическим характеристикам естественного коллектора, определяющим экономическую целесообразность геотермального теплоснабжения: глубине, температуре, мощности и проницаемости;

2) сравнительно низкие температуры пород продуктивных горизонтов, требующие пикового догрева теплоносителя или его термотрансформации;

3) неповсеместность распространения геотермальных ресурсов соответствующим требованиям этой технологии.

ГЦС с преобразуемыми трещинными зонами (рис. 24.5) была создана во Франции (площадь Солтс, Эльзас). Технико-экономические показатели опытно-промышленной установки из двух скважин, пробуренных в трещиноватый гранитный массив, свидетельствуют о ее неконкурентности на этом этапе технологического исполнения и состояния энергетического рынка [35].

ГЦС с искусственно создаваемыми коллекторами в слабопроницаемых скальных породах пока не вышли из стадии демонстрационно-опытных исследований. Геотермические условия России благоприятны для строительства энергетических установок на базе этой циркуляционной технологии.

Системы с теплообменом в скважинах и каналах (приповерхностные, малоглубинные).

Использование низкотемпературной геотермальной энергии малых глубин можно рассматривать как некоторый технико-экономический феномен или реальную революцию в системе теплообеспечения. Меньше чем за 10 лет в США была разработана многовариантная технология и построены сотни тысяч действующих систем теплоснабжения. Ежегодно вводится в строй не менее 50–80 тысяч новых систем, и США планирует довести их ежегодное производство к 2000 г. до 400 тысяч. Успешно внедряется эта технология и в других странах мира: Швеции, Швейцарии, Канаде, Австрии, Германии [1, 33, 43, 44, 47]. К концу 1994 года в мире действовало не менее 350 тысяч таких систем, со средней установленной мощностью 10 кВт и общей мощностью не менее 2,2 ГВт.

Приповерхностные (малоглубинные) геотермальные системы используются для обогрева и охлаждения различных типов жилых домов (от очень дешевых до роскошных индивидуальных или многоквартирных), бензозаправок, супермаркетов, церквей, образовательных учреждений и т.д.

Суть рассматриваемых технологий (рис. 24.6) заключается в создании подземного теплообменника, расположенного на малой глубине с замкнутым или открытым контуром, присоединенного к тепловому насо-

су, расположенному внутри отапливаемого помещения При этом используются температуры пород в интервале от 5–7°С до 12–14°С.

Эти системы используют не только геотермальную энергию, накопленную в горных породах или в воде, но и солнечную. Конкретная доля той или иной энергии, используемой источником, зависит от глубины расположения теплообменника, климатических и гидрогеологических условий района. Предполагается, что для мелкозалегающих горизонтальных теплообменников основной вклад составляет доля солнечной энергии.

В связи с бурным развитием этой новой технологии к настоящему времени не сформировалась общепринятая терминология и различные авторы используют достаточно разнообразные наименования для таких систем. В частности применяются термины: геотермальные тепловые насосы, скважинные теплообменники, тепловые насосы с поверхностными источниками, тепловые насосы с открытой (замкнутой) петлей, тепловые насосы с грунтовыми (поверхностными) водами, грунтовые источники тепловых насосов, системы геотермальных тепловых насосов с замкнутым контуром и подземным источником. Эта терминология указывает на применение тепловых насосов, но не отражает технологической сущности геотермальных систем этого класса. Предлагаемое понятие *"Геотермальные системы с теплообменом в скважинах и каналах"* (ГССК) сохраняет принципы терминологии геотермальной технологии и является более широким, т.к. эти системы могут работать и без тепловых насосов (в высокотемпературных геотермических условиях).

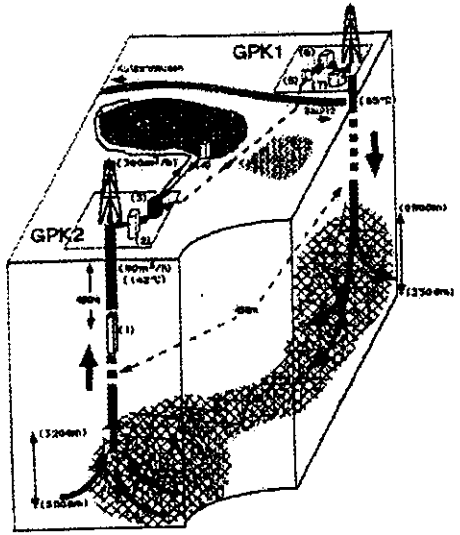


Рис. 24.5. Экспериментальная циркуляционная система из двух глубоких скважин GPK1 и GPK2 в Soultz (1997): 1 – погружной насос, 2 – фильтр грубой очистки, 3 – теплообменник, 4 – насос для контура охлажденного теплоносителя, 5 – пункт испытания на коррозию, 6 – батарея фильтров, 7 – насос обратной закачки

В технологическом отношении ГССК делятся на системы с замкнутым и открытым циклом (петлей). Системы с открытой петлей используют тепло подземной или поверхностной воды, циркулирующее через теплообменники теплового насоса. В системах с закрытой петлей создается циркуляция автономного теплоносителя. ГССК с замкнутым циклом наиболее широко развиты в США. Они делятся на два типа: системы, у которых в подземном контуре циркулирует вода (или антифриз), и системы, где хладагент теплового насоса непосредственно пропускают через подземный контур.

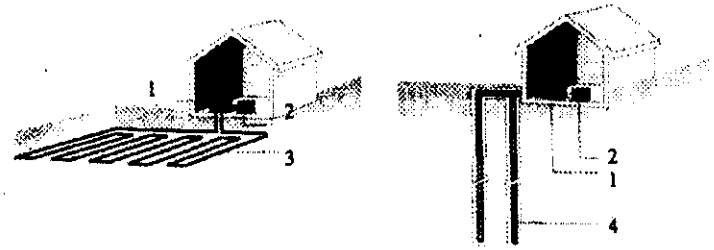


Рис. 24.6. Приповерхностные (малоглубинные) геотермальные системы с теплообменом в горизонтальных каналах и скважинах:
1 – тепловой насос, 2 – тепловой водный аккумулятор, 3 – грунтовый регистр, 4 – колонны труб в скважинах

Первый тип систем состоит из подземного контура с незамерзающим флюидом и циркуляционного и теплового насосов. Подземные контуры обычно располагаются в неглубоких (1–2 м) траншеях или скважинах глубиной 50–100 м. Контур изготавливается из пластиковых (полибутиленовых) или металлических труб. Удельная длина труб 15–125 м/кВт.

Для систем второго типа вместо пластиковых труб используют медные, в которых хладагент циркулирует проходя непосредственно через компрессор теплового насоса. Во всех случаях используют теплоноситель с температурой замерзания ниже -20 °С или рабочий хладагент теплового насоса.

Среди последних разработок упоминаются специальные системы типа "Геопакет" – в землю помещается емкость с флюидом и сооружаются коаксиальные скважинные системы, состоящие из двух колонн труб, расположенных одна в другой. Указанные приемы направлены на уменьшение длины подземного контура и (или) улучшение условий теплообмена.

ГСТСК, устанавливаемые в Европе, преимущественно ориентированы на напольные системы отопления, однако во многих случаях также используются в сочетании с существующими (батарейными) сис-

темами центрального отопления. Большинство производителей рекомендуют использовать традиционные системы догрева.

24.4. ПАРАМЕТРЫ И ПОКАЗАТЕЛИ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ

Инвестиционные проекты, бизнес-планы, технологические регламенты, ТЭО и вся проектная документация строительства ГЦС, СтГТ и СГТ в той или иной мере базируются на их конструктивных и технологических параметрах. Специфика оценки геотермальных ресурсов заключается в том, что необходимо определять теплосодержание участка недр, не имеющего четко очерченных границ. Они устанавливаются двумя группами факторов: естественными геолого-геотермическими условиями и определяемыми – технико-экономическими показателями. Поэтому на стадии подсчета ресурсов тоже необходимо знать основные параметры предполагаемой промышленной системы извлечения тепла недр. Ниже рассмотрена геотермальная циркуляционная технология, зарекомендовавшая себя как экологически чистая и наиболее перспективная в мировой и отечественной практике.

Вследствие тесной технологической и экономической связи горно-энергетического предприятия и потребителя, часть параметров ГЦС и СтГТ может быть задана директивно, а остальные рассчитаны по функциональным зависимостям. Прямые расчеты в связи с большим количеством взаимодействующих природных, технических, энергетических и экономических факторов приводят, как правило, к неоптимальным – неэффективным вариантам. Поэтому существует объективная необходимость определять параметры и показатели СтГТ на базе имитационного экономико-математического моделирования (ИЭММ).

Геотермические условия. К геотермической характеристике недр относятся: температура пласта (зоны теплоотбора), геотермический градиент в осадочных отложениях и породах фундамента, теплофизические свойства горных пород и тепловой поток.

Коллекторские свойства (пористость, проницаемость) и мощность пласта наиболее достоверным образом могут быть получены по анализу результатов поисково-разведочных скважин (данные визуального описания керна, его петрофизическое изучение, материалы ГИС и промысловой геологии).

Как показал длительный опыт и проведенные исследования, наиболее существенное влияние на параметры и показатели СГТ оказывают 5 из них: глубина залегания продуктивного пласта, его температура, эффективная мощность, проницаемость и пластовое давление.

К конструктивным параметрам ГЦС относятся: **глубина и диаметр скважин, размеры сетки скважин, длины теплотрасс внутренней разводки** и др. Эти параметры или их желательные интервалы могут быть заданы директивно потребителем исходя из уже имеющихся скважин, особенностей действующей теплоснабжающей системы, условий рельефа и др. В ином случае конструктивные параметры оптимизируются на базе ИЭММ в технически разумных пределах.

Энергетические параметры. Энергетические параметры СГТ характеризуют производственную мощность этого горно-энергетического предприятия; отпуск его продукции (теплоты) потребителю; балансовое соотношение между количеством теплоты и температурами циркулирующего теплоносителя в подземном контуре ГЦС и технического теплоносителя в поверхностных тепловых системах догрева или термотрансформации, а также сетевого теплоносителя у потребителя. Эти параметры, с одной стороны, ограничиваются геолого-геотермическими свойствами пласта, с другой, – либо лимитируются потребителем, либо рассчитываются на базе ИЭММ.

К энергетическим параметрам относятся теплопроизводительность (мощность) СтГТ, тепловая нагрузка на скважину, температура геотермального теплоносителя, температура воды на входе потребителя, температура сбросной воды, температура догрева геотермального теплоносителя, годовой отпуск теплоты, баланс производства энергии и затрат на собственные нужды.

24.5. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ С ИСКУССТВЕННО СОЗДАВАЕМЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

Для проектирования и эксплуатации геотермальных циркуляционных систем с искусственными коллекторами в виде нескольких зон трещин гидроразрыва горячего слабопроницаемого массива необходимо физическое обоснование взаимосвязи заданных (директивных) показателей и ограничений с природными условиями экономическими и технологическими параметрами, которые подлежат оптимизации по экономическим критериям на основе экономико-математического моделирования.

Реализация данного типа геотермальных систем базируется на возможности образования искусственной трещиноватости, которая создается гидроразрывами. Многолетние исследования, начатые в ПНИЛ ГТФ ЛГИ под руководством проф. Дядькина Ю.Д. и продолжающиеся в СПГГИ, позволили обосновать инженерно-физические зависимости, определяющие направление развития и размеры трещин, их расположение и другие параметры зоны трещиноватости, включенные в теплофизиче-

ский, геомеханический и гидродинамический блоки экономико-математических моделей FRACTURE, FRAC и GEOTHERMY.

В табл. 24.9 фактические результаты гидроразрыва горячего массива гранодиоритов полигона Фентон Хилл в эксперименте ЛАНЛ сопоставлены с нашими расчетами по этим моделям.

Таблица 24.9.

Сравнение расчетных и опытных данных для геотермального гидроразрыва

Параметры гидроразрыва	Расчет	Опыт
Раскрытие трещины около скважины δ, мм	2.2	2.3
Глубина зоны фильтрационных утечек Δ_f, м	70	75
Ширина зоны гидроразрыва	807	800
Высота зоны гидроразрыва $H_{гр}$, м	1130	1150
Продолжительность гидроразрыва t_p, ч	63.8	61
Объем нагнетания воды V_p, м^3	21439	21300

Вполне приемлемое соответствие расчетных и опытных результатов, как и упомянутые выше сопоставления с данными тырныаузского эксперимента, опытами в Фалкенберге в Корнуоле подтверждают возможность практического использования разработанной расчетной методики.

24.6. МЕТОДИКА ИНЖЕНЕРНОГО РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Имитационные модели геотермальных комплексов представляют собой математическое описание технологических процессов, экономики строительства и эксплуатации СГТ на основе преобразования известных и разработанных методов расчета, аппроксимации экспериментальных и отчетных данных.

Модели функционируют (рис. 24.7) по принципу поиска отклика на изменение управляющих переменных и внешних условий, чему соответствует иерархическая (древовидная) структура тела модели с целевой функцией в главной вершине. При этом выделяются самостоятельные блоки (рис. 24.8), во главе каждого из которых находится функция, характеризующая определенную стадию расчета технологического процесса или экономики (например, блок гидродинамики, теплообмена, капиталовложений и т.п.). В своей совокупности блоки обеспечивают, описание поверхности отклика генерального функционала в качестве которого может быть принят любой интересующий нас экономический (капвложения, NPV, приведенные затраты, себестоимость, прибыль и т.д.) или эксэргетический (выработка тепла, удельный расход электроэнергии и т.д.) показатель.

Рис. 24.7. Схема функционирования имитационной ЭММ

В алгоритмизированном и запрограммированном виде имитационные модели позволяют проводить в режиме автоматического перебора вариантов управляемые серии машинных экспериментов, в ходе которых модель функционирует как подобие циркуляционной системы в соответствии с действующими внешними условиями и ограничениями.

Управляющими переменными назначаются конструктивные и технологические параметры СтГТ в виде массивов с заданным шагом итерации. В качестве предельных границ массивов принимаются еще возможные, но мало реальные условия сооружения и функционирования СтГТ. Внешними условиями являются геолого-геотермические характеристики, технологические и конструктивные параметры, директивно заданные потребителем.

Результаты технико-экономических расчетов оптимизируются по избранному критерию. Итогом является выбор рациональных вариантов и проведение сопоставительной оценки с заменяемым источником энергии равной теплопроизводительности – котельной, работающей на органическом топливе.

В СПГГИ (ТУ) для условий естественных, искусственных и приповерхностных коллекторов созданы экономико-математические модели: систем геотермального теплоснабжения промышленных, сельскохозяйственных объектов и жилищно-коммунального хозяйства.

Экспресс-методы определения параметров и показателей СтГТ.

Для составления инвестиционных проектов, бизнес-планов и других предпроектных обоснований важно иметь уравнения для экспресс-расчетов основных параметров и показателей СтГТ. Такие методики разработаны для различных технологий добычи теплоты недр. В частности, ниже представлена экспресс-методика для ГЦС с естественными коллекторами в геолого-геотермических условиях Московской синеклизы.

Рис. 24.8. Вариант имитационной экономико-математической модели блочной структуры

Оптимальная теплопроизводительности СтГТ:

$$Q = -a*H^3 + b*H^2 - c*H + d, \text{ ГДж/час;} \quad (24.7)$$

$$a = 1,6*10^{-4} * t^{2,295}; \quad (24.8)$$

$$b = 7,1*10^{-3} * t^2 - 0,38* t + 7,269; \quad (24.9)$$

$$c = 12,5*10^{-3} * t^2 - 0,698* t + 16,232; \quad (24.10)$$

$$d = 1,846* t - 37,8. \quad (24.11)$$

Здесь и далее: a, b, c, d – численные коэффициенты; H – глубина залегания естественного коллектора, км; t – температура пласта, °С.

Удельный дебит добычной скважины:

$$W_{уд} = 342,34 * t^{-1,048}, \text{ м}^3/\text{ГДж}; \quad (24.12)$$

Удельное давление нагнетания и откачки:

$$P_{уд} = a * t^b, \text{ кПа/(м}^3/\text{ч.)}; \quad (24.13)$$

$$a = 99,15 * e^{0,857*H}; \quad (24.14)$$

$$b = -0,46 * H^{0,5}; \quad (24.15)$$

Годовая экономия топлива:

$$T_{эк} = a * t^b, \text{ т у.т./год}; \quad (24.16)$$

$$a = 5,13 * 10^{-5} * e^{(0,254 * H)}; \quad (24.17)$$

$$b = -0,119 * H + 4,4; \quad (24.18)$$

Удельный расход электроэнергии на собственные нужды СГТ:

$$Y_{сгт} = -0,775 * t + 138,4, \text{ кВт.ч/ГДж}; \quad (24.19)$$

$$Y_{тну} = -0,573 * t + 113,7, \text{ кВт.ч/ГДж}; \quad (24.20)$$

$$Y_{гцс} = -0,199 * t + 24,7, \text{ кВт.ч/ГДж}; \quad (24.21)$$

Определение экономических показателей СГТ.

Капиталовложения на строительство оптимального модуля СГТ:

$$K_{уд.сгт} = a * t^2 - b * t + c, \text{ тыс. дол./(ГДж/час)}; \quad (24.22)$$

$$a = -0,00317 * H^3 + 0,01595 * H^2 + 0,01272 * H - 0,0052; \quad (24.23)$$

$$b = 4,128 * H - 1,6341; \quad (24.24)$$

$$c = 27,285 * H^3 - 164,04 * H^2 + 431,96 * H - 175,94. \quad (24.25)$$

Определение NPV:

$$NPV_{уд} = a * Ln(t) - b, \text{ тыс. дол./(ГДж/час)}; \quad (24.26)$$

$$a = 6,0268 * H^3 - 33,501 * H^2 + 60,809 * H - 7,205; \quad (24.27)$$

$$b = 24,595 * H^3 - 135,05 * H^2 + 249,29 * H - 60,86. \quad (24.28)$$

24.7. ЭКОНОМИКА ДОБЫЧИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОТЫ НЕДР

Экономические показатели и критерии оптимизации СтГТ. Разработанная методика технико-экономических расчетов СтГТ на базе экономико-математических моделей позволяет получать информацию по следующим основным затратным статьям и экономическим показателям.

1. Капиталовложения:

а) на подземный комплекс: бурение и обустройство скважин; повышение проницаемости прискважинных зон;

б) на поверхностный комплекс: догревающие установки (ТНУ, пиковые котельные и т.п.); насосные установки (наземные, погружные); теплообменники; теплотрассы внутренней разводки; магистральные теплотрассы; баки-аккумуляторы; системы водоочистки и водоподготовки.

2. Годовые эксплуатационные затраты на: вспомогательные материалы; топливо; электроэнергию; зарплату; текущий ремонт; амортизацию основного капитала; выплату кредита, банковских ставок и др. по ГЦС и догревающим установкам; прочие расходы (обслуживание, администрация и т.п.).

3. Себестоимость производства 1 ГДж тепла по ГЦС, СтГТ и СГТ.

4. Себестоимость производства 1 ГДж тепла по альтернативной котельной равной производительности.

5. Коэффициент экономической целесообразности (соотношение себестоимостей производства тепла ГЦС и альтернативной котельной).

Выбор оптимального варианта в разработанных ИЭММ может проводиться по четырем критериям: минимуму себестоимости отпуска

тепла от СтГТ, минимуму инвестиций, максимуму значения коэффициента экономической целесообразности и новому рыночному критерию – NPV. При этом себестоимость, инвестиции и NPV выступают в качестве генерального критерия оптимизации в основном при технико-экономических расчетах на уровне предпроектной документации, а коэффициент экономической целесообразности – при оценке геотермальных ресурсов.

Станции геотермального теплоснабжения, как и другие энергетические установки, весьма капиталоемки. Строительство их только за счет госбюджетного финансирования в настоящее время, маловероятно. Поэтому источниками инвестирования СГТ вероятнее всего будут:

- акционерный капитал региональных, городских и сельских администраций; фирм и предприятий, производящих оборудование для СГТ и осуществляющих строительные работы;
- кредиты российских и зарубежных банков;
- государственные субсидии (с низкой процентной ставкой, беспроцентные и не погашаемые);
- капитализированные прибыли акционеров и заинтересованных предприятий;
- пожертвования фондов, спонсоров и др.

В современных условиях отечественного рынка капиталов проблема оценки эффективности капиталовложений должна решаться в соответствии с международными требованиями методики анализа рентабельности проектов, предлагаемых к инвестированию. Это предопределяет структуру и содержание предпроектных разработок, объединенных в единый бизнесплан–документ, характеризующий потенциал и перспективы предприятия и являющийся основой предложений при переговорах с возможными инвесторами и партнерами.

Поэтому в соответствии с западной инженерно-экономической практикой возникает необходимость перехода от известных критериев (себестоимость, приведенные затраты, народнохозяйственный эффект и др.) к схемам выбора вариантов инвестирования по другим, общепринятым в мировой экономике, критериям: чистой текущей стоимости (неотрицательного дисконтированного денежного потока), внутренней нормы прибыли, периоду (сроку) окупаемости, индексу прибыльности.

Чистая текущая стоимость (net present value - NPV) представляет собой суммарные текущие дисконтированные потоки денежных средств (поступлений) или прибылей за весь период функционирования предприятия, за вычетом первоначальных инвестиций.

$$NPV = \sum_{i=1}^{n} (P_i / (1+r)^i) - K, \qquad (24.29)$$

где P_i – денежный поток i-го года, r – дисконтная ставка (норма дисконта) – предельная цена капитала, которая устанавливается на рынке капиталов или предельная норма прибыли нескольких известных фирм конкретной отрасли, K – сумма первоначальных инвестиций.

Предлагаемый к инвестированию проект принимается при величине $NPV > 0$. Это означает, что в течение всей экономической жизни СГТ возместит первоначальные затраты – IN и обеспечит получение прибыли согласно заданному стандарту дисконтной ставки r. При $NPV < 0$ проект убыточен, а при $NPV = 0$ не приносит дохода.

Внутренняя норма прибыли (internal rate of return – IRR) – дисконтная ставка, при которой чистая текущая стоимость проекта (NPV) равна 0, т.е. это максимальная норма прибыли для данного проекта, при которой инвестиции окупаются в течение времени его реализации. После, как правило, графического определения, значение IRR сравнивается с заданной ставкой дисконтирования (нормой прибыли на рынке ценных бумаг) r. При $IRR > r$ проект обеспечивает доход, а при $IRR < r$ считается убыточным. При рассмотрении нескольких инвестиционных вариантов рекомендуется проект с наибольшей IRR.

Период (срок) окупаемости – количество лет эксплуатации предприятия, за которое суммарная прибыль становится равной сумме первоначальных инвестиций:

$$T = [1 - 1 / (1+r)\, t] / r, \text{ мг.} \qquad (24.30)$$

Этот показатель эффективен в качестве критерия выбора оптимального варианта при проектировании.

Индекс прибыльности (profitability index) – отношение текущей дисконтированной стоимости к первоначальной сумме инвестиций:

$$j = S_t / K. \qquad (24.31)$$

При значении этого критерия $j > 1$ рассматриваемый вариант проекта приемлем, в противном случае – нет.

В СПГГИ (ТУ) разработана (Табаченко Г.С. и Богуславский Э.И.) компьютерная программа расчета и оптимизации финансово-экономической части бизнес-плана и определения перечисленных критериев. Она позволяет смоделировать не только постатейный процесс построения бизнес-плана, но и "проиграть" различные стратегии финансового планирования, такие, как: выбор источников капитала и их долевого участия в инвестировании; условия и сроки погашения кредитов и выплата процентов по ним; распределение прибыли на дивиденды и реинвестирование; производственная мощность, ценовая политика предприятия и др.

Использование такого аппарата критериев обеспечивает выполнение геолого-экономической оценки геотермальных ресурсов и определение оптимальных параметров и показателей СтГТ на современном финансово-экономическом уровне.

Экономически целесообразные условия и концепции освоения геотермальных ресурсов. Успешная реализация возможных перспектив освоения геотермальных ресурсов должна основываться на определенной стратегии замены традиционных источников энергии – теплотой недр. Она должна включать следующие основные этапы:

1) геолого-геотермическое районирование недр страны и перспективных по этим условиям регионов (более детально);

2) экономико-математическое моделирование СтГТ для определения оптимальных параметров и показателей добычи и использования геотермальной энергии в различных природных, энергетических и экономических условиях с оптимизацией по современным рыночным критериям;

3) геолого-экономическая, технолого-энергетическая и социально-экологическая оценка геотермальных ресурсов страны и перспективных регионов с выбором первоочередных территорий, районов, городов и поселков;

4) оценка ресурсообеспеченности регионов тепловой энергией недр и оконтуривание запасов геотермальных месторождений;

5) разработка с применением экономико-математического моделирования, инвестиционных проектов, бизнес-планов и технологических регламентов СтГТ;

6) современное проектирование и строительство конкурентных СтГТ;

7) эксплуатация и отработка технологических режимов СтГТ, отвечающих конъюнктуре рынка.

В современных условиях инновационная деятельность по освоению геотермальных ресурсов должна решаться в соответствии с международными требованиями методики анализа рентабельности проектов, предлагаемых к инвестированию. Это предопределило включение в структуру и содержание предпроектных разработок, а следовательно и ЭММ, бизнес-плана, который характеризует финансовое состояние СГТ за весь период эксплуатации и служит основой предложений при переговорах с возможными инвесторами и партнерами. В моделях с учетом рыночной инженерно-экономической практики сделан переход от ранее применяемых критериев (себестоимость, приведенные затраты, народнохозяйственный эффект и др.) к схемам выбора вариантов инвестирования по другим, общепринятым в мировой экономике, критериям (чистой текущей стоимости, внутренней нормы прибыли, средней нормы прибыли и др.)

Концепции геолого-экономической оценки перспектив освоения геотермальных ресурсов.

Основные требования при районировании и оценке тепловых ресурсов недр можно сформулировать следующим образом:

1) геолого-геотермическая информация должна содержать представительные материалы по скважинам, пробуренным на данной территории;

2) для оценки и районирования геотермальных ресурсов должны быть обоснованы типовые потребители: а) по температурным режимам для отопления и горячего водоснабжения, б) по тепловым нагрузкам: для индивидуальных домов и объектов, фермерских хозяйств, малых деревень, сел, поселков, жилых массивов и промышленных объектов городов;

3) в качестве генеральных критериев для оценки конкурентоспособности СтГТ должны быть приняты чистая текущая стоимость (NPV), внутренняя норма прибыли и срок окупаемости (IRR); для оценки ресурсов – коэффициент экономической целесообразности освоения геотермальных ресурсов;

4) расчетные экономические показатели работы СтГТ на участках пробуренных и испытанных глубоких скважин должны оптимизироваться на базе экономико-математического моделирования;

5) в качестве основных критериев районирования и картирования геотермальных ресурсов должны использоваться эксергетические (плотность на единицу площади) и рассмотренные экономические показатели;

6) геотермальные ресурсы могут переводиться в категории запасов только при наличии потребителя, для которого экономически выгодно добывать, преобразовывать, транспортировать и использовать тепловую энергию недр.

Технико-экономические показатели СГТ. В качестве примера приведены результаты имитационного экономико-математического моделирование СтГТ в условиях Московской синеклизы. Установлено влияние указанных геолого-геотермических характеристик на технико-экономические показатели геотермальных станций. Для обобщения полученных зависимостей проведено объединение двух характеристик (мощности продуктивной толщи и ее проницаемости) в одну, широко принятую в геотермальной технологии – трансмиссивити. Некоторые результаты компьютерных оптимизационных расчетов, выполненных по программе в языке Паскаль, приведены в табл.24,10.

Весьма высоко влияние трансмиссивити на главные экономические показатели СтГТ: инвестиции и чистую дисконтированную стоимость (табл. 24.10 и рис. 24.11). Предельное значение трансмиссивити, даже при глубине залегания естественного геотермального коллектора 1000 м, составляет при температуре пласта 30 ^{0}С - 20 Д·м, а 50 ^{0}С - 5 Д·м.

Существенное влияние на экономику СтГТ оказывает глубина и температура продуктивного пласта (рис. 24.10 и 24.11): при глубине залегания естественного коллектора 2 и 3 км, предельно низкие температу-

ры пласта при трансмиссивити 10 Д·м – 50 и 70 °С. Зависимость инвестиций и NPV от глубины пласта и его температуры ограничивает рациональные глубины коллекторов: при 30°С – 1500 м, при 50°С – 2500 м, а при 70°С – 3500 м.

Французские ученые сформулировали основные условия эффективного применения ГЦС с естественными коллекторами: приемлемый срок окупаемости 6-10 лет; дебит скважин 50 - 250 м³/ч. (0,75 - 1,25 МВт); трансмиссивити ≥ 20-50 Д·м;

Таблица 24.10

Технологические, эксергетические и экономические показатели СГТ при глубине залегания коллектора 1000 м, водопроводимости (Ψ) 2,5 и 5,0 Да·м, температуре 30, 40, 50, 60 и 70 °С.

Параметры и показатели	Ψ = 2,5 Д·м					Ψ = 5,0 Д·м				
	30	40	50	60	70	30	40	50	60	70
Диаметр скважин, м	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Количество пар (модулей) скважин в СГТ	40	18	11	8	6	17	9	5	4	3
Максимальный дебит пары скважин, м³/час	8,9	11,8	14,0	15,5	17,5	16,6	20,6	28,2	29,5	33,8
Экономия топлива, с учетом собственных нужд СГТ, т у.т./г.	- 700	- 100	+300	+710	+990	-360	+130	+580	+870	+1210
Удельный расход электроэнергии на собственные нужды СГТ, кВт.ч/ГДж	154	130	114	100	90	140	121	105	95	83
Инвестиции, млн долларов	10,6	5,28	3,41	2,59	2,02	4,77	2,84	1,92	1,7	1,39
Себестоимость, долл./ГДж	22,4	14,0	10,8	9,1	7,7	13,8	10,3	8,3	7,5	6,6
Коэффициент экономической целесообразности	0,42	0,66	0,85	1,01	1,19	0,67	0,90	1,11	1,22	1,39
Чистая дисконтированная стоимость (NPV), млн долл.	-4,31	-1,67	-0,68	-0,16	+0,25	-1,56	-0,5	+0,11	+0,32	+0,6

Высокий уровень эффективности достигается при сроке окупаемости 4 года; трансмиссивити > 100 Д·м; тепловой мощности до 10 МВт. Максимальная длина транспортировки теплоносителя не должна превышать 10 км. Полные затрат на создание одной пары скважин составляет в среднем 4-6 млн долларов США. Себестоимость теплопродукции 4-10 долл./ГДж. или 1,5 - 2,4 цента/ КВт ч.

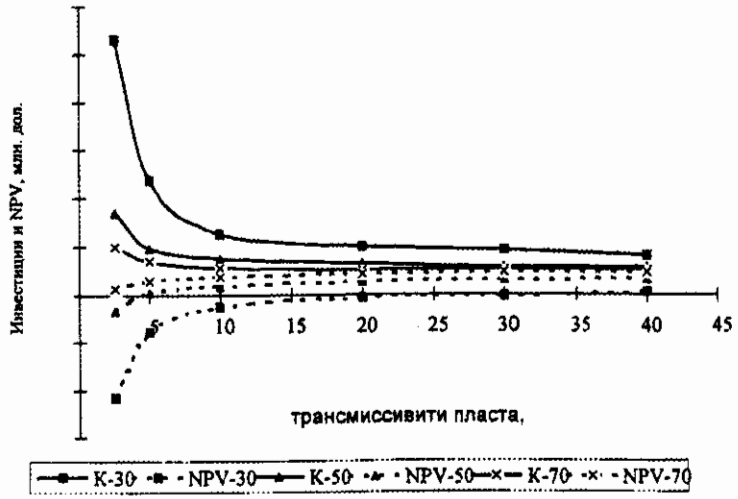


Рис. 24.4. Инвестиции (К) и чистая дисконтированная стоимость (NPV) при температуре пласта 30, 50, 70 °С, трансмиссивити от 5 до 40 Д*м и глубине коллектора 1 км

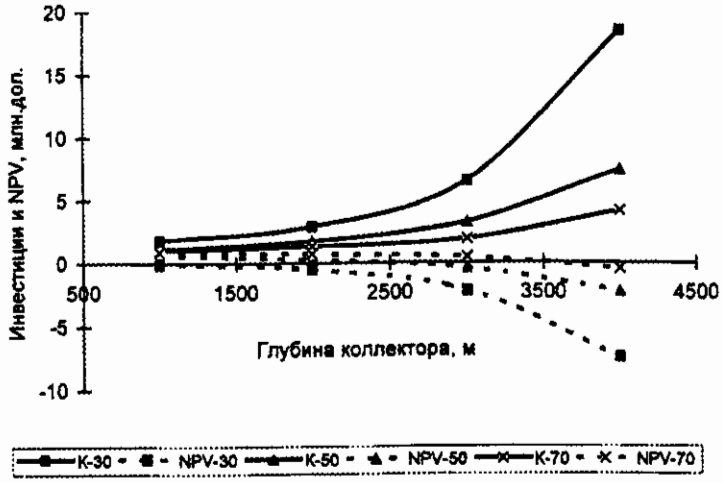


Рис. 24.10. Инвестиции (К) и чистая дисконтированная стоимость (NPV) при глубине коллектора 1 – 4 км, температуре пласта 30, 50, 70°С и трансмиссивити 30 Д·м

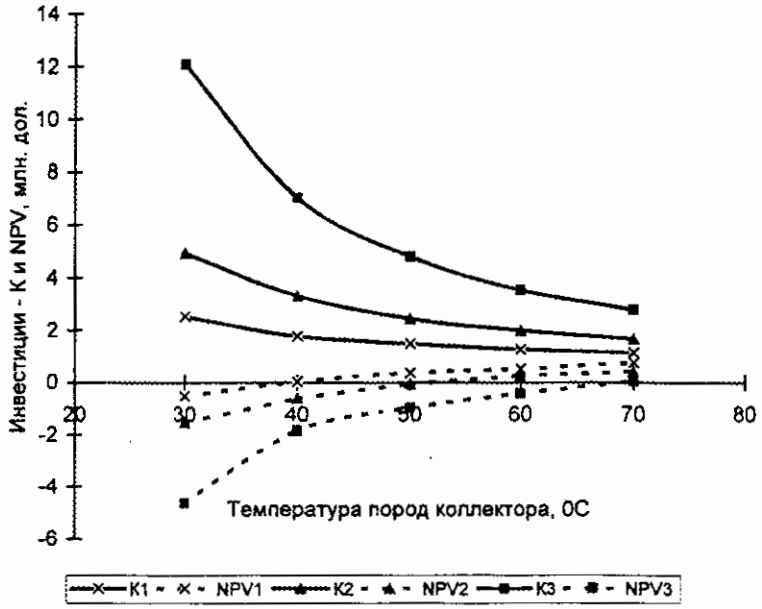


Рис. 24.11. Инвестиции (К) на строительство СтГТ и чистая дисконтированная стоимость (NPV), при температуре пород 30-70°С, глубине залегания 1, 2, 3 км и трансмиссивити 10 Д·м

Экономика приповерхностных СтГТ. Капитальные затраты на их строительство могут оказаться на 50-100 % выше затрат на создание систем прямого обогрева электроэнергией. Однако эксплуатационные затраты на выработку тепловой энергии на 60%, ниже чем от традиционных источников обогрева на электричестве. В США считают приемлемым достижение срока окупаемости в течение 4–8 лет. Он снижается в условиях резко континентального климата, где системы зимой используются для отопления, а летом – для охлаждения зданий. Расчет затрат (табл. 24.11) на строительство такой системы в доме на одну семью в Швейцарии подтверждает сказанное.

Практическое использование результатов. Разработанные методические положения и процедуры обеспечивают проведение работ по оценке нетрадиционных энергетических ресурсов на территории России, ее отдельных регионов, стран ближнего и дальнего зарубежья. Разработаны методики, модели, алгоритмы и программы компьютерного подсчета прогнозных и перспективных ресурсов. Предложены процедуры выполнения оценочных работ. Для укрупненных оценок технико-экономических показателей нетрадиционных энергетических установок

предложены экспертные методы в виде зависимостей, представленных уравнениями регрессии.

Таблица 24.11

Затраты по установке систем отопления для нового дома на одну семью (тыс. Швейцарских франков / тыс. долл. США) [Kevin Rafferty]

Наименование затрат	Приповерхностная СтГТ	Котельная на нефтепродуктах
Скважинный теплообменник до глубины 135 м (бурение, трубы, испытания)	11,5 / 8,05	-
Тепловой насос (приобретение, установка, испытание)	10,5 / 7,35	-
Регулировка систем отопления	2,3 / 1,61	-
Материалы и установка	4,2 / 2,94	-
Комнатный котел, горелка с низким NO (включая регулировку)	-	8,0 / 5,6
Пластиковая емкость для нефтепродуктов (включая поддон, материалы для установки и развертывания)	-	6,0 / 4,2
Дымоходные трубы: все строительные работы, изоляция и герметизация	-	7,0 / 4,9
Итого: Швейцарские франки / доллары США	28,50 / 19,55	21,0 / 14,7

(Типовая потребность в тепле 7 кВт, коэффициент сезонных работ теплового насоса 3,0)

Проведены оценки нетрадиционных энергетических ресурсов для прогнозирования возможности их включения в топливно-энергетический комплекс ряда регионов России: Владимирской, Вологодской, Ивановской, Костромской, Нижегородской, Тверской, Псковской, Ярославской областей и других регионов России; стран ближнего зарубежья: Латвии, Литвы и др.

Разработаны технологические регламенты и Feasibility для проектирования СтГТ в г. Рыбинске, пос. Горшиха (Ярославская обл.), пос. Янтарное (Крым), г. Клайпеда (Литовская Республика) и др.

Построены, строятся и проектируются с использованием выданных рекомендаций СтГТ в России (пос. Горшиха, г. Рыбинск), Украине (пос. Янтарное в Крыму), Грузии, Литве, Латвии и др.

Разработаны основные принципы комплексирования солнечной, ветровой и геотермальной энергии. Показано, что эти источники могут существенно дополнять друг друга, взаимно компенсируя недостатки каждого из них, особенно при обеспечении удаленных, изолированных, находящихся в неблагоприятных климатических условиях потребителей, либо гарантированных схем теплоснабжения.

Литература

1. Babier Enriko "Geothermal energy: Nature and Utilization." Geothermal District Heating Schemes. Skopje,1997..
2. Богуславский Э.И. Методические принципы геолого-экономической оценки тепловых ресурсов недр. //Экономический механизм рационального использования и охраны недр. АНХ СССР, М., Изд-во. МГУ, 1980.
3. Богуславский Э.И. Экономико-математическое моделирование систем извлечения и использования тепла Земли. Учебное пособие. Л., изд. ЛГИ, 1981.- 105 с.
4. Богуславский Э.И. Технико-экономическая оценка освоения тепловых ресурсов недр. Л., Высшая школа, 1984. - 168 с.
5. Богуславский Э.И. Перспективы освоения геотермальных ресурсов регионов центральной России на рубеже веков. АЕН РФ, Вестник горно-металлургической секции (Отд. горн. наук). //Горное производство и наука на рубеже веков. М., 1996. с. 179-195.
6. Богуславский Э.И. Технология и экономика извлечения и использования геотермальных ресурсов. Наука в СПГГИ (ТУ), Сборник научных труд. Вып. 2, 1998
7. Богуславский Э.И. Стратегия оценки и разработки тепловых ресурсов недр. //Технология энергоснабжения, строительство и эксплуатация инженерных систем. Международная научно-практическая конференция. СПб., изд. СПбГТУ, 2000. С. 3-38.
8. Богуславский Э.И., Вайнблат А.Б., Дядькин Ю.Д., Смыслов А.А., Певзнер Л.А., Самхан И.И., Хахаев Б.Н. Ресурсы геотермального теплоснабжения. Разведка и охрана недр, № 7. М., Недра, 1996. С. 32-37.
9. Богуслаский Э.И., Певзнер Л.А., Хахаев Б.Н. Перспективы развития геотермальной технологии. Разведка и охрана недр. № 7-8. М., Недра, 2000. С. 43-48.
10. Вайнблат А.Б., Дроздецкая С.Л. Геотермические условия районов строительства геотермальных циркуляционных систем теплоснабжения на территории СССР. Физические процессы горного производства. Л., изд. ЛГИ, 1983. С. 61-65.
11. Геотермальная технология низкопотенциальных высокоминерализованных пластовых вод. /Хахаев Б.Н., Певзнер Л.А. Самхан И.И., Богуславский Э.И., Шурчков А.В. Разведка и охрана недр, N 1, 1994.
12. Карта ресурсов геотермального теплоснабжения территории СССР. Масштаб 1:10 000 000. /Богуславский Э.И., Вайнблат А.Б., Гашева И.М., Дядькин Ю.Д., Моисеенко У.И., Негров О.Б., Остроумова И.М., Троицкая Е.Б. Изд. Мингео СССР, 1991.
13. V. Stefânsson, I. B. Fridieifsson. L'Energie Geothermique Dans une Perspective Europeenne et Mondiale. Commission de la Science et de la Technologie. Sous-commission de la politique technologique et de l'energie. Audition d'experts sur la situation actuelle et les perspectives de la geothermie en Europe. Strasbourg, 12 mai 1998.Recueil des documents.
14. Аренс В.Ж., Дмитриев А.П., Дядькин Ю.Д. и др. Теплофизические аспекты освоения ресурсов недр. Л., Недра, 1988. 336 с.
15. Богуславский Э.И., Вайнблат А.Б. Ресурсы геотермального теплоснабжения. Разведка и охрана недр. N 7, 1996. с. 32-36.
16. Дядькин Ю.Д. Основы геотермальной технологии. ЛГИ, 1985, 176 с.
17. Дядькин Ю.Д. Разработка геотермальных месторождений. М, Недра, 1989. 230 с.
18. Дядькин Ю.Д., Гендлер С.Г., Смирнова Н.Н. Геотермальная геофизика. СПб, Наука, 1993. 356 с
19. Дядькин Ю.Д. Горные проблемы добычи тепла Земли. Горный журнал, N1, 1994. С. 14-19.
20. Дядькин Ю.Д. Методика расчета и пути управления параметрами геотермального гидроразрыва. В кн. Проблемы геотермальной энергии. Межд. симп., т. 2, СПГГИ, 1995. с. 80-98.
21. Дядькин Ю.Д. Условия освоения энергии недр при умеренном геотермическом градиенте. Горный журнал, N4, 1998. с. 15-19.
22. Кругер П., Отток К. Геотермальная энергия (пер. с англ.). М., Мир, 1975. 354 с.
23. Моисеенко У.И., Смыслов А.А. Температура земных недр. Л., Недра, 1986. 180 с.
24. Шмидт О.Ю. Четыре лекции о происхождении Земли. М., изд. АН СССР, 1950. 86 с.
25. Dyadkin Yu. D. , Yaroshenko C.P. Saint-Petersburg Geothermal Project. European Geothermal Conference. Basel, 1999. p.167-178.
26. Proceedings. World Geothermal Congress, Florence, Italy, 1995, v. 1-4. 3028 p.

25. ДОБЫЧА ЖИДКОЙ РУДЫ*

25.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ

Под термином **жидкая руда** подразумеваются гидроминеральные ресурсы природных и техногенных минерализованных вод, из которых технологически возможно, экономически целесообразно и экологически необходимо извлекать полезные компоненты.

Промышленные подземные воды – подземные воды и рассолы, содержащие полезные компоненты или их соединения в количествах, обеспечивающих на основе современных технологий их рентабельную добычу и переработку.

Месторождение промышленных подземных вод – пространственно ограниченная часть водоносной системы с запасами промышленных вод, обеспечивающими их рентабельную добычу и переработку с целью получения полезных продуктов.

Сбросные воды – воды, использованные в процессе добычи и переработки полезных ископаемых и характеризующиеся измененными первоначальными физико-химическими свойствами и наличием дополнительных специфических примесей.

Гидроминеральное сырье – вид минерального сырья, характеризующийся наличием промышленных концентраций ценных полезных компонентов или их соединений, которые находятся в растворенном состоянии и представляют коммерческий интерес при существующем потребительском спросе на отечественном и мировом рынке. Добыча вод и рассолов не требует проведения капиталоемких горных работ, а осуществляется скважинными водозаборами, позволяющими получать гидроминеральное сырье с больших глубин. Использование гидроминерального сырья связано с необходимостью комплексной переработки вод для повышения экономических показателей, а также минимизации объемов жидких отходов. Экономическая целесообразность использования подземных вод в качестве гидроминерального сырья определяется их качеством (солевой состав, концентрация полезных компонентов и содержание вредных примесей), влияющим на затраты при технологической переработке, а также гидрогеологическими и техническими факторами (глубина залегания водоносных комплексов, параметры вмещающих пород, производительность водозабора, характеристики насосного оборудования и др.)

* Глава написана с участием к.т.н. И.А. Клименко.

Полезный компонент – химический элемент (или его соединение), извлекаемый из подземных вод или используемый в составе этих вод для практических целей.

Комплексное использование гидроминерального сырья – **максимально возможное и экономически целесообразное получение дополнительной продукции без увеличения объемов добычи основного полезного ископаемого. Показателями комплексности служат степень и полнота использования ресурсов месторождения. Первая характеризует номенклатуру извлеченных попутных полезных ископаемых и компонентов, а вторая – количественные показатели их получения.**

Попутные полезные ископаемые представлены минеральными комплексами различного фазового состава, добыча и использование которых является целесообразным при разработке основного полезного ископаемого. К попутным полезным ископаемым относятся подземные воды месторождений нефти и газа, содержащие повышенные концентрации иода, брома, бора и других полезных компонентов, рассолы месторождений полезных ископаемых солей, а также подземные воды, участвующие в обводнении горных выработок, если они пригодны для водоснабжения, извлечения из них ценных компонентов или бальнеологических целей.

Попутные воды – подземные воды, которые извлекаются на поверхность земли в процессе разработки месторождений полезных ископаемых. Попутные воды являются бесплатным сырьем, в связи с чем себестоимость получаемой из них продукции определяется, в основном, затратами на технологию их переработки.

Попутные воды нефтяных месторождений – преимущественно подземные воды, которые добываются из продуктивных пластов вместе с нефтью и газом в процессе разработки углеводородных залежей. На начальном этапе эксплуатации попутные воды представлены практически пластовыми водами, а при разработке месторождений с поддержанием пластового давления они через некоторое время в значительной мере замещаются водой, нагнетаемой в пласт.

Кондиции – совокупность экономически обоснованных требований к качеству и количеству воды, техническим условиям эксплуатации месторождения при рациональном использовании недр и соблюдении правил охраны окружающей среды. В проекте кондиций для подсчета запасов подземных промышленных вод подлежат обоснованию следующие основные показатели: средние содержания основных полезных компонентов, минимальные концентрации попутных компонентов, учитываемых при подсчете запасов, допустимые содержания вредных примесей, глубина и конструкция скважин, максимально допустимые понижения в них, расчетные дебиты скважин, способы и средства водоподъе-

ма, система транспортировки воды до водопотребителя, согласованный с заказчиком расчетный срок эксплуатации водозабора, способы удаления промстоков.

Плотность ресурсов попутных компонентов – масса или объем компонента, содержащегося в единице извлекаемых запасов полезных ископаемых.

Технологические свойства подземных промышленных вод – **определение параметров, необходимых для разработки технологической схемы комплексного и наиболее полного извлечения полезных компонентов на рациональной экономической основе.**

Безотходная технология использования сырья – система технических, технологических, экономических, организационных средств, направленная на максимальное использование минерального сырья, предусматривающая комплексную переработку сырья и утилизацию отходов с целью производства дополнительной продукции отраслевого и межотраслевого характера.

Технологический регламент – основной нормативно-технический документ, устанавливающий порядок проведения операций и параметры технологического процесса, обеспечивающие выпуск продукции требуемого объема и качества, безопасные условия эксплуатации производства, а также соблюдение требований по охране окружающей среды.

Аппаратурный модуль – совокупность основного и вспомогательного технологического оборудования с соответствующей системой автоматического управления, предназначенная для реализации в непрерывном режиме отдельных операций технологической схемы.

Технология извлечения ценных компонентов из гидроминерального сырья – селективная или комплексная переработка минерализованных вод и рассолов с получением товарных продуктов. Технологические процессы должны гарантировать получение продукции необходимого качества и осуществляться при минимальном расходе материалов и реагентов с использованием компактного и высокопроизводительного оборудования. Технология обогащения гидроминерального сырья базируется на максимальной механизации и автоматизации производственных процессов с соблюдением требований по охране окружающей среды.

25.2. МИНЕРАЛЬНАЯ БАЗА В ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ ВОДАХ

Обычная классификация гидроминерального сырья предусматривает деление на подземные и поверхностные природные воды и техногенные.

Первые обычно приурочены к вулканическим и горноскладчатым областям, артезианским бассейнам и межкристаллическим и погребенным рассолам.

Воды горноскладчатых областей обычно бывают азотно-углекислые и азотные и содержат редкие элементы лития, рубидия, цезия, а также бор, мышьяк и др., соответственно 100, 5, 20, 1000 и 100 мг/л.

Из этих вод в Италии (парогидротермы Тосканы) добывается до 15 тыс. т/год различных веществ, в том числе 4,4 тыс. т борной кислоты, 5 тыс. т буры, 620 т хлористого аммония.

Рассолы артезианских бассейнов преимущественно относятся к хлоридному типу и характеризуются высоким содержанием иода, брома, лития, рубидия, цезия, стронция, бора. Из этих рассолов получают йод и бром.

Межкристальные и погребенные рассолы локализованы в местах высохших озер (например, оз. Серлз, Сельвер Пик), где добывают карбонат лития, калий, соду, окись магния и рубидия.

Вторые – это морские и озерные рассолы, из них в промышленных условиях извлекаются натрий, калий, хлор, магний и бром сода, бор и другие элементы. Ведутся исследования по извлечению урана, золота и других элементов.

Техногенные воды – это сточные воды нефтепромыслов, шахт, карьеров, рудников и обогатительных фабрик.

В настоящее время нефтяные воды (хлоридного типа) используются для получения брома и иода.

Сточные воды шахт и рудников составляют в год 17 млрд. $м^3$ и в основном имеют сульфатный и хлоридный состав с минерализацией до 200 г/л и содержат самые разнообразные полезные элементы.

Сточные воды гидротермальных установок содержат промышленные концентрации бора, лития, рубидия и др.

25.3. ДОБЫЧА ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ИЗ МИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ВОД

Добыча полезных ископаемых из вод складывается из бурения и оборудования добычных скважин, откачки вод, технологии извлечения

из них полезных компонентов, сброса и захоронения или утилизации отработанных вод.

Успех разработки месторождений гидроминерального сырья определяется физико-геологическими условиями залегания вод и концентрацией полезных компонентов.

Добыча минерализованных вод имеет много общего с нефтедобычей. Месторождения вскрываются системой скважин, оборудованных фонтанной арматурой (при самоизливе) или насосами. Добыча может эффективно вестись с поддержанием пластового давления путем подачи в залежь отработанных вод, что обеспечивает одновременное решение задач интенсификации добычи и сброса отработанной воды.

В переработке добытых вод используются три основных технологических направления: галургическая схема переработки рассолов с многостадийной упаркой; схема, использующая осадительные методы, сорбцию, экстракцию и концентрирование упариванием; схема селективного извлечения микрокомпонентов без извлечения основных солей. Выбор схемы переработки зависит от минерального состава вод, потребностей в продукции и экологических требований.

В настоящее время ведутся разработки новых технологий переработки гидроминерального сырья, потребность в которых чрезвычайно велика, так как их отсутствие сдерживает освоение гидроминеральных ресурсов страны и не позволяет ликвидировать дефицит производства многих редких элементов.

Литература

1. Клименко И.А. и др. состояние и перспективы комплексной утилизации ценных компонентов природных техногенных минерализованных вод. М., ВИЭМС., 1981.
2. Челищев Н.Ф., Шедерман Ф.И. К вопросу об утилизации подземных высокоминерализованных вод. М., ИМГРЭ, 1978.
3. Клименко И.А. и др. Современное состояние освоения гидроминеральных ресурсов в качестве сырьевого источника редких элементов в СССР и за рубежом. М., ВИЭМС, 1993.
4. Голева Г.А. и др. Закономерности распространения и формирования металоносности рассолов. М., Недра, 1987.
5. Калугина В.П., Клименко И.А. Способы извлечения германия из природных вод и промышленных отходов. М., ВИЭМС, 1973.

Заключение

Сейчас все говорят о сырьевом голоде. Что это – отражение кризисной эпохи развития человечества или кризис технологий добычи? В свое время «Римский клуб» высказался за ограниченность запасов полезных ископаемых, но автор вслед за многими думает, что налицо кризис технологий в горном деле, а такие рубежи человечество не однажды преодолевало.

Для того чтобы преодолеть кризисную ситуацию, необходимы новые идеи, мысли, опережающие свое время хотя бы на 10–20 лет.

Куда должен быть направлен научный поиск: во-первых, это решение проблемы разработки принципиально новых технологий добычи и переработки минерального сырья, во-вторых, это проблема оценки запасов минерального сырья для новых методов добычи, в-третьих, это решение экологической проблемы минерально-сырьевого комплекса, в-четвертых, это решение социальных проблем горного дела – комфортность и безопасность производства и в-пятых, это все должно быть увязано с экономикой производства.

С чем связаны новые методы добычи – думаю, что с методами физико-химической геотехнологии. Изложенные в книге мысли – это мнение ряда специалистов, работающих в области геотехнологии, и, конечно, мое.

Говорят, что между двумя противоположными мнениями находится истина. Нет, между ними находится проблема. Горная наука должна быть нацелена на принципиальное изменение технологии добычи, для чего необходим синтез многих наук в единую систему знаний – физико-химическую геотехнологию.

Благодаря работе минерально-сырьевого комплекса его продукция в федеральном бюджете превышает 50%, но из-за постоянного старения оборудования и технологий производительность труда резко уменьшилась. Так, например, на одного работающего в золотодобывающей промышленности в год производится 1,5 кг золота, а в развитых странах 10–20 кг. В то же время в Америке 30% золота добывается новыми физико-химическими методами, а у нас уже более десяти лет только несколько старательских артелей пробуют новые методы.

Увеличение добычи минерального сырья, снижение затрат на его производство, решение вопросов охраны окружающей среды – сегодня, когда остро встает вопрос о ресурсах сырья в стране. Эти проблемы вышли за рамки только горных проблем, приобрели значение крупной государственной задачи. Вероятно, необходимо принципиально изменить взгляд на горное производство, ибо его социальное положение и престижность падает, поскольку наблюдается усложнение горно-геологических условий разработки, уменьшается содержание полезного компонента, а это, естественно, определяет рост себестоимости и снижение производительности труда.

Что изменилось за последние 50–70 лет? Горное дело шагнуло от кайла и лопаты до мощных механизированных комплексов, однако эти изменения носят больше количественный, чем качественный характер, поскольку в основе технологии добычи – все те же кайла и лопаты, хотя и механические.

Статистические данные показывают, что резкого прогресса в традиционных технологиях добычи ждать практически невозможно, ибо на их базе безлюдная выемка полезных ископаемых нереальна.

«Открытая» и «подземная» технология добычи – это колыбель горного дела, но нельзя постоянно жить в колыбели, нужно из нее переходить, как сказал В.И. Ленин, в «достойные человека лаборатории».

Итак, на сегодня в горном деле создалась революционная ситуация, когда общественная необходимость требует отработки бедных и глубоко залегающих месторождений, а современный уровень науки и техники не позволяет решить поставленные задачи при одновременном повышении экономической эффективности производства и удовлетворения требований охраны окружающей среды.

С нашей точки зрения, НТР в горном деле прежде всего связана с поиском принципиально новых решений, основанных на применении физико-химической геотехнологии.

Сейчас геотехнологические проблемы решаются с каждым отдельным предприятием (даже не отраслью), а это прежде всего академическая проблема и решать ее надо на долговременной основе – на основе комплексной целевой программы «физико-химическая геотехнология».

Сегодня было бы преступно недооценивать физико-химическую геотехнологию, как никогда было с кибернетикой и генетикой.

Сейчас звездный час «физико-химической геотехнологии», без рекомендаций которой самые незаурядные открытия естествознания не могут получить должного применения в горнодобывающих отраслях промышленности, дающих «хлеб» для всех производств.

Проблему освоения земельных недр по сложности и трудности можно сравнить с проблемой проникновения в космос. Думаю решение этой проблемы по силам новому поколению горняков, геологов, физиков и химиков.

В заключение хочу поблагодарить всех моих коллег, помогавших мне создать эту монографию. Хочу поблагодарить каждого в отдельности и всех вместе за то, что помогли мне осмыслить всю сложность наших физико-химических проблем геотехнологии.

Надеюсь, что в геотехнологии будет не только ожидаемые результаты, но и, как сказал А.А. Байков, «в науке ценны именно неожиданные результаты». Будем их искать, и, надеюсь найдем.

В. Аренс,

Словарь

терминов, понятий и определений используемых в физико-химической геотехнологии

Наименование	стр.
Биосорбционная флотация	140
«Жидкая руда»	628
Бактериальное выщелачивание	519
Баланс влаги при ПГУ	403
Безрассольная эксплуатация подземного резервуара	346
Бурение наклонно направленных скважин	224
Бурение скважин	220
Буровое оборудование	218
Взаимодействие скважин	254
Вибрационное воздействие	86
Вместимость подземного резервуара	346
Водорассольный комплекс	347
Выработка-емкость	347
Высаливание	114, 132
Выщелачивание	55
Газоотводящие скважины	367
Гальванохимическое извлечение	123
Геолого-гидрогеологические работы на геотехнологических предприятиях	46
Геотермальная геотехнология	588
Геотермальные ресурсы	588
Геотермальные циркуляционные системы (ГЦС)	583
Геотермальный коллектор (естественный)	583
Геотермальный коллектор (искусственный)	583
Геотехнологическая система	21
Геотехнологические методы (ГМ)	22
Геотехнологические свойства	22, 27
Геотехнологические скважины	214
Геотехнология (синоним ФХГ)	6, 7, 10
Геохимический барьер	56
Гидравлическая система скважина-пласт	245
Гидравлические расчеты добычных скважин и гидротранспорта	282
Гидравлические свойства горного массива	32

Наименование	стр.
Гидравлический разрыв пласта	100
Гидровруб	329
Гидроминеральное сырье	628
Гидротермический градиент	583
Горная порода	31
Горная среда	20, 31
Горное давление	97
Горнотехническая карта скважин	48
Горно-маркшейдерский план	49
Гравийный фильтр	276
Движущая сила	131
Дебед скважины (расход)	44
Депрессионная воронка	247
Десорбция (элюирование)	131
Динамический уровень	246
Диффузия	52, 61
Добыча и использование тепла земли	583
Добычные скважины	214
Донасыщение рассола	346
Дутьевые скважины	367
Жидкостная экстракция	142
Заканчивание скважин	243
Зашламованная часть выработки-емкости	347
Зоны газификации	367
Изоляция пластов	255
Инженерные расчеты ПГУ	390
Исследование месторождения при подготовке его к отработке ФХМГ	40
Исследование скважин	257
Исходные данные необходимые для проектирования предприятия	278
Канал газификации	369
Капиллярные силы	94
Карбонатное выщелачивание	515
Кислотное выщелачивание	514
Классификация вскрытия месторождений методами ФХГ	215
Классификация методов ФХГ	18
Классификация системы разработки	261
Коагуляция	117
Кольматация	248

Наименование	стр.
Комбинированная технология эксплуатации подземного резервуара	347
Комбинированный способ строительства выработки	347
Кондиции	628
Конструкция скважин	219
Коэффициент водопроводимости	33
Коэффициент вскрытия	280
Коэффициент диффузии	61
Коэффициент минералоразрушения	56
Коэффициент фильтрации	32
Крепление скважин	242
Критерии подобия	186
Критический напорный градиент	33
Кучное выщелачивание металлов (КВ)	540
Маточный раствор	541
Методика расчета параметров геотехнологических систем	612
Методика расчета параметров ПРС	334
Методика расчета технологических параметров СГД	468
Методические расчеты параметров ПВФ	534
Методологические принципы ФХМГ	194
Методология определения проводимости серодобычных скважин	589
Методы подземного растворения	327
Механические свойства горных пород	35
Минерал	30
Моделирование	162
Напорный градиент	133
Нерастворитель	348
Оборудование геотехнологических предприятий	195
Оборудование добычных скважин	197
Оборудование и инструмент для ремонта скважин	205
Оборудование СГД	478
Обсадные трубы	198
Огневой забой (очаг горения)	368
Озокерит	439
Операции ФХМГ	192
Опыт СГД	487
Основные направления НИР в области ФХГ	17
Основные требования к вскрытию месторождения	213
Особенности проектирования геотехнологических предприятий	277
Особенности экономики геотехнологических методов	299
Осушение подземного газогенератора	369
Отвал	541
Отношение Ж:Т	518
Охрана водных ресурсов	323
Охрана воздушного бассейна	321
Охрана поверхности земли	320
Паспорт добычной скважины	48
Переработка газа ПГУ на химическую продукцию	373
Переработка продуктивных растворов	112
Подвесная колонна скважин	245
Подземная выплавка серы	23
Подземная выплавка серы ПВС	539
Подземное выщелачивание	508
Подземная газификация	23
Подземная газификация сланцев	417, 421
Подземная газификация угля (ПГУ)	368
Подземная перегонка сланцев	417, 425
Подземное выщелачивание	23
Подземное выщелачивание металлов	507
Подземное выщелачивание фосфоритов	526
Подземное растворение бишофита	343
Подземное растворение калийных солей	340
Подземное растворение солей (ПРС)	23, 329
Подземное сжигание серы	444
Подземный резервуар	347
Полезное ископаемое	30
Полезный компонент	629
Попутные воды	629
Пористость	132
Пористость активная	132
Пористость открытая	132
Порядок ввода скважин в эксплуатацию	272
Постановка исследований	285
Потери напора в пласте	246
Потери полезного ископаемого	273
Принятие решения в области разработки	287
Продуктивные флюиды	28
Продуктивный раствор	541
Продукты ФХГ	106
Промышленные подземные воды	627
Процесс выщелачивания	60
Процесс гидравлического разрушения	83
Процесс подъема полезного ископаемого	101
Процесс растворения	57
Процессы определяющие движения рабочих агентов и продуктивных флюидов	87
Прочносвязанная вода	541
Рабочая зона	21
Рабочие агенты	28
Разработка тяжелых нефтей и битумов	429
Разубоживание полезного ископаемого	273
Рассолопромысел	327
Рассолохранилище	349
Рассольная технология эксплуатации подземного резервуара	347
Раствор	53
Растворение полезных ископаемых	54
Растворимость	55
Растворитель	348
Расширение призабойной зоны скважин	239, 251
Реагенты – гидрофилизаторы	92
Реагенты разлагающие минералы	63
Реакции газообразования в канале ПГУ	381
Режим заглубленной водоподачи	348
Режим подачи растворителя	348
Риск (инвестиционный)	292, 294
Сбойка скважины при ПГУ	367
Сгущение	115
Система геотермального теплоснабжения (СГТ)	584
Станция геотермального теплоснабжения (СтГТ)	581
Система разработки при ФХМГ	256
Скважинная гидродобыча	23
Скважинная гидродобыча	457
Скважинная гидротехнология	456
348	346
Современное состояние ФХМГ	12
Сорбционные методы извлечения	127
Сорбционная флотация	135
Состав горных пород	32
Составные части ФХГ	11
Состояние горного массива	31
Социальное значение геотехнологических методов	323
Специфика процессов ФХМГ как объекта исследования	155
Способ обработки ступенями снизу вверх	348
Срок хранения продукта	348
Станция геотермального теплоснабжения СтГТ	584
Стохастический анализ геотехнологических процессов	183
Строительство и эксплуатация подземных резервуаров в каменной соли	342
Теория ФХГ	11
Тепло Земли	584
Тепловые процессы	79
Тепловые свойства полезных ископаемых	34
Теплота недр	584
Термотрансформация	584
Термохимические процессы	77
Технико-экономическое обоснование (ТЭО)	289
Техногенные минералы	541
Технологические принципы процесса добычи	193
Технологические растворы	541
Технология	191
Технология извлечения ценных компонентов из гидроминерального сырья	630
Технология КВ	542
Технология освоения геотермальных ресурсов	604
Технология ПВ	515
Технология ПВФ	528

Наименование	стр.
Технология ПГУ	373
Технология ПСС	450
Технология растворения соли	332
Технология СГД	461
Технология эксплуатации подземного резервуара	349, 356
Трансмиссивити	584
Требования методов ФХГ и физико-геологической обстановки	39
Управление и контроль процессов добычи	205
Фазовая проницаемость	95
Факторы, влияющие на процесс ПГУ	371
Физико-геологическая обстановка	20
Физико-геологические основы	36
Физико-химическая геотехнология (ФХГ) (синоним геотехнология) как наука	10
Физико-химические свойства геотехнологических процессов	51
Физико-химические и горнотехнические основы ПГУ	368
Физико-химические методы геотехнологии (ФХМГ) (синоним геотехнологические методы (ГМ))	18

Наименование	стр.
Физические свойства	22
Фильтрование	115
Фильтры (скважинные)	249
Флокуляция	117
Флотация	118
Химические реакции	52
Химическое осаждение металлов	113
Цель ФХМ	7, 11
Цементация	119
Шахтное выщелачивание	509
Штабель кучного выщелачивания	540
Экономика геотехнологических методов	299
Экспресс опробование скважин	253
Экстрагенты	144
Экстракция жидкостная	56
Эллюирование	132
Экстракционная десорбция	133
Электрические свойства горных пород	35
Электролитическое эллюирование	133
Электрофизические процессы	87
Элементы системы разработки	261

Приложение 1

Международная система единиц (СИ)

Величина	Единица измерения	Сокращенное обозначение единицы	
		Русское	Латинское
Основные величины			
Длинна	Метр	м	*m*
Масса	Килограмм	кг	*kg*
Время	Секунда	сек	*s*
Сила электрического тока	Ампер	а	*A*
Температура	Градус Кельвина	°К	°K
Сила света	Кандела	кд	*cd*
Производные величины			
Площадь	Квадратный метр	$м^2$	m^2
Объем	Кубический метр	$м^3$	m^3
Плотность (объемная масса)	Килограмм на кубический метр	$кг/м^3$	kg/m^3
Скорость	Метр в секунду	м/сек	*m/s*
Ускорение	Метр на секунду в квадрате	$м/сек^2$	m/s^2
Сила	Ньютон	н	*N*
Давление	Ньютон на квадратный метр, паскаль, 1бар=10 паскалей	$н/м^2$	N/m^2
Динамическая вязкость	Ньютон х секунда на квадратный метр	$н{\cdot}сек/м^2$	$N{\cdot}s/m^2$
Кинетическая вязкость	Квадратный метр на секунду	$М^2/сек$	m^2/s
Работа, энергия, количество теплоты	Джоуль	дж	*J*
Мощность	Ватт	вт	*W*
Поверхностное натяжение	Ньютон на метр	н/м	*N/m*
Объемный расход	Кубический метр в секунду	$м^3/сек$	m^3/s

Соотношение между существующими единицами и единицами по системе СИ

Давление

1 $кГ/см^2 = 98066{,}5$ $н/м^2 \approx 100$ $кн/м^2 \approx$
$\approx 0{,}1$ $Мн/м^2 \approx 1{,}033$ *атм*;

1 $дин/см^2 = 0{,}1$ $н/м^2$;

1 $кг/м^2 = 1{\cdot}10^{-4}$ $кг/см^2 = 9{,}80665$ $н/м^2 \approx 10$
$н/м^2$;

1 *мм вод. ст.* $= 9{,}80665$ $н/м^2 \approx 10$ $н/м^2$;

1 *мм рт. ст.* 133,322 $н/м^2$.

Работа и энергия

1 $кГ{\cdot}м = 9{,}80665$ *дж* $= 10$ *дж*;

1 *ккал* $= 4186{,}8$ *дж*;

1 *кал* $= 4{,}1868$ *дж*;

1 *эрг* $= 1{\cdot}10^{-7}$ *дж*;

1 *л .с. ч.* $= 2{,}65{\cdot}10^6$ *дж*;

1 *квтч* $= 3{,}6{\cdot}10^6$ *дж*

Проницаемость

1 *дарси* $= 10^{-12}$ $м^2$.

Динамическая вязкость

1 $кГ{\cdot}сек/м^2 \approx 10$ $н{\cdot}сек/см^2 = 0{,}1$ $н{\cdot}сек/м^2$.

1 *пуаз* $=$ 1 $дин{\cdot}сек/см^2 = 0{,}1$ $н{\cdot}сек/м^2 = 0{,}1$
Па·с;

Кинематическая вязкость

1 *ст (стокс)* $= 1$ $см^2/сек = 10^{-4}$ $м^2/с$

Мощность

1 *л. с.* $= 735{,}5$ *вт*;

1 *ккал/сек* $= 4186{,}8$ *вт*;

1 *кал/сек* $= 4{,}1868$ *вт* $\approx 4{,}2$ *вт*;

1 *эрг/сек* $= 10^{-7}$ *вт*.

Теплопроводность

1 $ккал/(м{\cdot}ч{\cdot}°C) = 1{,}163$ $вт/м{\cdot}К$;

1 $кал/(см{\cdot}с{\cdot}°C) = 418{,}68$ $вт/м{\cdot}К$.

Поверхностная активность

1 *гибс* $=$ 1 *дин/см на* 1 *моль/д·м*^{3} ·
$\cdot 10^{-3}$ $(Н/м{:}кмоль/м^3) = 1$ $мН{\cdot}м^2/кмоль$.

Приложение 2

Гидродинамические параметры размерности и соотношения (по Н.Н. Веригину)

Наименование параметра	Обозначение	Размерность в системе СИ	Соотношение между параметрами
Коэффициент фильтрации пласта	k	м/с	$k = \frac{k_o \gamma}{\mu} = \frac{k_o g}{\nu}$
Проницаемость породы	k_o	м²	$k_0 = \frac{\mu k}{\gamma} = \frac{\nu k}{g}$
Пьезопроводимость пласта	a	м²/с	$a = \frac{k_0}{\mu\beta^*} = \frac{k}{\gamma\beta^*}$
Коэффициент деформационной емкости (упругоемкости) пласта	β^*	м²/Н	$\beta^* = n_0\beta_{ж} + (1 - n_0)\beta_n$
Модуль линейного сжатия или растяжения породы	E_n	Н/м²	$E_n = 1/\beta_n$
Коэффициент линейного сжатия или растяжения породы	β_n	м²/Н	$\beta_n = 1/E_n$
Проводимость пласта	T	м²/с	$T = km$
Уровнепроводимость пласта	a	»	$a = kh_{ср}/\mu_к$
Пьезоуровнепроводимость	a	»	$a = \frac{kh_{ср}}{\mu_c + \mu_к}, \mu_к = \mu_н = \mu_F$
Пористость (полная влагоемкость) породы	n_c	–	$n_o = 1 - \gamma_п/\gamma_{ск}$
Естественная влажность	n_e	–	–
Молекулярная влагоемкость грунта	$n_м$	–	–
Капиллярная влагоемкость грунта	$n_к$	–	$n_к = n_п$ или $n_в$
Свободная пористость породы	n_o	–	$n_o = n_c - n_м$
Дефицит водонасыщения	μ_o	–	$\mu_o = n_c - n_e$
Водоотдача породы	μ_e	–	$\mu_e = n_c - n_в$
Водопоглощение породы	$\mu_н$	–	$\mu_н = n_c - n_п$
Капиллярный вакуум	$h_к$	м	
Удельная поверхность породы	ω_s	м⁻¹	$\omega_s = n_c/l$
Толщина пленки молекулярно-связанной воды	δ	м	$\delta = n_м/\omega_s$
Гидравлический радиус породы	l		$l = n_c/\omega_s$
Скорость распространения продольной волны в пласте	v_e	м/с	$v_e = \sqrt{g/\gamma\beta^*} = \sqrt{ag/k}$

Наименование параметра	Обозначение	Размерность в системе СИ	Соотношение между параметрами
Скин-эффект скважины	ζ_c	–	$\zeta_c = \zeta + \zeta_s$
Сопротивление, обусловленное степенью вскрытия пласта и заглублением в него фильтра скважины	ζ	–	–
Сопротивление, зависящее от конструкции скважины, пленки и пробки в ней, а также от кольматажа или суффозии в породах прозабойной зоны	ζ_s	м/с	–
Модуль питания грунтового потока (модуль грунтового стока)	ε	м/с	$\varepsilon = \varepsilon_a + \varepsilon_n$

Условные обозначения: μ – абсолютная динамическая вязкость, $H \cdot c/m^2 \left(H = \frac{кг \cdot м}{c^2} \right)$; ν – кинетическая вязкость, м²/с; γ – объемная масса жидкости, Н/м³, $\beta_{ж}$ – коэффициент сжимаемости жидкости, м²/Н; g – ускорение силы тяжести, м/с²; $\gamma_{ск}$ – объемная масса скелета породы (истинная объемная масса), Н/м³; $\gamma_п = \gamma_{ск}(1 - n_c)$ – объемная масса породы, Н/м³; $n_в$ – капиллярная влагоемкость пород при их насыщении; $n_в$ – капиллярная влагоемкость их при осушении; $h_{ср}$ – средняя мощность безнапорного пласта, m – мощность напорного пласта; ε_a и ε_n – поступление воды в поток сверху (из грунта зоны аэрации) и снизу (из нижележащих пород).

Множители и приставки для образования десятичных кратных и дробных единиц и их наименования

Множитель	Приставка			Множитель	Приставка		
	Наименование	Обозначение			Наименование	Обозначение	
		русское	Международн.			русское	международн.
10^{18}	экса	Э	E	10^{-1}	(деци)	д	d
10^{15}	пета	П	P	10^{-2}	(санти)	с	c
10^{12}	тера	Т	T	10^{-3}	милли	м	m
10^{9}	гига	Г	G	10^{-6}	микро	мк	м
10^{6}	мега	М	M	10^{-9}	нано	н	n
10^{3}	кило	к	k	10^{-12}	пико	п	p
10^{2}	(гекто)	г	h	10^{-15}	фемто	ф	f
10^{1}	(дека)	да	da	10^{-18}	атто	а	a

Приложение 3

ИНСТРУКЦИЯ для составления курсовой работы «Геотехнология»

Курсовая работа выполняется на базе знаний, полученных студентами по курсам: "Геотехнология", Месторождения твердых полезных ископаемых и других специализирующих дисциплин.

Курсовая работа должна способствовать закреплению и углубления знаний, полученных студентами за время обучения, применению этих знаний для решения конкретных задач, развитию способностей и критическому анализу имеющихся решений. Выполнение работы должно научить студентов пользоваться справочной литературой, отчетами по научно-исследовательским работам, ГОСТами, типовыми проектами и другой литературой.

Задание на курсовую работу содержит только название полезного ископаемого.

При выполнении работы студент должен:

1. Назвать имеющие промышленное значение минералы, содержащие данное полезное ископаемое.
2. Выбрать для дальнейшей работы какой-то конкретный минерал.
3. Провести подробный анализ его физических и химических свойств
4. Сделать обзор месторождений данного полезного ископаемого.
5. Осуществить выбор одного из месторождений полезных ископаемых и дать характеристику его физико-геологических условий залегания
6. На базе выявленных геотехнологических свойств и физико-геологических условий сделать выбор возможного геотехнологического метода его разработки.
7. Разработать вариант вскрытия месторождений.
8. Предложить систему разработки.
9. Рассмотреть технологию процесса добычи.
10. Выбрать основное оборудование и дать его краткую характеристику.
11. Рассмотреть возможные пути интенсификации процесса.
12. Сделать технико-экономический анализ предложенного технологического процесса добычи.Осветить комфортные условия работы шахтеров.
13. Дать рекомендации по задачам исследований и разработок.
14. Привести список использованной литературы.

Курсовая работа состоит из записки и необходимого по тексту графического материала. Примерный объем записки 30-40 стр., написанных на стандартной писчей бумаге. Текст должен быть четко написан и отличаться краткостью и ясностью изложения. Весь текст записки необходимо разделить на главы и параграфы.

При выполнении курсовой работы следует исходить из того, что любое решение, принимаемое студентом, должно быть обосновано технически, а в отдельных случаях экономически, с соответствующей ссылкой на литературу.

Техническое обоснование выбора технологической схемы для конкретных условий должно сопровождаться указанием достоинств и недостатков выбранной схемы и возможностью других технических решений.

Графическую иллюстрацию следует давать в виде эскизов и схем.

Оглавление

К ЧИТАТЕЛЯМ 5

ВМЕСТО ПРЕДИСЛОВИЯ 6

Литература 9

ЧАСТЬ I ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ТЕОРИИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЙ ГЕОТЕХНОЛОГИИ 10

1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКАЯ ГЕОТЕХНОЛОГИЯ 10
1.1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКАЯ ГЕОТЕХНОЛОГИЯ КАК НАУКА 10
1.2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ФХГ 12
1.3. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ГЕОТЕХНОЛОГИИ (ФХМГ) И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ 18
1.4. НЕКОТОРЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ 20
1.5. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ФХГ 24
Литература 28
2. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ФХГ 29
2.1. ГОРНАЯ СРЕДА, ГОРНАЯ ПОРОДА, ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ И ИХ СВОЙСТВА 29
2.2. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОТРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ФХМГ 36
2.3. ТРЕБОВАНИЯ МЕТОДОВ ФХГ К ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКЕ 39
2.4. ИССЛЕДОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ЕГО К ОТРАБОТКЕ ФХМГ 40
2.5. ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РАБОТЫ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ, РАБОТАЮЩИХ ФХМГ 46
Литература 50
3. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ 51
3.1. ХИМИЯ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ 51
3.2. ПРОЦЕСС РАСТВОРЕНИЯ 57
3.3. ПРОЦЕСС ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ 60
3.4. СВОДКА НЕОРГАНИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ, РАЗЛАГАЮЩИХ МИНЕРАЛЫ [11] 63
3.5. ТЕРМОХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ 78
3.6. ТЕПЛОВЫЕ ПРОЦЕССЫ 80

3.7. ПРОЦЕСС ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ 84
3.8. ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ 87
3.9. ПРОЦЕССЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ДВИЖЕНИЕ РАБОЧИХ АГЕНТОВ И ПРОДУКТИВНЫХ ФЛЮИДОВ 88
3.10. ПРОЦЕССЫ СДВИЖЕНИЯ И ГИДРОРАЗРЫВА 97
3.11. ПРОЦЕСС ПОДЪЕМА ПОЛЕЗНОГО ИСКОПАЕМОГО 101
Литература 105
4. ПЕРЕРАБОТКА ПРОДУКТОВ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ГЕОТЕХНОЛОГИИ 106
4.1. ПРОДУКТЫ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЙ ГЕОТЕХНОЛОГИИ 106
4.2. ПУЛЬПЫ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ 107
4.3. РАССОЛЫ 109
4.4. РАСПЛАВЫ 109
4.5. ПРОДУКТИВНЫЕ РАСТВОРЫ ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ 110
4.6. ПЕРЕРАБОТКА ПРОДУКТИВНЫХ РАСТВОРОВ 112
4.7. ХИМИЧЕСКОЕ ОСАЖДЕНИЕ МЕТАЛЛОВ 113
4.8. СГУЩЕНИЕ И ФИЛЬТРОВАНИЕ 115
4.9. КОАГУЛЯЦИЯ И ФЛОКУЛЯЦИЯ 117
4.10. ФЛОТАЦИЯ ОСАДКОВ 118
4.11. ЦЕМЕНТАЦИЯ 119
4.12. ПЕРЕРАБОТКА ЦИАНИСТЫХ ОСАДКОВ 123
4.13. ГАЛЬВАНОХИМИЧЕСКОЕ ИЗВЛЕЧЕНИЕ МЕТАЛЛОВ И ДРУГИХ ВЕЩЕСТВ ИЗ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ 123
4.14. СОРБЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ МЕТАЛЛОВ 127
4.15. ДЕСОРБЦИЯ 131
4.16. ФЛОТАЦИОННЫЕ СПОСОБЫ ОТДЕЛЕНИЯ СОРБЕНТОВ 136
4.17. БИОСОРБЦИОННАЯ ФЛОТАЦИЯ 140
4.18. ЖИДКОСТНАЯ ЭКСТРАКЦИЯ 142
4.19. ФЛОТАЦИОННОЕ ИЗВЛЕЧЕНИЕ МЕТАЛЛОВ ИЗ РАСТВОРОВ 147
Литература 152
5. МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ 155
5.1. ПРОЦЕССЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЧЕРЕЗ СКВАЖИНЫ КАК ОБЪЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ 155
5.2. ЭТАПЫ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ МЕТОДОВ ФХГ 159
5.3. ОСНОВЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ 162
5.4. ПРИМЕРЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ 174
Литература 189
6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ФХМГ 191
6.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ 192
6.2. МЕТОДИЧЕСКИЙ ПРИНЦИП ФХМГ 193

7. СРЕДСТВА ДОБЫЧИ И УПРАВЛЕНИЯ 195
7.1. ОБОРУДОВАНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ 195
7.2. ОБОРУДОВАНИЕ ДОБЫЧНЫХ СКВАЖИН 197
7.3. ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РЕМОНТА СКВАЖИН 205
7.4. УПРАВЛЕНИЕ И КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ 206
Литература 211
8. ВСКРЫТИЕ И ПОДГОТОВКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ 213
8.1. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВСКРЫТИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЯ 213
8.2. ВСКРЫТИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СКВАЖИНАМИ 214
8.3. БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ 218
8.4. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН 219
8.5. БУРЕНИЕ СКВАЖИН 220
8.6. БУРЕНИЕ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН 224
8.7. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН 242
8.8. ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН 243
8.9. ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ СИСТЕМА СКВАЖИНА-ПЛАСТ 245
8.10. ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ И ИХ ДОКУМЕНТАЦИЯ .257
Литература 259
9. СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ 261
9.1. КЛАССИФИКАЦИЯ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ 261
9.2. ВЫБОР СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ 266
9.3. ПОРЯДОК ВВОДА СКВАЖИН В ЭКСПЛУАТАЦИЮ 272
9.4. ПОТЕРИ И РАЗУБОЖИВАНИЕ ПОЛЕЗНОГО ИСКОПАЕМОГО 273
Литература 276
10. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ 277
10.1. ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ 277
10.2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ 278
10.3. НЕКОТОРЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ 280
10.4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ДОБЫЧНЫХ СКВАЖИН И ГИДРОТРАНСПОРТА 282
10.5. ПОСТАНОВКА ИССЛЕДОВАНИЙ В ФХГ 286
10.6. ПРИНЯТИЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ РАЗРАБОТКИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ 287
10.7. ИНВЕСТИЦИОННЫЙ РИСК И ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ПРОЕКТОВ 294
Литература 298
11. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ МЕТОДОВ ФХГ 300
11.1. ОСОБЕННОСТИ ЭКОНОМИКИ МЕТОДОВ ФХГ 300

11.2. МЕТОДИКА ВЫБОРА МЕТОДА РАЗРАБОТКИ 302
11.3. СТРУКТУРА КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ 305
11.4. ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ТРУДА И СЕБЕСТОИМОСТЬ ДОБЫЧИ 306
11.5. АНАЛИЗ ЭКОНОМИКИ ВСКРЫТИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ 309
11.6. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ДОБЫЧИ 312
Литература 317
12. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И СОЦИАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ МЕТОДОВ ФХГ 318
12.1. ОХРАНА ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ 321
12.2. ОХРАНА ВОЗДУШНОГО БАССЕЙНА 322
12.3. ОХРАНА ВОДНЫХ РЕСУРСОВ 324
12.4. СОЦИАЛЬНОЕ ЗНАЧЕНИЕ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДОВ 324
Литература 326

ЧАСТЬ II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ И ОПЫТ РАБОТЫ ..327

13. ПОДЗЕМНОЕ РАСТВОРЕНИЕ СОЛЕЙ (ПРС) 327
13.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ 327
13.2. ТЕХНОЛОГИЯ РАСТВОРЕНИЯ 332
13.3. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИИ ПРС 334
13.4. ПОДЗЕМНОЕ РАСТВОРЕНИЕ КАЛИЙНЫХ СОЛЕЙ 340
13.5. ПОДЗЕМНОЕ РАСТВОРЕНИЕ БИШОФИТА 343
13.6. ЗАДАЧИ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ 343
Литература 344
14. СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В КАМЕННОЙ СОЛИ 345
14.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ 346
14.2. УСЛОВИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В КАМЕННОЙ СОЛИ 350
14.3. ОБЪЕМНО-ПЛАНИРОВОЧНЫЕ УСЛОВИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ 352
14.4. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ В КАМЕННОЙ СОЛИ 354
14.5. ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ 355
14.6. ТЕХНОЛОГИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ 356
14.7. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА 365

Литература 366
15. ПОДЗЕМНАЯ ГАЗИФИКАЦИЯ УГЛЯ 368
15.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ 368
15.2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И ГОРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПГУ 369
15.3. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПРОЦЕСС ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ 372
15.4. ТЕХНОЛОГИЯ ПГУ 373
15.5. ПЕРЕРАБОТКА ГАЗОВ ПГУ НА ХИМИЧЕСКУЮ ПРОДУКЦИЮ 379
15.6. РЕАКЦИЯ ГАЗООБРАЗОВАНИЯ В КАНАЛЕ, ЗОНАЛЬНОСТЬ ПРОЦЕССА ГАЗИФИКАЦИИ 382
15.7. ИНЖЕНЕРНЫЕ РАСЧЕТЫ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЕЙ НА ДУТЬЕ С РАЗЛИЧНОЙ КОНЦЕНТРАЦИЕЙ КИСЛОРОДА 390
15.8. ОСОБЕННОСТИ ПОВЕДЕНИЯ УГОЛЬНОГО МАССИВА ПРИ ВЫГАЗОВАНИИ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА 396
15.9. ОСОБЕННОСТИ ГИДРОГЕОЛОГИИ 401
15.10. БАЛАНС ВЛАГИ, УЧАСТВУЮЩЕЙ В ПРОЦЕССЕ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ 404
15.11. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ ПГУ. 409
15.12. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ПГУ 415
Литература 416
16. ПОДЗЕМНАЯ ГАЗИФИКАЦИЯ И ПЕРЕГОНКА СЛАНЦЕВ ..417
16.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ 417
16.2. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ 417
16.3. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ 421
16.4. ПОДЗЕМНАЯ ГАЗИФИКАЦИЯ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ 422
16.5. ПОДЗЕМНАЯ ПЕРЕГОНКА СЛАНЦЕВ 425
16.6. ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ 427
Литература 427
17. ФХМГ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ, БИТУМА И ДРУГИХ КАУСТОБИОЛИТОВ 429
17.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ 429
17.2. МИНЕРАЛЬНАЯ БАЗА 429
17.3. РАЗРАБОТКА ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ 430
17.4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ДОБЫЧИ КАУСТОБИОЛИТОВ 437
17.5. О ВОЗМОЖНОСТИ ДОБЫЧИ ОЗОКЕРИТА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ 439

Литература 443
18. ПОДЗЕМНОЕ СЖИГАНИЕ СЕРЫ 444
18.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ 444
18.2. ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ПАРАМЕТРЫ ТЕХНОЛОГИИ 445
18.3. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПСС 451
18.4. ЭКОНОМИКО-ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПСС И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ 452
18.5. ПРИМЕР РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ПСС 454
Литература 454
19. СКВАЖИННАЯ ГИДРОТЕХНОЛОГИЯ 457
19.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ 457
19.2. ОБЩАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА СГД 461
19.3. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ПАРАМЕТРЫ ТЕХНОЛОГИИ 463
19.4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СПОСОБА СГД 467
19.5. МЕТОДИКИ ИНЖЕНЕРНОГО РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ВЫЕМКИ ПРИ СГД 469
19.6. ОБОРУДОВАНИЕ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ 477
19.7. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ 481
19.8. ЗАДАЧИ И ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАБОТ 504
Литература 505
20. ПОДЗЕМНОЕ ВЫЩЕЛАЧИВАНИЕ МЕТАЛЛОВ (ПВ) 508
20.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ 508
20.2. МИНЕРАЛЬНАЯ БАЗА ПВ 514
20.3. ТЕХНОЛОГИЯ ПВ 515
20.4. ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ 520
20.5. ЗАДАЧИ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИИ ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ 523
Литература 525
21. ПОДЗЕМНОЕ ВЫЩЕЛАЧИВАНИЕ ФОСФОРНОГО СЫРЬЯ526
21.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ 526
21.2. ВЛИЯНИЕ ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ПРОЦЕСС ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ 527
21.3. ТЕХНОЛОГИЯ ПВФ 528
21.4. МЕТОДИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПАРАМЕТРОВ ПВФ 535
21.5. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПВФ 537
21.6. ПРИМЕР РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПВФ 538
21.7. ЗАДАЧИ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПВФ 539
Литература 540
22. КУЧНОЕ ВЫЩЕЛАЧИВАНИЕ МЕТАЛЛОВ 541

22.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ 541
22.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ КВ МЕТАЛЛОВ 543
22.3. ЭКОНОМИКА КУЧНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ 557
22.4. ЗАДАЧИ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЙ КВ 558
Литература 558
23. ПОДЗЕМНАЯ ВЫПЛАВКА СЕРЫ 560
23.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ 560
23.2. ПАРАМЕТРЫ ПРОЦЕССА ПОДЗЕМНОЙ ВЫПЛАВКИ СЕРЫ И ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЕ 561
23.3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА ПВС 567
23.4. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СЕРОДОБЫЧНЫХ СКВАЖИН 570
23.5. КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ СЕРЫ ПРИ ПВС И МЕТОДИКА ЕГО РАСЧЕТА 573
23.6. СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ И ЕЕ ВЫБОР ПРИ ПВС 579
23.7. ЭКОНОМИКА ПВС 581
23.8. ОСНОВНЫМИ ЗАДАЧАМИ, НАПРАВЛЕННЫМИ НА СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДА ПВС, ЯВЛЯЮТСЯ: 582
Литература 582
24. ДОБЫЧА И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛА ЗЕМЛИ 583
24.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ 583
24.2. ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ 588
24.3. ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ ..604
24.4. ПАРАМЕТРЫ И ПОКАЗАТЕЛИ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ 612
24.5. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ С ИСКУССТВЕННО СОЗДАВАЕМЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ 613
24.6. МЕТОДИКА ИНЖЕНЕРНОГО РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ 614
24.7. ЭКОНОМИКА ДОБЫЧИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОТЫ НЕДР 617
Литература 626
25. ДОБЫЧА ЖИДКОЙ РУДЫ 628
25.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ 628
25.2. МИНЕРАЛЬНАЯ БАЗА В ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ ВОДАХ 631
25.3. ДОБЫЧА ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ИЗ МИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ВОД 631
Литература 632

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....633

Словарь терминов, понятий и определений используемых в физико-химической геотехнологии 635
Приложение 1 639
Приложение 2 640
Приложение 3 642

Contents

To the Readers 5
Instead of the Foreword 6
The Literature 9
Part 1. In Situ Mining Fundamentals 10
1. **Physico-Chemical Geotechnology.** 10
1.1. Physico-Chemical Geotechnology as a Science. 10
1.2. Present State of the In Situ Methods. 12
1.3. In Situ Methods Classification. 18
1.4. Some Concepts and Definitions. 20
1.5. The Basic Directions of Development 24
The Literature 28
2. **Geological Base for In Situ Mining.** 29
2.1. Mining Medium, Rock, Minerals and their Properties. 29
2.2. Geological Factors, Defining Efficient Deposit Exploitation. 36
2.3. Geological Conditions. 39
2.4. Deposits Investigation in Development of In Situ Mining. 40
2.5. Geological and Hydro-Geological Works. 46
The Literature 50
3. **Physical and Chemical Fundamentals In Situ Mining.** 51
3.1. Chemistry of Geotechnological Processes. 51
3.2. Dissolution. 57
3.3. Leaching. 60
3.4. The List of Inorganic Reagents for Minerals Decomposing. 63
3.5. Thermochemical Processes. 78
3.6. Thermal Processes. 80
3.7. Hydraulic Disintegration. 84
3.8. Electrophysical Processes. 87
3.9. Transportation of Working and Productive Fluids. 88
3.10. Rock Displacement and Hydro-Fracturing Processes. 97
3.11. Minerals Elevation. 101
The Literature. 105
4. **Processing of In Situ Mining Products.** 106
4.1. The Forms of In Situ Mining Products. 106
4.2. Pulps from Boreholes Hydraulic Mining . 107
4.3. Brines. 109
4.4. Melts. 109
4.5. Productive Solutions of Leaching. 110
4.6. Processing of Productive Solutions. 110
4.7. Chemical Precipitation of Metals. 113
4.8. Thickening and Filtration. 115

4.9. Coagulation and Flocculation. 117
4.10. Sediments Flotation. 118
4.11. Cementation 119
4.12. Cyanide Sediments Processing. 123
4.13. Galvanochemical Extraction of Metals and other Substances. 123
4.14. Sorption Methods of Metal Recovery. 127
4.15. Desorption. 131
4.16. Flotation of Sorbents. 136
4.17. Biosorption Flotation. 140
4.18. Solvents Extraction. 142
4.19. Flotation of Metals from Solutions. 147
The Literature. 152
5. **Geotechnological Processes Simulation.** **155**
5.1. In Situ Methods as an Object of Investigation. 155
5.2. Research and Development Stages of In Situ Methods. 159
5.3. Simulations Fundamentals. 162
5.4. Examples of In Situ Methods Simulation. 174
The Literature. 189
6. **Technological Aspects of In Situ Mining.** **191**
6.1. Technological Principles of Mining. 192
6.2. Methodology. 193
7. **Mining and Control.** **195**
7.1. Equipment of Geotechnological Enterprises. 195
7.2. Mining Boreholes Equipment. 197
7.3. Equipment and Instrument of Borehole Repairs. 205
7.4. In Situ Processes Control and Management. 206
The Literature 211
8. **Deposits Opening and Development.** **213**
8.1. Basic Demands to Deposit Opening. 213
8.2. Deposit Opening by Boreholes. 214
8.3. Drilling Equipment. 218
8.4. Borehole Constructions. 219
8.5. Wells Boring. 220
8.6. Inclined and Directional Boreholes Drilling. 224
8.7. Securing of the Boreholes Cases. 242
8.8. Wells Completing. 243
8.9. Borehole-deposit as a Hydraulic System. 245
8.10. Borehole Investigation and Documentation. 257
The Literature 259
9. **In Situ Recovery Mining System.** **261**
9.1. Classification. 261
9.2. The Mining System Selection. 266
9.3. Order of Putting Boreholes in Operation. 272

9.4. Mining Losses and Dilution. 273
The Literature 276
10. **Projecting and Research of Geotechnological Complexes.** **277**
10.1. Projecting Peculiarities. 277
10.2. Initial Data for Mines Projecting. 278
10.3. Some Technological Problems of Projects. 280
10.4. Hydraulic Calculation of Borehole and Hydraulic Transport. 282
10.5. Research Organization in Physico-chemical Geotechnology. 286
10.6. Making a Decision in Mining. 287
10.7. Investment Risk and Estimation of the Projects Reliability. 294
The Literature 298
11. **The Economic of In Situ Methods.** **300**
11.1. The Specific of Economy. 300
11.2. Choice procedure of a Mining Methods. 302
11.3. The Structure of Capital Investments. 305
11.4. Working Efficiency and Mining Cost Price. 306
11.5. Economic Analysis of the Deposit Opening. 309
11.6. Calculation Procedure of Main Parameter. 312
The Literature 317
12. **Ecological and Social Aspects of In Situ Mining.** **318**
12.1. Protection of the Earth Surface. 321
12.2. Protection of the Atmosphere. 322
12.3. Water Resources Protection. 324
12.4. Social Importance of In Situ Methods. 324
The Literature 326
Part II. Technological Scheme and Industrial Experience. **327**
13. **Underground Dissolution of Salts.** **327**
13.1. Basic Conceptions and Notions. 327
13.2. Dissolution Technology. 332
13.3. Calculation Procedure of Technological Parameters. 334
13.4. Underground Dissolution of Potassium Salts. 340
13.5. Underground Dissolution of Magnesium Chloride. 343
13.6. Further Researching Problems. 343
The Literature 344
14. **Building and Exploitation of Underground Reservoirs in Rock Salts.** **345**
14.1. Basic Concepts and Definitions. 346
14.2. Conditions for Underground Reservoirs in Rock Salts Building. 350
14.3. Space-Planning Conditions. 352
14.4. Geological Conditions. 354
14.5. Building Technology. 355
14.6. Technology of Underground Reservoirs Operations. 356
14.7. Basic Directions of Scientific and Technological Progress. 365

The Literature 366
15. **Underground Coal Gasification.** 368
15.1. Basic Concepts and Notions. 368
15.2. Physical, Chemical and Technical Bases. 369
15.3. Factors, Influencing the Underground Coal Gasification. 372
15.4. Underground Coal Gasification Technology. 373
15.5. Gas Conversion on Chemical Production. 379
15.6. Gasification Reaction in Canal and Gasification Process Zonality. 382
15.7. Engineering Calculations with Various Oxygen Concentrations in Blowing. 390
15.8. Specific Behavior of Coal Deposit at Gasification. 396
15.9. The Hydrogeology Characteristics. 401
15.10. The Balance of Moisture Participating in Underground Gasification. 404
15.11. Technical and Economical Basis of Enterprises Building. 409
15.12. Basic Exploration Directions in Underground Coal Gasification Range. 415
The Literature 416
16. **Underground Gasification and Distillation of Shales.** 417
16.1. Basic Concepts and Notions. 417
16.2. Physico-Geological Characteristic of Combustible Shales. 417
16.3. Combustible Shales Usage. 421
16.4. Underground Gasification of Combustible Shales. 422
16.5. Underground Shales Distillation. 425
16.6. Research Problems. 427
The Literature 427
17. **In Situ Methods at Mining Heavy Oil, Bitumen and Other Caustobioliths.** 429
17.1. Basic Concepts and Notions. 429
17.2. Mineral Basis. 429
17.3. Mining Heavy Crudes and Bitumen. 430
17.4. Geotechnological Perspective of Caustobioliths Recovery. 437
17.5. On the Possibility Ozocerite Extraction by Physico-Chemical Methods. 439
The Literature 443
18. **Underground Sulphur Burning.** 444
18.1. Basic Concepts and Notions. 444
18.2. Factors, Defining Technological Parameters. 445
18.3. Main Parameter Calculation Procedure. 451
18.4. Economical and Ecological Aspects and Research Problems. 452
18.5. Calculation Example. 454
The Literature 454

19. **Well Hydrotechnology.** 457
19.1. Basic Concepts and Notions. 457
19.2. Common Technological Scheme of the Well Hydrotechnology. 461
19.3. Physico-Geological Factors, Defining Technological Parameters. 463
19.4. Technical and Economical Feathers. 467
19.5. Engineering Calculation Procedure. 469
19.6. Equipment of Well Hydrotechnology. 477
19.7. Experience of Borehole Hydrotechnology Use. 481
19.8. Problems and Priority Directions of Works. 504
The Literature 505
20. **Underground Leaching of Metals.** 508
20.1. Basic Concepts and Notions. 508
20.2. Mineral Basis of the Underground Leaching. 514
20.3. Technological Aspects. 515
20.4. Intensification of the Underground Leaching. 520
20.5. Further Research of the Underground Leaching. 523
The Literature 525
21. **Underground Leaching of Phosphoric Raw Material.** 526
21.1. Basic Concepts and Notions. 526
21.2. Influence of the Physico-Geological Factors on Underground Leaching Process. 527
21.3. Technological Bases. 528
21.4. Parameters Calculation. 535
21.5. Ecological Aspects of Technology. 537
21.6. Example of Technological Parameters Calculation. 538
21.7. Problems of Further Investigation. 539
The Literature 540
22. **Heap Leaching of Metals.** 541
22.1. Basic Concepts and Notions. 541
22.2. Technological Solutions of Heap Leaching. 543
22.3. Economics of a Heap Leaching. 557
22.4. Further Investigation Problems of Heap Leaching. 558
The Literature 558
23. **Underground Sulphur Melting.** 560
23.1. Basic Concepts and Notions. 560
23.2. Parameters of he Process and Their Determination. 561
23.3. Initial Data for Technological Parameters Calculation. 567
23.4. Calculation Procedure of Borehole Productivity. 570
23.5. Recovery Ratio of Sulphur and its Calculation Procedure. 573
23.6. Mining System Selection. 579
23.7. Economics of the Underground Sulphur Melting. 581
23.8. Prime Problems of the Technology Improving. 582
The Literature 582

24. **Extraction and Usage of the Earth Heat.** 583
24.1. Basic Concepts and Notions. 583
24.2. Geothermal Resources. 588
24.3. Technology of Geothermal Resources Recovery. 604
24.4. Parameters of Geothermal Resources. 612
24.5. Parameters Calculation Procedure of Circulating Systems with Artificially Created Collectors. 613
24.6. Engineering Calculations Procedure of Parameters. 614
24.7. Depths Heat Economics of Extractions and Usage. 617
The Literature 626
25. **Extraction of Fluid Ores.** 628
25.1. Basic Concepts and Notions. 628
25.2. Mineral Bases in Natural and Technologic Waters. 631
25.3. Extractions of Mineral Resources from Salt Waters. 631
The Literature 632
Conclusions 633
The Dictionary of the Terms, Concepts and Definitions Used in Physico-Chemical Geotechnology. 635
Application 1 639
Application 2 640
Application 3 642

ВЫСШЕЕ ГОРНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКАЯ ГЕОТЕХНОЛОГИЯ

Виктор Жанович **Аренс**

Режим выпуска «стандартный»

Выпущено в авторской редакции

Компьютерная верстка и подготовка оригинал-макета: *А.А. Маслов*
Дизайн переплета: *Е.Б. Капралова*
Корректор *И.И. Шехура*

Диапозитивы изготовлены в Издательстве МГГУ

Подписано в печать 22.11.2000. Формат 60x90/16. Бумага офсетная № 1. Гарнитура "Times". Печать офсетная. Уч.-изд. л. 50,63. Усл. печ. л. 41,5.Тираж 1500 экз. Зак. № 574.

ИЗДАТЕЛЬСТВО МОСКОВСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ГОРНОГО УНИВЕРСИТЕТА

Лицензия на издательскую деятельность ЛР № 062809 от 30.06.98 г.
Код издательства 5Х7(03)

Отпечатано в Московской типографии № 6 Минпечати РФ
109088, Москва, ул. Южнопортовая, 24

Магниевые штампы изготовлены в Первой Образцовой типографии

117935, Москва, ГСП-1, Ленинский проспект, 6; Издательство МГГУ; тел. (095) 236-97-80; факс (095) 956-90-40

В.Ж. АРЕНС: НЕСКОЛЬКО СЛОВ О СЕБЕ

Вероятно, каждому человеку (особенно, по словам Петрарки, «уставшему от мира, уставшему от людей, уставшему от дел, уставшему до крайности от самого себя») на определенном этапе жизненного пути хочется высказаться.

Когда-то Л.Н. Толстой сказал, что человек есть дробь, величина числителя зависит от оценки его достоинств обществом, а знаменателя – от самооценки. Самооценкой заниматься трудно, да и неблагодарно. Видимо, человек стоит столько, сколько он сможет передать следующему поколению.

Альбер Камю в своей Нобелевской речи уподобил нашу жизнь плаванию на корабле: «Галера, к которой мы прикованы, пропахла селедкой, на ней слишком много надсмотрщиков, и, возможно, мы гребем не в ту сторону, но все же нельзя бросать весла – надо грести. Делай, что должно, и пусть будет что будет». Так вот и я делал, что должно, а что получилось – оценят коллеги и будущее.

Родился я 14 августа 1933 г. Отец мой, Аренс Жан Львович, был профессиональным революционером и дипломатом. Мать, Елена Михайловна – актриса, журналистка, а почти всю жизнь работала учителем. В 1937 г. отца расстреляли и вся семья была репрессирована. В 1956 г. всех реабилитировали.

В 1951 г. закончил в Москве среднюю мужскую школу № 170 и поступил в Московский горный институт им. И.В. Сталина. Мне, выбравшему Горный институт, всю жизнь пришлось идти по дорогам этой специальности, ибо я уже был связан со своей профессией.

После окончания института в 1956 г. был направлен в Кузбасс, где работал на гидрошахте «Полысаевская-Северная» в г. Ленинск-Кузнецкий. В Кузбассе я познакомился и подружился с замечательными людьми – энтузиастами гидродобычи из ВНИИгидроугля: проф. В.С. Мучником, М.Н. Маркусом, Э.Б. Голландом. Начальником шахты был Владимир Иванович Соколов – прекрасный человек и организатор, который добился того, что себестоимость 1 т угля была самая низкая при самой высокой производительности труда в стране и наименьших капитальных затратах. Применение подземной гидротехнологии позволило все процессы добычи (отбойка, доставка, транспорт, подъем и обогащение) соединить в один поточный малооперационный технологический комплекс. Однако к основным преимуществам гидродобычи нужно отнести безопасные условия труда.

Наша гидрошахта была полигоном для ученых и конструкторов. Многие стали моими друзьями: лауреат Ленинской премии Я.Я. Гименник, аспиранты ВУГИ, впоследствии доктора наук В.А. Мазуров, И.А. Кузьмич. И меня увлекла исследовательская работа. Кстати, результаты первых исследований были опубликованы во время работы на шахте.

Начав свою работу на шахте горным мастером, я к середине 1958 года уже исполнял обязанности главного инженера. Через полгода получил предложение, используя свой кузбасский опыт, создать гидротехнологию для разработки рудных месторождений и поступил в аспирантуру ИГД АН СССР к чл.-корр. АН СССР М.И. Агошкову. Моими друзьями-соучениками были Д.Р. Каплунов, В.А. Симаков, Н.Ф. Замесов.

Комплексные исследования на стенде и на опытной установке в условиях Миргалинсайского рудника позволили получить основные закономерности для расчета гидротехнологии. В феврале 1963 г. в Институте стали и сплавов прошла защита кандидатской диссертации на тему «Параметры гидромеханизации при подземной разработке рудных месторождений». Надо сказать, что наш миргалинсайский опыт широко использовался в Приморье для зачистки и доставки руды в камерах при разработке жильных месторождений золота, свинца, олова, цинка.

В конце 1963 г. получил приглашение перейти в Государственный институт горно-химического сырья, с которым фактически связана вся моя творческая жизнь. Начал я с разработки технологии скважинной гидродобычи руд Кингисеппского месторождения, потом, возглавив лабораторию специальных методов добычи, занялся разработкой технологии метода Фраша для серных месторождений Предкарпатья и Гаурдака.

Опытные работы в Предкарпатье, проводимые в результате наших исследований, явились основой для развития крупного промышленного производства серы методом подземной выплавки на Яворовском горно-химическом комбинате. За эту работу группа строителей и производственников получила премию Совета Министров СССР.

Многолетний цикл исследований завершился для меня защитой в 1969 г. докторской диссертации «Разработка месторождений самородной серы методом подземной выплавки». Подробности своей защиты, да и, пожалуй, всей жизни, я изложил в книге «Прошедшее невозвратимо» (М., Изд. РАЕН, 1998).

После успешной работы на Львовщине (добывалось уже около 500 тыс. т серы в год) лаборатория переключилась на работу по подземной выплавке серы в Гаурдаке (Туркмения). По мнению американских специалистов, приехавших на Гаурдакский серный завод, добыча серы по методу Фраша здесь невозможна. Нам пришлось разрабатывать новую технологию и оборудование для добычи самородной серы в Гаурдаке. Опыт закончился успешно. За эту работу группе сотрудников лаборатории и коллективу серного завода была присуждена Государственная премия Туркменской ССР.

Параллельно в Гаурдаке сотрудники лаборатории вели работы по подземному сжиганию серы. Был сделан и отработан опытный участок. О.М. Гридин защитил диссертацию.

Надо сказать, что практически все сотрудники лаборатории защитили диссертации: Л.И. Курицина «Химический способ подготовки скважин для ПВС», И.Л. Демьянова «Сетка скважин и потери серы», Д.Н. Шпак «Взаимодействие скважин при ПВС», В.С. Подхалюзин «Влияние свойств залежи на параметры ПВС», Г.Х. Хчеян «Температурные поля при ПВС», И.С. Нафтулин «Гравитационное разделение серы в зоне плавления», Я.Б. Служитель «Реагентный метод повышения извлечения серы в зоне плавления», М.И. Бирчак «Вскрытие и подготовка пласта для ПВС», М.И. Берман «Поверхностный способ контроля за движением теплоносителя».

Интересные работы по подземной выплавке серы были защищены и другими моими учениками: Л.Б. Резниченко, М.И. Гринбергом, В.К. Смыком, В.П. Шевченко, Ю.Д. Гуревичем, Н.В. Гвоздевым. А.О. Гоцеридзе, С.А. Митейко подготовили и защитили работы по подземному выщелачиванию фосфоритов. В.А. Резников – по подземному растворению бишофита. Параллельно лабораторией велось крупное исследование по скважинной гидродобыче фосфоритов, создавалось новое оборудование, технологии. Б.В. Исмаилов, А.С. Хрулев, Р.С. Межерова и другие защитили диссертации по различным аспектам СГД.

Некоторые сотрудники защитили свои научные работы позже, Г.Х. Хчеян и О.М. Гридин – докторские.

В своей научной деятельности я тесно сотрудничал с МГРИ, МГИ, СК ГМИ, Уралмеханобром, Институтом микробиологии АН СССР и многими другими. Всюду находились коллеги – геотехнологи, велись совместные работы, обменивались публикациями.

Заведующий сектором гидродобычи Д.Н. Шпак, уверовав в перспективу скважинной гидродобычи песка в Тюмени, три года проводил там удачные эксперименты. После многолетнего перерыва начались полупромышленные работы по СГД на КМА.

Успешная работа лаборатории способствовала творческой связи с вузами страны. Так, в 1965–1970 гг. я работал по совместительству доцентом МГИ, в 1971–1990 гг. профессором в МГРИ. За время своей инженерной, научной и педагогической деятельности мною и моими учениками было опубликовано много работ, а монографии «Геотехнологические методы добычи полезных ископаемых» (М., Недра, 1975) и «Скважинная добыча полезных ископаемых» (М., Недра, 1986) фактически предшествовали появлению настоящей книги.

В.И. Вернадский говорил, что «вся наша культура, охватывающая всю поверхность земной коры, является созданием научной мысли и научного творчества». Думаю, пик моего творческого времени уже прошел. Теперь у меня новая задача – пробудить творческое начало у молодежи, ибо современная специализация требует тесного общения различных специалистов, изучающих предмет горного дела с разных точек зрения. Именно коллективный труд создает конечный результат исследований. Таков мой опыт работы.

Вообще-то мне повезло в жизни, я ее сделал сносной для себя. Я стал научным работником, поскольку профессия исследователя мне была интересна, ибо она полна разнообразия и переживаний, но в то же время требует постоянной самоотдачи, познания нового и денег на исследовательские работы. Недаром физики шутят, что «самое приятное заниматься исследованиями за государственный счет». И это мне на протяжении практически всей жизни удавалось. Я имел интересную работу, государство получало научную, практическую и хорошую экономическую отдачу. К сожалению, в нашем мире все непрестанно меняется.

Для любого специалиста сегодня уже недостаточно одних конкретных знаний по его узкой специализации – требуется видение мира в целом, т. е. системы знаний, и только на этой основе можно определить стратегию будущих исследований, выполняемых различными, широко образованными специалистами. Известно, что основу этой интеграции заложил В.И. Вернадский, предложивший единую концепцию биосферы во взаимосвязи живой и неживой материи. Он же говорил, что сейчас надо специализироваться не по наукам, а по проблемам.

Наука – есть основа миропонимания, искусство – основа мировосприятия, а их сумма – основа гармонического восприятия всего мира, основа человеческого мироощущения.

Творчество – особый вид деятельности, оно само по себе несет удовлетворение. Свой опыт подготовки научных кадров я изложил в книге «Грани горной науки» (М., МГИ, 1992).

В 1990 г. я был избран в Российскую академию естественных наук, в настоящее время являюсь ее вице-президентом. Мне удалось создать Горно-металлургическую секцию академии. Наш творческий дом в МГГУ – это место постоянного общения ученых. В целом ряде городов России секция организовала свои центры, которые уже переросли в отделения.

Объединение ученых – индивидуумов различных специальностей (разведчиков недр, горняков, металлургов, нефтяников и горняков) является трудной задачей, но я надеюсь, что наша общественная работа не бесполезна.

Я свою творческую жизнь посвятил горной науке, изучая закономерности физико-химических процессов обогащения минерального сырья, нетрадиционные методы добычи, получая новые сведения для фундаментальных наук, чтобы в дальнейшем использовать их для совершенствования геотехнологии. Что мне удалось сделать – судить не мне. Я сделал, что мог. Теперь пусть другие сделают больше.

Как я прожил жизнь? Хорошо или плохо? Все относительно. С одной стороны, мне повезло – награжден орденами и медалями СССР, различными премиями, тремя знаками «Шахтерская слава»,

«За достижения в развитии науки и экономики», знаком им. В.Н. Татищева «За пользу Отечеству», золотыми медалями ВДНХ и другими премиями. Более того, Федеральное министерство регистрации звезд (США, Вашингтон) назвало звезду (Orion RA 4h 55'57" D = 01*05'), расположенную в созвездии Орион, моим именем. Приятно иметь «свою звезду» на небе. Приглашаю навестить при случае в будущем. Я прожил, казалось бы, спокойную, интересную жизнь. С другой стороны, считаю (и не без основания), что всю жизнь я прожил под пятой неуверенности и страха, причем самого разнообразного (в различные жизненные моменты мной пережиты: мучение – страх перед неясным, тоска – страх непонятости, одиночества, стыд – страх бесчестия). Все это было...

Были в моей жизни и моменты радости за собственные достижения и успехи своих коллег, но они, как говорят охотники, «по достижении добычи» проходят.

1 330
0

15965
742