

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего профессионального образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хандзель А.В.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ БАКАЛАВРОВ ПО ОРГАНИЗАЦИИ
САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ПО ДИСЦИПЛИНЕ
«Подземная гидромеханика»

Ставрополь, 2016

ВВЕДЕНИЕ

Целью освоения дисциплины «Подземная гидромеханика» является формирование общепрофессиональных компетенций (ПК-26, ПК-25) у бакалавров по направлению 21.03.01 Нефтегазовое дело профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти».

Дисциплина относится к дисциплинам базовой части Б1.Б.20. Её освоение происходит в 4 семестре.

Компетенции обучающегося, формируемые в результате освоения дисциплины:

Индекс	Формулировка:
ПК-25	способность использовать физико-математический аппарат для решения расчетно-аналитических задач, возникающих в ходе профессиональной деятельности
ПК-26	способность выбирать и применять соответствующие методы моделирования физических, химических и технологических процессов

Оглавление

1. НАЗНАЧЕНИЕ И ВИДЫ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ.....	4
2. ВИДЫ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ	5
3. САМОСТОЯТЕЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКОГО КУРСА.....	6
4. САМОСТОЯТЕЛЬНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАДАНИЙ	6
5. ИНЫЕ ФОРМЫ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ.....	7
6. КОНТРОЛЬ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ ПРЕПОДАВАТЕЛЯМИ	7
7. ФОРМЫ КОНТРОЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ	7
8. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ.....	8
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	8

1. НАЗНАЧЕНИЕ И ВИДЫ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ

Во время самостоятельной подготовки, обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет. Реализация основной образовательной программы подготовки бакалавров должна обеспечиваться доступом каждого к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин основной образовательной программы из расчета обеспеченности учебниками и учебными пособиями не менее 0.5 экземпляра на одного студента. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля.

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- в рабочем учебном плане – в целом по теоретическому обучению, каждому из циклов дисциплин и междисциплинарных курсов,
- в рабочих программах учебных дисциплин и междисциплинарных курсов с распределением по разделам или конкретным темам.

Под самостоятельной работой студентов понимается планируемая учебная, учебно-исследовательская, а также научно-исследовательская работа, которая выполняется во внеаудиторное время по инициативе студента или по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

Цели и задачи самостоятельной работы студентов

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов; углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирования практических (профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

Целью освоения дисциплины «Подземная гидромеханика» является формирование профессиональных компетенций (ПК-25, ПК-26) у бакалавров по направлению 21.03.01 Нефтегазовое дело профиль "Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти".

Задачи самостоятельной работы:

- овладение теоретическими знаниями, связанными фильтрацией жидкостей, газов и их смесей в пористых и трещиноватых средах;
- формирование опыта собственной поисковой, творческой, научно-исследовательской деятельности.

Самостоятельная работа способствует развитию ответственности и организованности, творческого подхода к решению проблем учебного и профессионального (в том числе научного) уровня.

2. ВИДЫ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ

Основными видами самостоятельной учебной деятельности студентов являются:

- 1) предварительная подготовка к аудиторным занятиям, в том числе и к тем, на которых будет изучаться новый, незнакомый материал;
- 2) своевременная доработка конспектов лекций;
- 3) подбор, изучение, анализ и при необходимости – конспектирование рекомендованных источников по учебным дисциплинам;
- 4) выяснение наиболее сложных, непонятных вопросов и их уточнение во время консультаций;
- 5) подготовка к контрольным занятиям;
- 6) систематическое изучение периодической печати, научных монографий, поиск и анализ дополнительной информации по учебным дисциплинам.

На самостоятельную работу бакалавра по направлению 21.03.01 Нефтегазовое дело Профиль "Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти" по дисциплине «Подземная гидромеханика» отводится 18 академических часов.

Виды самостоятельной работы по дисциплине «Подземная гидромеханика» могут быть разделены на основные (аудиторные) и дополнительные (внеаудиторные).

Основные виды самостоятельной работы выполняются в обязательном порядке с последующим контролем результатов преподавателем, который проводит практические занятия в студенческой группе.

Дополнительные (внеаудиторные) виды самостоятельной работы выполняются по заданию преподавателя без его непосредственного участия.

Дополнительные виды самостоятельной работы по дисциплине «Подземная гидромеханика» рекомендуются тем студентам, которые наиболее заинтересованы в изучении этой дисциплины.

К основным (обязательным) видам самостоятельной работы студентов при изучении дисциплины «Подземная гидромеханика» относится:

- а) самостоятельное изучение теоретического материала;
- б) оформление практических заданий;
- в) оформление отчетов по лабораторным работам;
- в) подготовка к контрольным точкам.

Виды и содержание самостоятельной работы; формы их контроля

Код реализуемой компетенции	Вид деятельности студентов	Итоговый продукт самостоятельной работы	Средства и технологии оценки	Объем часов
ПК-25, ПК-26	Самостоятельное изучение темы «Расчёт гидродинамических параметров горизонтальных скважин»	Отчет по заданию	Собеседование, защита отчета	9
ПК-25, ПК-26	Подготовка к практическим занятиям	Отчет по заданию	Собеседование, защита отчета	9
Итого за 4 семестр				18
Итого				18

3. САМОСТОЯТЕЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКОГО КУРСА

Самостоятельное изучение теоретического материала по дисциплине «Подземная гидромеханика» предусмотрено на всём протяжении курса. Такая работа сопровождает лекционные, лабораторные и практические занятия, текущий и промежуточный контроль, и в то же время является отдельным видом самостоятельной работы.

Источниками для самостоятельного изучения теоретического курса по дисциплине «Подземная гидромеханика» выступают:

- учебники по предмету;
- курсы лекций по предмету;
- учебные пособия по отдельным темам.

Умение студентов быстро и правильно подобрать литературу, необходимую для выполнения учебных заданий, является залогом успешного обучения. Самостоятельный подбор литературы осуществляется при подготовке к практическим занятиям, самостоятельном изучении тем.

Выполнение СРС на занятиях с проверкой результатов преподавателем позволяет студентам усваивать изучаемый материал более глубоко, меняется отношение к лекциям, так как без понимания теории предмета, без хорошего конспекта трудно рассчитывать на успех в решении заданий. Это улучшает посещаемость как практических, так и лекционных занятий.

4. САМОСТОЯТЕЛЬНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАДАНИЙ

Задания для самостоятельной работы преимущественно содержатся в учебно-методическом комплексе дисциплины (практикум).

Сдача задания производится преподавателю, ведущему практические занятия, в установленные сроки.

5. ИНЫЕ ФОРМЫ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

К иным формам самостоятельной работы студентов относятся: подготовка конспектов по самостоятельно изучаемым темам, готовность к собеседованию по этим темам.

6. КОНТРОЛЬ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ ПРЕПОДАВАТЕЛЯМИ

Отдельной составляющей в итоговой оценке по дисциплине «Подземная гидромеханика» оценка самостоятельной работы не является.

Вместе с тем оценка самостоятельной работы всё же имеет непосредственное отношение к итоговой оценке по дисциплине.

Во-первых, оценка самостоятельной работы включается в оценку такой формы промежуточного контроля, как оценка текущей работы на практических занятиях.

Во-вторых, так как самостоятельная работа по предмету поощряется, преподаватель может использовать (и, как правило, использует) оценку самостоятельной работы в качестве поощрительной составляющей на при выставлении оценок по контрольным точкам.

В спорных ситуациях оценка самостоятельной работы может разрешить ситуацию в пользу студента.

Роль оценки самостоятельной работы студентов зависит от вида этой работы.

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

7. ФОРМЫ КОНТРОЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.

2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.

3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.

4. Письменный опрос.

5. Устный опрос.

6. Индивидуальное собеседование.

8. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

Независимо от вида самостоятельной работы, критериями оценки самостоятельной работы могут считаться:

- уровень освоения студентом учебного материала;
- умение студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- умение студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная литература:

1. Ливинцев П.Н., Сизов В.Ф., Хандзель А.В. Подземная гидромеханика. Учебное пособие (курс лекций). – Ставрополь: СевКавГТУ, 2012. – 140 с.

Дополнительная литература:

1. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. Учебник для вузов. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 488с.

2. Евдокимова В.А., Кочина И.Н. Сборник задач по подземной гидравлике М.: Альянс, 2007. — 168 с.

3. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика.. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 488с.

4. Пыхачёв Г.Б., Исаев Р.Г. Подземная гидравлика. М.: Оникс, 2012. – 360с.

5. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М., Недра, 1984, 269 с.

Методическая литература:

Электронный курс лекций.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»

Хандзель А.В.

Подземная гидромеханика
Учебное пособие
(практикум)

Ставрополь
2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	11
Практическое занятие №1. Расчёт фильтрационных потоков при нелинейных законах фильтрации	12
Практическое занятие №2. Расчёт одномерных фильтрационных потоков в неоднородных пластах.....	15
Практическое занятие №3. Установившаяся фильтрация реального газа	21
Практическое занятие №4. Расчёт фильтрационных потоков по основной формуле теории упругого режима.....	23
Практическое занятие №5. Принцип суперпозиции в условиях упругого режима.....	28
Практическое занятие №6. Приток жидкости к укрупненной нефтяной скважине.....	30
Практическое занятие №7. Приток жидкости к укрупненной газовой скважине.....	35
Практическое занятие №8. Гидродинамические исследования нефтяных скважин.....	37
Практическое занятие №9. Гидродинамические исследования газовых скважин.....	49
Список рекомендуемой литературы.....	53

Введение

Целью изучения дисциплины является образование базы знаний о движении жидкостей, газов и их смесей в пористых и трещиноватых горных породах, то есть тех знаний, которые являются теоретической основой разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений

Вышеуказанные знания и навыки нужны для применения на объектах будущей профессиональной деятельности выпускника (нефтяные месторождения), а также для производственно-технологической, управленческой, научно-исследовательской, проектной и эксплуатационной деятельности.

В результате освоения дисциплины «Подземная гидромеханика» формируются следующие компетенции:

ПК-25 – способность использовать физико-математический аппарат для решения расчетно-аналитических задач, возникающих в ходе профессиональной деятельности;

ПК-26 – способность выбирать и применять соответствующие методы моделирования физических, химических и технологических процессов.

В результате освоения дисциплины обучающийся должен знать:

- основные законы фильтрации флюидов;
- основные характеристики установившейся и неуставившейся изотермической фильтрации жидкости и газа в пористой среде;
- основы теории плоских установившихся фильтрационных потоков;
- основы теории фильтрации двухфазных и многофазных систем, а также неньютоновской жидкости.

уметь:

- решать задачи по темам, изученным в дисциплине;
- применять изученные схемы фильтрационных потоков к исследованию разрабатываемых месторождений нефти и газа;
- интерпретировать гидродинамические исследования скважин и пластов для оценки комплексных характеристик пластов и призабойных зон скважин.

владеть:

- методами расчёта и основными расчётными формулами для установившейся и неуставившейся изотермической фильтрации жидкости и газа в пористой среде;
- методами расчёта и основными расчётными формулами для плоских установившихся фильтрационных потоков;
- методами расчёта и основными расчётными формулами для фильтрации двухфазных и многофазных систем, а также неньютоновской жидкости.

Практическое занятие №1. Расчёт фильтрационных потоков при нелинейных законах фильтрации

Приведём теоретические сведения о нелинейных законах фильтрации. В области нарушения верхней границы закона Дарси фильтрация описывается уравнением:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\eta}{k} u + bu^2, \quad (1.1)$$

где $b = \beta \rho / \sqrt{k}$.

Несжимаемая жидкость в недеформируемом пласте

Выразим скорость фильтрации для случая плоскорадиального течения через дебит:

$$u = Q / (2\pi rh).$$

С учетом этого (1.1) запишется в виде:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\eta}{k} \frac{Q}{2\pi rh} + b \frac{Q^2}{(2\pi rh)^2}.$$

В этом выражении, разделяя переменные и интегрируя по радиусу от r до R_k и по давлению от p до p_k , а, во втором случае – по радиусу от r_c до R_k и по давлению от p_c до p_k , получим формулу для распределения давления в пласте:

$$p = p_k - \frac{Q\eta}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r} - \frac{Q^2 b}{(2\pi h)^2} \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{R_k} \right). \quad (1.2)$$

Кривая распределения давления (1.2) – гиперболоид и воронка депрессии – гиперболоид вращения. Крутизна воронки депрессии у стенки скважины будет больше, чем у чисто логарифмической кривой при течении по закону Дарси.

Для выражения дебита скважины запишем:

$$p_k - p_c = \frac{Q\eta}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_c} + \frac{Q^2 b}{(2\pi h)^2} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right). \quad (1.3)$$

Дебит находится как положительный корень квадратного уравнения (1.3). Из него видно, что индикаторная линия является параболой.

Идеальный газ в недеформируемом пласте

Выразим скорость через приведённый объёмный расход:

$$u = \frac{G}{\rho F} = \frac{\rho_{cm} Q_{cm}}{\rho_{cm} \frac{p}{p_{cm}} 2\pi rh} = \frac{Q_{cm} p_{cm}}{2\pi h p}. \quad (1.4)$$

Подставив выражение (1.4) в (1.1), находим:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\eta p_{cm}}{2\pi kh p r} Q_{cm} + \frac{\rho_{cm} p_{cm} \beta}{4\pi^2 h^2 \sqrt{k} p r^2} Q_{cm}^2. \quad (1.5)$$

Разделив переменные, и, проинтегрировав в пределах от p до p_c и от r до r_c , имеем:

$$p^2 = p_c^2 + \frac{\eta P_{cm}}{\pi kh} Q_{cm} \ln \frac{r}{r_c} + \frac{\rho_{cm} P_{cm} \beta}{2\pi^2 h^2 \sqrt{k}} Q_{cm}^2 \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r} \right). \quad (1.6)$$

Распределение давления по (1.6) отличается от распределения давления по закону Дарси наличием последнего члена, что ведет к более резкому изменению давления в призабойной зоне.

Интегрируя уравнение (1.5) в пределах от p_k до p_c и от R_k до r_c , получим выражение (при пренебрежении $1/R_k$ по сравнению с $1/r_c$):

$$p_k^2 - p_c^2 = \frac{\eta P_{cm}}{\pi kh} Q_{cm} \ln \frac{R_k}{r_c} + \frac{\rho_{cm} P_{cm} \beta}{2\pi^2 h^2 r_c \sqrt{k}} Q_{cm}^2, \quad (1.7)$$

или в общепринятом виде:

$$p_k^2 - p_c^2 = A Q_{cm} + B Q_{cm}^2. \quad (1.8)$$

Коэффициенты A и B определяют по данным исследования скважин при установившихся режимах.

Закон Дарси справедлив при соблюдении условий:

- пористая среда мелкозерниста и поровые каналы достаточно узки;
- скорость фильтрации и градиент давления малы;
- изменение скорости фильтрации и градиента давления малы.

При повышении скорости движения жидкости закон Дарси нарушается из-за увеличения потерь давления на эффекты, связанные с инерционными силами: образование вихрей, зон срыва потока с поверхности частиц, гидравлический удар о частицы и т. д. Это так называемая верхняя граница. Критерием верхней границы справедливости закона Дарси обычно служит сопоставление числа Рейнольдса $Re = wa\rho/\eta$ с его критическим значением $Re_{кр}$, после которого линейная связь между потерей напора и расходом нарушается. В выражении для числа Re : w – характерная скорость течения; a – характерный геометрический размер пористой среды; ρ – плотность жидкости. Имеется ряд представлений чисел Рейнольдса, полученных различными авторами при том или ином обосновании характерных параметров. Наиболее употребляемы в подземной гидромеханике формулы:

а) Щелкачёва:

$$Re = \frac{10u\rho\sqrt{k}}{m^{2,3}\eta}$$

Критическое число Рейнольдса $Re_{кр} = 1 - 12$;

б) Миллионщикова:

$$Re = \frac{u_0\rho\sqrt{k/m}}{\eta}$$

Критическое число Рейнольдса $Re_{кр} = 0,022 - 0,29$.

Скорость фильтрации $u_{кр}$, при которой нарушается закон Дарси, называется критической скоростью фильтрации. Нарушение скорости

фильтрации не означает перехода от ламинарного движения к турбулентному, а вызвано тем, что силы инерции, возникающие в жидкости за счёт извилистости каналов и изменения площади сечения, становятся при $u > u_{кр}$ соизмеримы с силами трения.

При обработке экспериментальных данных для определения критической скорости пользуются безразмерным параметром Дарси:

$$Da = \frac{u \cdot \eta / k}{\Delta p / L} = \frac{u \eta L}{k \cdot \Delta p},$$

представляющим отношение сил вязкого трения к силе давления. В области действия закона Дарси данный параметр равен 1 и уменьшается при превышении числом Re критического значения.

Закон Дарси может нарушаться и при очень малых скоростях фильтрации в процессе начала движения жидкости из-за проявления неньютоновских реологических свойств жидкости и её взаимодействия с твёрдым скелетом пористой среды. Это нижняя граница.

Данное явление объясняется тем, что при малых скоростях становится существенным силовое взаимодействие между твёрдым скелетом и жидкостью за счет образования аномальных, неньютоновских систем. Например, устойчивые коллоидные растворы в виде студнеобразных плёнок, перекрывают поры и разрушаются при некотором градиенте давления τ_n , называемого начальным и зависящим от доли глинистого материала и величины остаточной водонасыщенности. Имеется много реологических моделей неньютоновских жидкостей, наиболее простой из них является модель с предельным градиентом:

$$-\frac{dp}{dl} = \frac{\eta}{k} u + \tau, \quad u > 0,$$

$$-\frac{dp}{dl} \leq \tau_n, \quad u = 0.$$

Законы фильтрации при $Re > Re_{кр}$

От соответствия используемого закона фильтрации изучаемому течению зависит достоверность данных исследования скважин и определение параметров пласта. В связи с этим в области нарушения действия закона Дарси необходимо введение более общих, нелинейных законов фильтрации.

Наибольшее употребление нашли двухчленные зависимости, дающие плавный переход от закона Дарси к квадратичному:

$$-\frac{dp}{dl} = Au + Bu^2. \tag{1.9}$$

Коэффициенты A и B определяются либо экспериментально, либо теоретически. В последнем случае:

$$A = \frac{\eta}{k}; \quad B = \beta \frac{\rho}{\sqrt{k}}, \tag{1.10}$$

где β – структурный коэффициент, он по предложению Минского определяется так:

$$\beta = \frac{12 \cdot 10^{-5} d^2}{mk}.$$

Задача 1

Определить значение числа Рейнольдса у стенки гидродинамически несовершенной по характеру вскрытия нефтяной скважины, если известно, что эксплуатационная колонна перфорирована, на каждом метре длины колонны прострелено 10 отверстий диаметром $d = 10$ мм, мощность пласта $h = 15$ м, проницаемость пласта $k = 1$ Д, пористость его $m = 18\%$, коэффициент вязкости нефти $\mu = 4$ мПа*с, плотность нефти $\rho = 870$ кг/м³ и дебит скважины составляет 140 м³/сут.

Ответ: $Re = 15,6$ (по формуле Щелкачева), $Re = 0,396$ (по формуле Миллионщикова).

Задача 2

Определить радиус призабойной зоны $r_{кр}$, в которой нарушен закон Дарси, при установившейся плоскорадиальной фильтрации идеального газа, если известно, что приведённый к атмосферному давлению дебит скважины $Q_{ат} = 2 \cdot 10^6$ м³/сут, мощность пласта $h = 10$ м, коэффициент проницаемости $k = 0,6$ Д, коэффициент пористости пласта $m = 19\%$, динамический коэффициент вязкости газа в пластовых условиях $\mu = 1,4 \cdot 10^{-5}$ кг/м*с, плотность газа при атмосферном давлении и пластовой температуре $\rho_{ат} = 0,7$ кг/м³.

Указание. В решении использовать число Рейнольдса по формуле М. Д. Миллионщикова и за $Re_{кр}$ взять нижнее значение $Re_{кр} = 0,022$.

Ответ: $r_{кр} = 7,9$ м.

Задача 3

Определить по формуле Щелкачева, происходит ли фильтрация в пласте по закону Дарси, если известно, что дебит нефтяной скважины $Q = 200$ м³/сут, мощность пласта $h = 5$ м, коэффициент пористости $m = 16\%$, коэффициент проницаемости $k = 0,2$ Д, плотность нефти $\rho = 0,8$ г/см³, динамический коэффициент вязкости ее $\mu = 5$ мПа*с. Скважина гидродинамически совершенна, радиус ее $r_c = 0,1$ м.

Ответ: $Re = 0,036 < Re_{кр} = 1$.

Практическое занятие №2. Расчёт одномерных фильтрационных потоков в неоднородных пластах

Проницаемость в различных точках продуктивных пластов не является строго постоянной величиной. Иногда изменение проницаемости по пласту

носит столь хаотичный характер, что пласт можно рассматривать в среднем однородно проницаемым.

Если изменение проницаемости носит не случайный характер, а на значительном протяжении пласта имеют место определенные закономерности в изменении проницаемости, тогда движение жидкостей и газов существенно отличается от движения их в однородных пластах.

Отметим следующие простейшие случаи неоднородности пластов.

I. Пласт состоит из нескольких слоев (рис. 2.1, 2.2). В пределах каждого слоя проницаемость в среднем одинакова и скачкообразно изменяется при переходе от одного слоя к другому. Допустим, что все n слоев горизонтальны, мощность i -го слоя h_i , проницаемость соответствующего слоя k_i . На одном конце каждого слоя давление равно p_K , на другом – p_r .

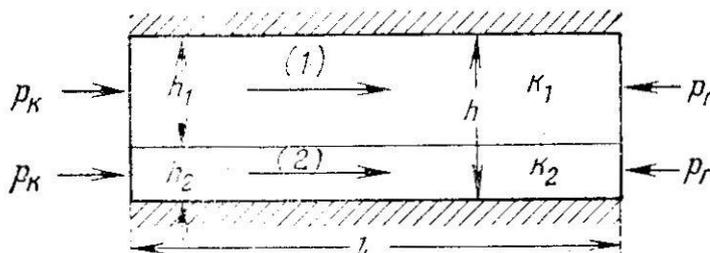


Рисунок 2.1

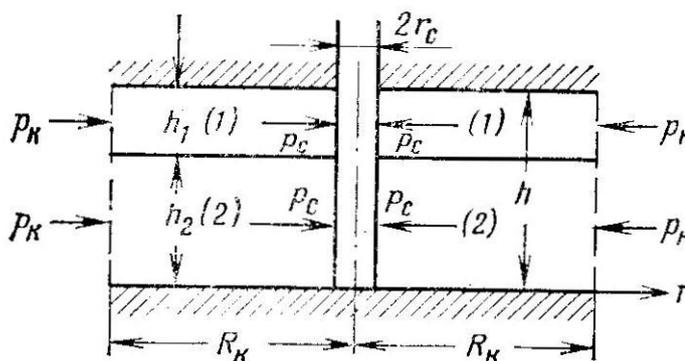


Рисунок 2.2

Если движение жидкости прямолинейно-параллельное (см. рис. 2.1) по закону Дарси, то распределение давления p в каждом слое линейное и характеризуется уравнением

$$p = p_K - \frac{p_K - p_r}{l} x.$$

дебит потока вычисляется по формуле

$$Q = \frac{B(p_K - p_r)}{\mu l} \sum_{i=1}^n k_i h_i,$$

а средний коэффициент проницаемости по формуле

$$k_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (2.1)$$

В случае плоскорадиального движения жидкости в многослойном пласте к гидродинамически совершенной скважине по закону Дарси (см. рис. 2.2) давление в каждом слое меняется по логарифмическому закону

$$p = p_{\text{к}} - \frac{p_{\text{к}} - p_{\text{с}}}{\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}} \ln \frac{R_{\text{к}}}{r}$$

дебит скважины определяется по формуле

$$Q = \frac{2\pi (p_{\text{к}} - p_{\text{с}})}{\mu \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}} \sum_{i=1}^n k_i h_i$$

а средний коэффициент проницаемости пласта и в этом случае находится по (2.1).

2. Пласт состоит из нескольких зон различной проницаемости (рис. 2.3, 2.4). На границе двух зон проницаемость меняется скачкообразно; в пределах одной и той же зоны проницаемость в среднем одинакова. С неоднородностью такого рода можно встретиться, например, при соприкосновении двух разных пластов вдоль сброса или в случае наличия порога фациальной изменчивости одного и того же пласта.

Допустим, что горизонтальный пласт мощностью h , длиной l с непроницаемыми кровлей и подошвой состоит из n зон различной проницаемости. Длина i -той зоны l_i , коэффициент проницаемости k_i (см. рис. 2.3).

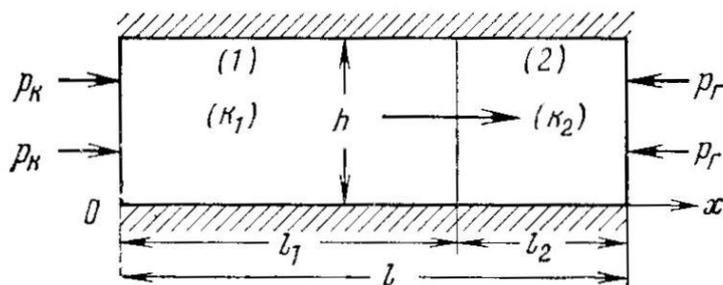


Рисунок 2.3

При прямолинейно-параллельной фильтрации жидкости в таком пласте по закону Дарси дебит фильтрационного потока подсчитывается по формуле

$$Q = \frac{Bh(p_K - p_r)}{\mu \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{k_i}}$$

где B – ширина потока.

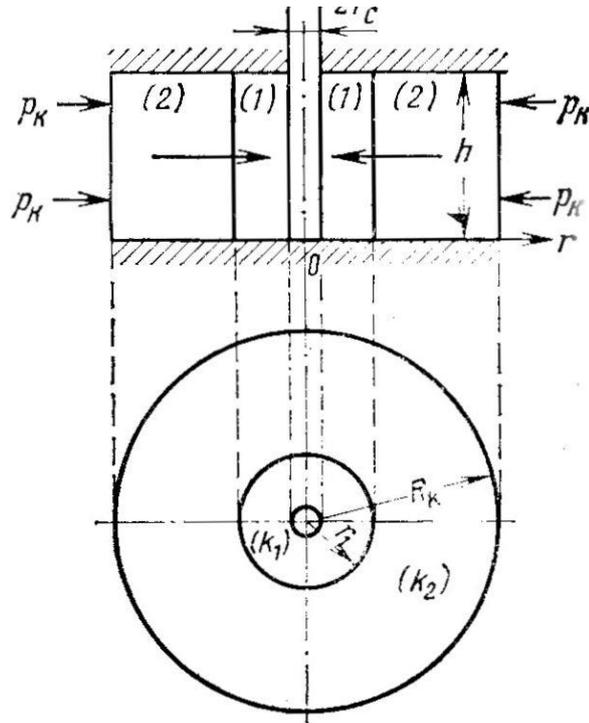


Рисунок 2.4

Средний коэффициент проницаемости

$$k_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n l_i}{\sum_{i=1}^n \frac{l_i}{k_i}} = \frac{l}{\sum_{i=1}^n \frac{l_i}{k_i}}$$

При $n = 2$ распределение давления в первой зоне p_1 и во второй — p_2 описывается уравнениями:

$$p_1 = p_K - \frac{(p_K - p_r) k_2}{l_1 k_2 + l_2 k_1} x; \quad 0 \leq x \leq l_1$$

$$p_2 = p_r + \frac{(p_K - p_r) k_1}{l_1 k_2 + l_2 k_1} (l - x); \quad l_1 \leq x \leq l$$

Если при плоскорадиальном притоке жидкости к гидродинамически совершенной скважине по закону Дарси зоны различной проницаемости пласта имеют кольцеобразную форму (см. рис. 2.4), то формула дебита скважины имеет вид:

$$Q = \frac{2\pi h (p_K - p_c)}{\mu \sum_{i=1}^n \frac{1}{k_i} \ln \frac{r_i}{r_{i-1}}}$$

где k_i — коэффициент проницаемости зоны за номером i ; r_{i-1} и r_i — соответственно внутренний и внешний радиусы этой зоны, причем $r_0 = r_c$, а $r_n = R_K$.

Средний коэффициент проницаемости в этом случае находится по формуле:

$$k_{\text{ср}} = \frac{\ln \frac{R_K}{r_c}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{k_i} \ln \frac{r_i}{r_{i-1}}}$$

При $n = 2$ распределение давления в первой зоне p_1 и во второй зоне p_2 определяется по формулам

$$p_1 = p_c + \frac{(p_K - p_c) \ln \frac{r}{r_c}}{\ln \frac{r_1}{r_c} + \frac{k_1}{k_2} \ln \frac{R_K}{r_1}}; \quad r_c \leq r \leq r_1$$

$$p_2 = p_K + \frac{\frac{k_1}{k_2} (p_K - p_c) \ln \frac{r}{R_K}}{\ln \frac{r_1}{r_c} + \frac{k_1}{k_2} \ln \frac{R_K}{r_1}}; \quad r_1 \leq r \leq R_K$$

3. Проницаемость пласта непрерывно изменяется, увеличиваясь или уменьшаясь в каком-либо направлении. Допустим, что при плоскорадиальном течении коэффициент проницаемости изменяется по линейному закону

$$k = a + br = \frac{k_c R_K - k_0 r_c}{R_K - r_c} + \frac{k_0 - k_c}{R_K - r_c} r$$

У забоя скважины коэффициент проницаемости равен k_c , на контуре

питания ($r=R_K$) $k = k_0$.

Фильтрация жидкости происходит по закону Дарси. В этом случае формула для дебита имеет вид:

$$Q = \frac{2\pi h (p_K - p_c)}{\mu \int_{r_c}^{R_K} \frac{dr}{rk(r)}} = \frac{2\pi h (p_K - p_c) (k_c R_K - k_0 r_c)}{\mu (R_K - r_c) \left(\ln \frac{R_K}{r_c} + \ln \frac{k_c}{k_0} \right)}$$

Задача 1

Определить средневзвешенный по мощности коэффициент проницаемости пласта, представленного несколькими проницаемыми пропластками, разделенными глинистыми пропластками. Жидкость движется в направлении напластования. Мощность и коэффициент проницаемости каждого пропластка указаны ниже.

Пропласток	Мощность, м	Проницаемость, м
I	5	600
II	8	200
III	3	900

Ответ: $k_{cp} = 457$ мД.

Задача 2

Определить средневзвешенный по длине коэффициент проницаемости неоднородного пласта, состоящего из двух пластов, соединенных последовательно (см. рис. 2.3). Первый пласт имеет длину $l_1 = 8$ км и $k_1 = 500$ мД, второй пласт – длину $l_2 = 1$ км и $k_2 = 1000$ мД, $p_K = 9,8$ МПа (100 кгс/см²), $p_r = 4,9$ МПа (50 кгс/см²). Построить график распределения давления в пласте.

Ответ: $k_{cp} = 530$ мД. Закон изменения давления в I зоне: $p_{(1)} = 9,8 \cdot 10^6 - 576 x$, во II зоне: $p_{(2)} = 7,5 \cdot 10^6 - 288 x$ (p в Па, x в м). Градиенты в каждой зоне постоянны и их отношение обратно пропорционально отношению проницаемостей этих зон:

$$\left(\frac{dp}{dx} \right)_{(1)} : \left(\frac{dp}{dx} \right)_{(2)} = k_2 : k_1$$

Практическое занятие №3. Установившаяся фильтрация реального газа

При больших давлениях уравнение состояния реального газа отличается от уравнения Клапейрона и имеет вид:

$$\frac{p}{\rho} = zRT, \quad (3.1)$$

где $z = z(p_r, T_r)$ – коэффициент сверхсжимаемости газа, учитывающий отклонение реального газа от идеального и зависящий от приведенных давления и температуры

$$p_r = \frac{p}{p_{\text{ср.кр}}},$$

$$T_r = \frac{T}{T_{\text{ср.кр}}}$$

и определяемый по графику (рис. 3.1). Здесь $p_{\text{ср.кр}}$ и $T_{\text{ср.кр}}$ – соответственно среднекритическое давление и среднекритическая температура. Так как природный газ состоит из различных компонентов (метан, этан, пропан и др.), то предварительно нужно вычислить значения $p_{\text{ср.кр}}$ и $T_{\text{ср.кр}}$ по формулам

$$p_{\text{ср.кр}} = \frac{\sum n_j p_{\text{кр}j}}{\sum n_j}$$

$$T_{\text{ср.кр}} = \frac{\sum n_j T_{\text{кр}j}}{\sum n_j}$$

где n_j — содержание j -го компонента в газе, об. %; $p_{\text{кр}j}$ и $T_{\text{кр}j}$ критическое давление и температура j -го компонента соответственно.

Динамический коэффициент вязкости природного (реального) газа зависит от давления и температуры. Считая процесс изотермическим, нужно учитывать зависимость $\mu(p)$. На основании экспериментальных исследований построены графики, по которым с точностью до 6% можно найти значения динамического коэффициента вязкости природного газа при различных давлениях и температурах в зависимости от относительной плотности по воздуху (рис.3.2).

Для определения массового дебита реального газа или закона распределения давления нужно записать закон Дарси для бесконечно малого элемента пласта и, учитывая зависимость $\mu(p)$ и формулу (3.1), проинтегрировать его графоаналитическим методом. Если давление в пласте меняется в небольшом интервале, то можно аппроксимировать зависимость $p/\mu(p)z(p)$ простой алгебраической функцией, взять интеграл аналитически и получить аналитическое выражение для дебита и закона распределения давления.

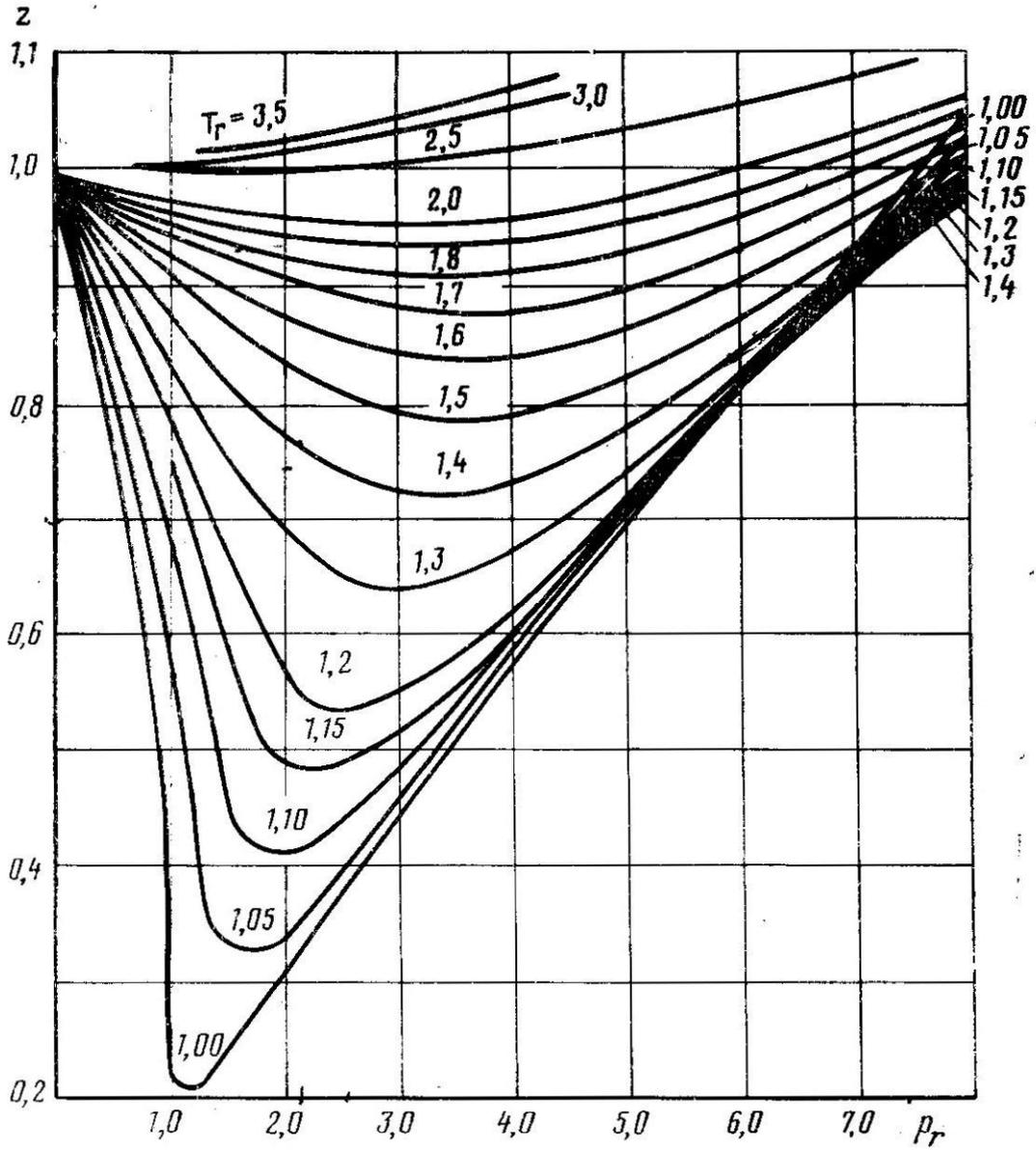


Рисунок 3.1

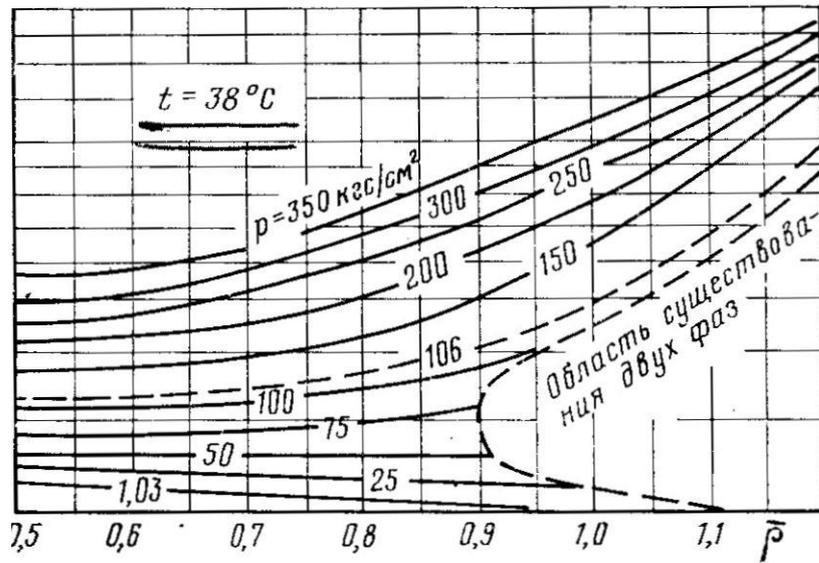


Рисунок 3.2

Задача

Определить проницаемость песка, если через трубу диаметром $d = 200$ мм и длиной $l = 12$ м, заполненную этим песком, пропускался воздух вязкостью $0,018$ мПа*с при перепаде давления, равном $4,41 \cdot 10^4$ Па ($0,45$ кгс/см²); избыточные давления в начале и в конце трубы составляют $p_1 = 0,98 \cdot 10^6$ Па (1 кгс/см²), $p_2 = 0,539 \cdot 10^5$ Па ($0,55$ кгс/см²). Средний расход воздуха, приведенный к атмосферному давлению, равен 250 см³/с. Атмосферное давление принять равным $p_{ат} = 0,98 \cdot 10^5$ Па, температуру $t = 20^\circ\text{C}$.

Ответ: $k = 21,5$ Д.

Практическое занятие №4. Расчёт фильтрационных потоков по основной формуле теории упругого режима

При пуске скважин в эксплуатацию, при остановке их, при изменении темпа добычи жидкости из скважин в пласте возникают неустановившиеся процессы, которые проявляются в перераспределении пластового давления (в падении или росте давления вокруг скважины), в изменениях с течением времени дебитов, скоростей фильтрационных потоков и т. д.

Особенности этих неустановившихся процессов зависят от упругих свойств пластов и насыщающих их жидкостей. Хотя коэффициенты сжимаемости воды, нефти и пористой среды очень малы ($\beta_e = 4,59 \cdot 10^{-10}$ м²/Н, $\beta_n = (7-30) \cdot 10^{-10}$ м²/Н, $\beta_c = (0,3-2) \cdot 10^{-10}$ м²/Н), упругость жидкостей и породы оказывает огромное влияние на поведение скважин и пластов в процессе их эксплуатации, так как объемы пласта и насыщающей его жидкости могут быть очень велики. Поэтому при подсчёте запасов нефти (и газа), при проектировании разработки нефтяных и газовых месторождений, при эксплуатации, при исследовании скважин, при создании подземных хранилищ газа приходится учитывать сжимаемость жидкости и пористой среды.

Объем насыщающей пласт жидкости при снижении пластового давления увеличивается, а объем порового пространства уменьшается; это и определяет вытеснение жидкости из пласта в скважину (или газовую залежь).

Если в процессе разработки преобладающей формой энергии является энергия упругой деформации пласта и сжатой жидкости, то режим пласта называется упругим. При этом предполагается, что фильтрационный поток однофазный, т. е. пластовое давление выше давления насыщения.

В условиях упругого режима характерно то, что процесс перераспределения давления происходит медленно (длительно), а не мгновенно, как это было бы при абсолютной несжимаемости пласта и насыщающей его жидкости.

В теории упругого режима большую роль играют два параметра:

1. Коэффициент упругоёмкости пласта

$$\beta^* = \beta_{ж} + \beta_c \quad (4. 1)$$

где m — пористость; и — соответственно коэффициенты сжимаемости жидкости и пористой среды.

Коэффициент β^* численно равен изменению упругого запаса жидкости в единице объема пласта при изменении пластового давления на одну единицу. Иногда вместо коэффициента упругоёмкости пласта используют приведенный модуль упругости:

$$K = \frac{1}{\beta_{жк} + \frac{1}{m} \beta_c} = \frac{m}{\beta^*}$$

2. Коэффициент пьезопроводности пласта

$$\kappa = \frac{k}{\mu \beta^*} = \frac{kK}{\mu m}$$

он характеризует темп перераспределения пластового давления в условиях упругого режима. Эта величина аналогична коэффициенту температуропроводности в теории теплопередачи и впервые была введена В. Н. Щелкачевым.

Точные решения дифференциального уравнения упругого режима

Дифференциальное уравнение упругого режима фильтрации можно записать

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \kappa \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right) \quad (4.2)$$

Интегрируя дифференциальное уравнение (4.2) при заданных начальном и граничных условиях, определяют давление в любой точке пласта в любой момент времени.

Решение задачи перераспределения давления после пуска скважины с постоянным дебитом Q в бесконечном, горизонтальном пласте сводится к интегрированию дифференциального уравнения (4.2), имеющего для плоскорадиальной фильтрации вид:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \kappa \left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} \right)$$

с начальными и граничными условиями

$$p(r, t) = p_K \text{ при } t = 0,$$

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=0},$$

$$p(r, t) = p_K \text{ при } r = \infty.$$

Точное решение этой задачи при $r_c = 0$ дается формулой

$$\begin{aligned}
 p_{\text{к}} - p(r, t) &= -\frac{Q\mu}{4\pi kh} Ei\left(-\frac{r^2}{4\chi t}\right) \\
 &= -Ei\left(-\frac{r^2}{4\chi t}\right) = \int_{\frac{r^2}{4\chi t}}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du.
 \end{aligned}
 \tag{4.3}$$

Эта табулированная функция называется интегральным экспоненциалом, или интегральной показательной функцией.

При малых значениях аргумента $r^2/4\chi t$ функцию $-Ei\left(-\frac{r^2}{4\chi t}\right)$ можно приближенно заменить формулой

$$-Ei\left(-\frac{r^2}{4\chi t}\right) \approx \ln \frac{4\chi t}{r^2} - 0,5772$$

и тогда

$$p_{\text{к}} - p(r, t) = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{4\chi t}{r^2} - 0,5772 \right)$$

Формула (4.3) является основной формулой упругого режима пластов, широко применяющейся при исследовании процесса перераспределения пластового давления, вызванного пуском скважин с постоянными дебитами, остановкой скважин, изменениями темпов добычи и т. д.

Формулу (4.3) также можно использовать в случае притока жидкости к скважине конечного радиуса и в начальной стадии изменения давления в пласте конечных размеров.

При неустановившейся параллельно-струйной фильтрации упругой жидкости к галерее, расположенной в полоосообразном полубесконечном пласте перпендикулярно к оси Ox в сечении $x=0$ (рис. 4.1) и эксплуатирующейся с постоянным давлением на забое галереи p_z давление в любой точке пласта в любой момент времени получим, интегрируя уравнение

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \kappa \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}$$

при начальном и граничных условиях

$$\begin{aligned}
 p(x, t) &= p_{\text{к}} \text{ при } t = 0, \\
 p(x, t) &= p_{\text{г}} \text{ при } x = 0, \\
 p(x, t) &= p_{\text{к}} \text{ при } x = \infty
 \end{aligned}$$

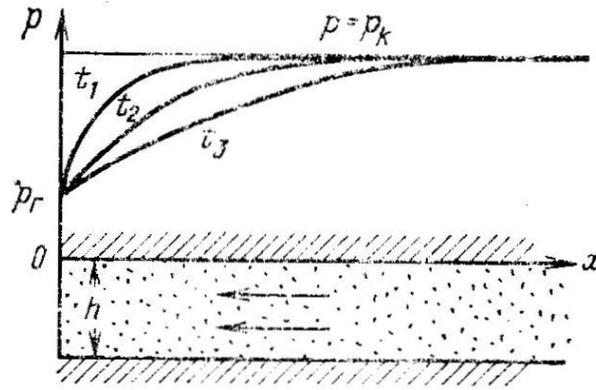


Рисунок 4.1

Решение выражается формулой

$$p(x, t) = p_k - (p_k - p_G) (1 - \operatorname{erf} \xi),$$

где

$$\xi = \frac{x}{2 \sqrt{\kappa t}}$$

а

$$\operatorname{erf} \xi = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\xi} e^{-u^2} du$$

– интеграл вероятности.

Задача

Определить дебит галереи, расположенной в полосообразном полубесконечном пласте (см. рис. 4.1) шириной $B = 300$ м, мощностью $h = 15$ м, с коэффициентом проницаемости $k = 0,8$ Д, в момент $t = 2$ сут с начала эксплуатации с постоянным забойным давлением $p_z = 9,8$ МПа. Начальное пластовое давление $p_k = 12,74$ МПа, коэффициент сжимаемости жидкости и породы равен соответственно $\beta_{ж} = 1,53 \cdot 10^{-9}$ м²/Н и $\beta_c = 0,612 \cdot 10^{-10}$ м²/Н, коэффициент пористости $m = 20\%$, динамический коэффициент вязкости нефти $\mu = 1,5$ мПа·с.

В пласте имеет место неустановившаяся фильтрация упругой жидкости по закону Дарси.

Найти дебиты по точной формуле и по формуле, полученной по методу последовательной смены стационарных состояний.

Решение. Распределение давления в пласте при неустановившейся параллельно-струйной фильтрации упругой жидкости к прямолинейной галерее при постоянном давлении на забое выражается следующей формулой (точное решение):

$$p(x, t) = p_k - (p_k - p_G) \left(1 - \operatorname{erf} \frac{x}{2 \sqrt{\kappa t}} \right),$$

где

$$\operatorname{erf} \frac{x}{2\sqrt{\kappa t}} = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\frac{x}{2\sqrt{\kappa t}}} e^{-u^2} du$$

— интеграл вероятностей. Согласно закону Дарси

$$Q = \frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=0} Bh.$$

Найдем $\left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=0}$:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=0} = (p_K - p_r) \frac{2}{\sqrt{\pi}} \left(e^{-\frac{x^2}{4\kappa t}} \frac{1}{2\sqrt{\kappa t}} \right)_{x=0} = \frac{p_K - p_r}{\sqrt{\pi \kappa t}}$$

поэтому

$$Q_{\text{точ}} = \frac{k (p_K - p_r) Bh}{\mu \sqrt{\pi \kappa t}}$$

Коэффициент пьезопроводности κ в условиях рассматриваемой задачи равен

$$\kappa = \frac{k}{\mu \beta^*} = \frac{k}{\mu (m\beta_{\text{жк}} + \beta_c)} = \frac{0,8 \cdot 1,02 \cdot 10^{-12}}{1,5 \cdot 10^{-3} (0,2 \cdot 1,53 \cdot 10^{-9} + 0,612 \cdot 10^{-10})} = 1,48 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Дебит, определенный по точной формуле, будет

$$Q_{\text{точ}} = \frac{0,8 \cdot 1,02 \cdot 10^{-12} (12,74 - 9,8) \cdot 10^6 \cdot 300 \cdot 15}{1,5 \cdot 10^{-3} \sqrt{3,14 \cdot 1,48 \cdot 2 \cdot 0,864 \cdot 10^5}} = 8,03 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} = 694 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

По методу последовательной смены стационарных состояний дебит приближенно определяется по формуле для стационарного режима движения

$$Q_{\text{приб}} = \frac{k (p_K - p_r) Bh}{\mu l(t)}$$

где $l(t)$ — длина, на которую распространилось бы понижение давления к моменту t , если бы давление в зоне депрессии менялось по прямой линии; $l(t)$ определяется из условия материального баланса при $p_r = \text{const}$ и равна

$$l = 2\sqrt{\kappa t}$$

Тогда

$$Q_{\text{приб}} = \frac{k(p_k - p_r) Bh}{\mu^2 \sqrt{\kappa t}} = \frac{0,8 \cdot 1,02 \cdot 10^{-12} (12,74 - 9,8) 10^6 \cdot 300 \cdot 15}{1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \sqrt{1,48 \cdot 2 \cdot 0,864 \cdot 10^5}} = 7,12 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} = 615 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Погрешность при определении дебита по приближенной формуле составит

$$\Delta = \frac{Q_{\text{точ}} - Q_{\text{приб}}}{Q_{\text{точ}}} \cdot 100 = \frac{694 - 615}{694} 100 = 11,4\%$$

Практическое занятие №5. Принцип суперпозиции в условиях упругого режима

Суперпозиция в задачах упругого режима

Метод суперпозиции (наложения фильтрационных потоков) широко применяется и в задачах неустановившихся течений при упругом режиме.

Если в пласте действует группа скважин, то понижение давления в какой-либо точке пласта $\Delta p = p_k - p$ определяется сложением понижений давления, создаваемых в этой точке отдельными скважинами

$$\Delta p = \sum_{j=1}^n \Delta p_j = \frac{\mu}{4\pi kh} \sum_{j=1}^n Q_j \left[-Ei \left(-\frac{r_j^2}{4\kappa t} \right) \right] \quad (5.1)$$

где n – число скважин; Q_j – дебит j -той скважины, причем $Q_j > 0$, если скважина эксплуатационная, и $Q_j < 0$, если скважина нагнетательная; r_j – расстояние от центра j -той скважины до точки, в которой определяется понижение давления.

Если скважины начали работать в разное время, то (4. 4) будет иметь вид

$$\Delta p = \frac{\mu}{4\pi kh} \sum_{j=1}^n Q_j \left[-Ei \left(-\frac{r_j^2}{4\kappa t_j} \right) \right]$$

где t_j – время, прошедшее с начала работы j -той скважины.

Методом суперпозиции можно решить задачи, связанные с пуском, остановкой или с изменением темпа добычи скважины. Пусть, например, скважина была пущена в эксплуатацию с постоянным дебитом Q и через промежуток времени T остановлена. Требуется определить давление в любой точке пласта.

Для решения задачи предположим, что скважина продолжает работать с тем же дебитом; тогда к моменту t после остановки понижение давления в

какой-либо точке пласта, вызванное пуском непрерывно работающей скважины, будет равно

$$\Delta p_1 = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left\{ - Ei \left[- \frac{r^2}{4\kappa (T + t)} \right] \right\}$$

Допустим мысленно, что в том же месте, где расположена эксплуатационная скважина, в момент остановки начала работать нагнетательная скважина с тем же дебитом. К моменту t повышение давления в какой-либо точке пласта, вызванное пуском нагнетательной скважины, определится по формуле

$$\Delta p_2 = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left\{ - Ei \left(- \frac{r^2}{4\kappa t} \right) \right\}$$

Результирующее понижение давления Δp запишется в виде:

$$\Delta p = \Delta p_1 - \Delta p_2 = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left\{ - Ei \left[- \frac{r^2}{4\kappa (T + t)} \right] + Ei \left(- \frac{r^2}{4\kappa t} \right) \right\}.$$

Если аргументы функций малы, то можно использовать приближенную формулу и тогда

$$\Delta p = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{(T + t)}{t}$$

Задача

Гидродинамически совершенная скважина, расположенная в центре кругового пласта радиуса $R = 10$ км с горизонтальными и непроницаемыми кровлей и подошвой, до момента остановки работала в течение такого продолжительного периода, что распределение давления в пласте можно принять за установившееся. Дебит скважины до остановки $Q = 120$ м³/сут, динамический коэффициент вязкости $\mu = 2$ сП, коэффициент проницаемости пласта $k = 600$ мД, мощность пласта $h = 10$ м, радиус скважины $r_c = 0,1$ м, коэффициент пьезопроводности пласта $\kappa = 2,5$ м²/с. Найти по методу суперпозиции нарастание давления на забое скважины, принимая $p_k = 14,7$ МПа (150 кгс/см²).

Решение. Установившуюся депрессию $\Delta p_0 = p_k - p_c$, предшествующую остановке скважины, определим по формуле Дюпюи

$$\Delta p'_c = \frac{Q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_c} = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{R_k^2}{r_c^2}$$

По методу суперпозиции считаем, что с момента остановки скважины в той же точке пласта начала работать одновременно с эксплуатационной скважиной нагнетательная скважина, имеющая тот же дебит. При этом

результатирующий дебит равен нулю, а разность давлений

$$p_k - p_c(t) = \Delta p'_c - \Delta p''_c$$

где $\Delta p''_c = p_c(t) - p_{c,y}$ – повышение давления на забое, вызванное работой только нагнетательной скважины, которое определяется формулой

$$\Delta p''_c = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{4\chi t}{r_c^2} - 0,5772 \right).$$

Таким образом,

$$\begin{aligned} p_k - p_c(t) &= \Delta p'_c - \Delta p''_c = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{R_k^2}{r_c^2} - \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{4\chi t}{r_c^2} - 0,5772 \right) = \\ &= \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{R_k^2}{4\chi t} + 0,5772 \right), \end{aligned}$$

откуда

$$\begin{aligned} p_c(t) &= p_k - \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{R_k^2}{4\chi t} + 0,5772 \right) = \\ &= 14,7 - \frac{120 \cdot 2 \cdot 10^{-3}}{0,864 \cdot 10^5 \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 0,6 \cdot 1,02 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \left(2,3 \lg \frac{10^8}{4 \cdot 2,5} + \right. \\ &\left. + 0,5772 - 2,3 \lg t \right) = 14,7 - 0,604 + 0,0831 \lg t = 14,1 + \\ &\quad + 0,0831 \lg t, \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Практическое занятие №6. Приток жидкости к укрупненной нефтяной скважине

Теория укрупненной скважины Ван-Эвердингена и Херста.

Первый вариант.

Допустим залежь – укрупненная скважина радиусом R_3 , эксплуатируется в водоносном бассейне с постоянным во времени расходом воды " q_B ", поступающей в залежь.

Согласно решению Ван-Эвердингена и Херста, изменение во времени давления на контуре укрупненной скважины $P(R_3)$ определяется по следующему уравнению:

$$P(R_3, t) = P_H - \frac{q_B \mu_B}{2\pi kh} \bar{P}(f_0).$$

Здесь:

$$f_0 = \frac{\alpha \cdot t}{R_3^2} - \text{параметр Фурье};$$

h , k и α – толщина и коэффициенты проницаемости и пьезопроводности;

μ_B – динамическая вязкость;

$\bar{P}(f_0)$ – табулируемая функция.

Второй вариант.

Пусть залежь – укрупненная скважина, эксплуатируется с постоянным во времени перепадом давления на водоносный пласт:

$$\Delta P = P_H - P(R_3).$$

Для вычисления суммарного количества воды, которое поступит в залежь к моменту t , Ван-Эвердингом и Херстом получено выражение:

$$Q_B(t) = \frac{9\pi k h R_3^2}{\mu_B \alpha} \cdot \Delta P \cdot \bar{Q}(f_0),$$

где $\bar{Q}(f_0)$ – табулированная функция.

В первом варианте известна динамика вторжения воды в залежь в виде зависимости дебита укрупненной скважины от времени, $q_B(t)$. Необходимо найти давление на контуре укрупненной скважины к моменту t , т.е. $P(R_3, t)$.

Период времени от начала t_0 до t , разбиваем на n отрезков, т.е. $t = n \Delta t$. Для любого i – го отрезка, $1 \leq i \leq n$, известно приращение дебита воды:

$$\Delta q_{Bi} = q_B(t_i) - q_B(t_{i-1}).$$

В начальный момент t_0 полагаем $q_B(t_0) = 0$, тогда:

$$\Delta q_{B1} = q_B(1 \cdot \Delta t)$$

$$\Delta q_{B2} = q_B(2 \cdot \Delta t) - q_B(1 \cdot \Delta t)$$

$$\text{-----}$$

$$q_{Bi} = q_B(i \cdot \Delta t) - q_B[(i-1) \cdot \Delta t]$$

$$\text{-----}$$

$$q_{Bn} = q_B(n \cdot \Delta t) - q_B[(n-1) \cdot \Delta t]$$

Элементарные дебиты Δq_{Bi} рассматриваются как последовательно включающиеся, и далее постоянно действующие на пласт за период $t_n - t_{i-1}$.

Метод суперпозиций дает решение, получающееся в результате суммарного действия всех элементарных дебитов Δq_{Bi} как сумму решений от действия каждого Δq_B а отдельности в период $t_n - t_{i-1}$. Очевидно, что, суммируя все Δq_{Bi} , к моменту t_n получим, что на пласт действует $q_B(n \cdot \Delta t)$, т.е. $q_B(t_n)$, т.к. величина каждого последующего Δq_{Bi} погашает действие предыдущего $\Delta q_{B(i-1)}$. Тогда давление на контуре залежи при $t = t_n$ получается суммированием:

$$P(R_3, t) = P_{нач} - \frac{\mu_B}{2\pi kh} \cdot \times \\ \times [\Delta q_{B1} \cdot \bar{P}(f0_n - f0_0) + \Delta q_{B2} \cdot \bar{P}(f0_n - f0_1) + \dots + \Delta q_{Bn} \cdot \bar{P}(f0_n - f0_{n-1})] \\ f0_i = \frac{\varepsilon \cdot t_i}{R_3^2}.$$

Вариант 2.

Допустим, во втором варианте известно изменение давления на контуре укрупненной скважины, $P(R_3, t)$, необходимо определить приток воды в залежь к моменту времени t , т.е. $Q_B(t)$.

Интервал времени разбивается на n отрезков Δt , т.е. $t = n \Delta t$. Для любого i – го отрезка, $1 \leq i \leq n$, известно падение давления на контуре укрупненной скважины:

$$\Delta P_i = P[(i-1) \cdot \Delta t] - P(i \cdot \Delta t). \\ \Delta P_1 = P_{нач} - P(1 \cdot \Delta t) \\ \Delta P_2 = P(1 \cdot \Delta t) - P(2 \cdot \Delta t) \\ \text{-----} \\ \Delta P_{n-1} = P[(n-2) \cdot \Delta t] - P[(n-1) \cdot \Delta t] \\ \Delta P_n = P[(n-1) \cdot \Delta t] - P(n \cdot \Delta t)$$

Здесь $P_{нач}$ – давление в начальный момент времени t_0 .

Согласно принципу суперпозиций общий приток воды в залежь складывается из суммы решений, полученных от действия на водоносный пласт каждого перепада $\Delta P_i = P[(i-1) \cdot \Delta t] - P(i \cdot \Delta t)$ как постоянного, начиная со времени $t_{i-1} = (i-1) \cdot \Delta t$.

Тогда общий приток воды складывается из суммы притоков от каждого постоянного перепада ΔP_i в соответствии с периодом действия этого перепада к моменту t , начиная с t_{i-1} :

$$Q_B^{(1)}(t_n) = \frac{2\pi kh R_3^2}{\mu_B \cdot \varepsilon} \cdot \Delta P_1 \cdot \bar{Q}(f0_n - f0_0) \\ Q_B^{(2)}(t_n) = \frac{2\pi kh R_3^2}{\mu_B \cdot \varepsilon} \cdot \Delta P_2 \cdot \bar{Q}(f0_n - f0_1) \\ \text{-----} \\ Q_B^{(n)}(t_n) = \frac{2\pi kh R_3^2}{\mu_B \cdot \varepsilon} \cdot \Delta P_n \cdot \bar{Q}(f0_{n-1} - f0_n)$$

Общий приток воды за период $t_n - t_0$ в результате последовательного снижения давления от P_n до P_n получается суммированием:

$$Q_B(t_n) = \frac{2\pi khR_3^2}{\mu_B \cdot \varpi} \times$$

$$\times [\Delta P_1 \cdot \bar{Q}(f0_n - f0_0) + \Delta P_2 \cdot \bar{Q}(f0_n - f0_1) + \dots + \Delta P_n \cdot \bar{Q}(f0_{n-1} - f0_n)]$$

Для расчета показателей разработки нефтяного пласта методом материального баланса составляется система из уравнения материального баланса для залежи нефти, эксплуатируемой в водоносном пласте, и формулы притока воды. При этом давление на контуре скважины уравнивается с средним давлением в залежи.

$$\frac{dP}{dt} = -\frac{q_H - q_B}{\beta^*V}$$

или в интегральной форме:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_H - P(t) = -\frac{Q_H(t) - Q_B(t)}{\beta^*V} \\ Q_B(t_n) = \frac{2\pi khR_3^2}{\mu_B \cdot \varpi} \times \\ \times [\Delta P_1 \cdot \bar{Q}(f0_n - f0_0) + \Delta P_2 \cdot \bar{Q}(f0_n - f0_1) + \dots + \Delta P_n \cdot \bar{Q}(f0_{n-1} - f0_n)] \end{array} \right.$$

Система решается по шагам $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_n$ относительно неизвестных $P(t), Q_B(t)$ при условии, что на предыдущих шагах времени известны

$P(t_1), \dots, P(t_{n-1}), Q_B(t_1), \dots, Q_B(t_{n-1})$, а также известно на начало: $P(t_0) = P_{нач}$, $Q_B(t_0) = 0$, где

$t = t_n$.

Подставляя $Q_B(t)$ в первое уравнение системы, получим линейное уравнение относительно $P(t)$.

Значение функции $\bar{P}(f0)$ для бесконечного по протяженности водоносного пласта.

$f0 \dots \dots \dots$	0,01	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,4
$\bar{P}(f0) \dots \dots \dots$	0,112	0,229	0,315	0,376	0,424	0,496	0,503	0,504
$f0 \dots \dots \dots$	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,5	2
$\bar{P}(f0) \dots \dots \dots$	0,616	0,659	0,702	0,735	0,772	0,802	0,927	1,020
$f0 \dots \dots \dots$	2,5	3	4	5	6	7	8	9
$\bar{P}(f0) \dots \dots \dots$	1,101	1,169	1,275	1,362	1,436	1,500	1,556	1,604
$f0 \dots \dots \dots$	10	15	20	25	30	40	50	60
$\bar{P}(f0) \dots \dots \dots$	1,651	1,829	1,96	2,067	2,147	2,282	2,388	2,476
$f0 \dots \dots \dots$	70	80	90	100	150	200	250	300
$\bar{P}(f0) \dots \dots \dots$	2,550	2,615	2,672	2,733	2,921	3,064	3,173	3,263
$f0 \dots \dots \dots$	400	500	600	700	800	900	1000	
$\bar{P}(f0) \dots \dots \dots$	3,406	3,516	3,608	3,684	3,75	3,809	3,860	

Значения функции $\bar{Q} = \bar{Q}(f_0)$ для бесконечного по протяженности водоносного пласта.

f_0	$1 \cdot 10^{-2}$	$1 \cdot 10^{-1}$	$2 \cdot 10^{-1}$	$3 \cdot 10^{-1}$
$\bar{Q}(f_0)$	0,112	0,404	0,606	0,758
f_0	$5 \cdot 10^{-1}$	1	2	3
$\bar{Q}(f_0)$	1,020	1,570	2,442	3,209
f_0	5	7	10	20
$\bar{Q}(f_0)$	4,541	5,749	7,417	12,29
f_0	30	50	70	100
$\bar{Q}(f_0)$	16,81	24,82	32,28	43,01
f_0	200	300	500	600
$\bar{Q}(f_0)$	75,86	105,8	162,4	189,7
f_0	700	10^3	$2 \cdot 10^3$	$3 \cdot 10^3$
$\bar{Q}(f_0)$	216	293,1	532	759
f_0	$5 \cdot 10^3$	$7 \cdot 10^3$	$1 \cdot 10^4$	$2 \cdot 10^4$
$\bar{Q}(f_0)$	$1,19 \cdot 10^3$	$1,60 \cdot 10^3$	$2,19 \cdot 10^3$	$4,08 \cdot 10^3$
f_0	$3 \cdot 10^4$	$5 \cdot 10^4$	$7 \cdot 10^4$	10^5
$\bar{Q}(f_0)$	$5,89 \cdot 10^3$	$9,34 \cdot 10^3$	$1,27 \cdot 10^4$	$1,76 \cdot 10^4$
f_0	$2 \cdot 10^5$	$3 \cdot 10^5$	$5 \cdot 10^5$	$7 \cdot 10^5$
$\bar{Q}(f_0)$	$3,31 \cdot 10^4$	$4,82 \cdot 10^4$	$7,69 \cdot 10^4$	$1,03 \cdot 10^5$
f_0	10^6	$\cdot 10^6$	$\cdot 10^6$	$\cdot 10^6$
$\bar{Q}(f_0)$	$1,46 \cdot 10^5$	$2,78 \cdot 10^5$	$4,06 \cdot 10^5$	$6,54 \cdot 10^5$
f_0	$6 \cdot 10^6$	$7 \cdot 10^6$	10^7	$2 \cdot 10^7$
$\bar{Q}(f_0)$	$7,76 \cdot 10^5$	$8,96 \cdot 10^5$	$1,25 \cdot 10^6$	$2,39 \cdot 10^6$
f_0	$3 \cdot 10^7$	$5 \cdot 10^7$	$7 \cdot 10^7$	10^8
$\bar{Q}(f_0)$	$3,52 \cdot 10^6$	$5,69 \cdot 10^6$	$7,82 \cdot 10^6$	$1,09 \cdot 10^7$
f_0	$3 \cdot 10^8$	$5 \cdot 10^8$	10^9	$3 \cdot 10^9$
$\bar{Q}(f_0)$	$3,1 \cdot 10^7$	$5,03 \cdot 10^7$	$9,72 \cdot 10^7$	$2,77 \cdot 10^8$
f_0	$5 \cdot 10^9$	10^{10}	$5 \cdot 10^{10}$	10^{11}
$\bar{Q}(f_0)$	$4,51 \cdot 10^8$	$8,75 \cdot 10^8$	$4,09 \cdot 10^9$	$7,95 \cdot 10^9$
f_0	$5 \cdot 10^{11}$	10^{12}	$2 \cdot 10^{12}$	
$\bar{Q}(f_0)$	$3,75 \cdot 10^{10}$	$7,28 \cdot 10^{10}$	$1,42 \cdot 10^{11}$	

Задание. Рассчитать показатели разработки нефтяной залежи, используя теорию укрупненной скважины Ван-Эвердингена и Херста.

Практическое занятие №7. Приток жидкости к укрупненной газовой скважине

Расчёт притока жидкости (в частности, воды) к укрупненной газовой скважине является одной из компонент при определении показателей разработки газовой залежи при водонапорном режиме.

Уравнение материального баланса для расчета показателей разработки при водонапорном режиме имеют вид:

$$\frac{P_t}{Z_t} = \frac{\frac{P_H}{Z_H} \Omega_H \alpha_H \left(1 - \frac{Q_{\text{доб.т}}}{Q_{\text{зап}}}\right)}{\Omega_H \alpha_H - Q_{\text{в.т}}} \quad (7.1)$$

где начальный поровый объем определяется по уравнению:

$$\Omega_H = F \cdot h \cdot m = \frac{\pi \cdot R_3^2 \cdot 10^6 \cdot h \cdot m}{10^9} = Q_{\text{зап}} \frac{Z_H P_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{P_H T_{\text{ст}} \alpha_H} \quad (7.2)$$

Как следует из вышеприведенного уравнения для расчета изменения среднего пластового давления необходимо знать объем вторгшейся воды $Q_{\text{в.т}}$. С этой целью газовая залежь аппроксимируется укрупненной скважиной радиусом R_3 , дренирующей однородный водоносный пласт с постоянным по времени дебитом $q_{\text{в}}$. Тогда количество вторгшейся воды может быть определено по методике Ван-Эвердингена и Херста:

$$Q_{\text{в.т}} = \frac{2\pi k_{\text{в}} h R_3^2}{\mu_{\text{в}} \chi 10^6} \sum_{j=0}^{t-1} [\Delta P_j \cdot \bar{Q}(fo_{t-j})] \quad (7.3)$$

где $Q_{\text{в.т}}$ – объем вторгшейся в залежь воды на момент времени t , млрд.м³; $k_{\text{в}}$ – проницаемость в водоносной части пласта, Дарси; h – толщина водоносного пласта, м; R_3 – радиус газовой залежи, км; χ – коэффициент пьезопроводности пласта, м²/с; ΔP_j – изменение пластового давления в j -ый интервал времени, МПа; $\bar{Q}(fo)$ – безразмерный дебит воды; $\mu_{\text{в}}$ – вязкость воды, мПа·с;

$$fo_t = \frac{31,5576\chi t}{R_3^2} \quad (7.4)$$

– параметр Фурье, t – время разработки, годы;

Обозначим через

$$C_3 = \frac{2\pi k_{\text{в}} h R_3^2}{\mu_{\text{в}} \chi 10^6} \quad (7.5)$$

тогда на момент времени t :

$$Q_{\text{в.т}} = C_3 \left[\Delta P_0 \cdot \bar{Q}(fo_t) + \Delta P_1 \cdot \bar{Q}(fo_{t-1}) + \Delta P_2 \cdot \bar{Q}(fo_{t-2}) + \dots + \Delta P_{t-1} \cdot \bar{Q}(fo_1) \right] \quad (7.6)$$

$$fo_{t-1} = \frac{31,5576\chi(t-1)}{R_3^2}; \quad fo_{t-2} = \frac{31,5576\chi(t-2)}{R_3^2}; \quad fo_1 = \frac{31,5576\chi \cdot 1}{R_3^2} \quad (7.7)$$

Расчет изменения пластового давления по интервалам разработки производится по следующим формулам:

$$\Delta P_0 = \frac{P_n - P_1}{2}; \Delta P_1 = \frac{P_n - P_2}{2}; \Delta P_2 = \frac{P_1 - P_3}{2}; \Delta P_j = \frac{P_{j-1} - P_{j+1}}{2} \quad (7.8)$$

Пусть пластовое давление изменяется так, как показано на рисунке 7. 1.

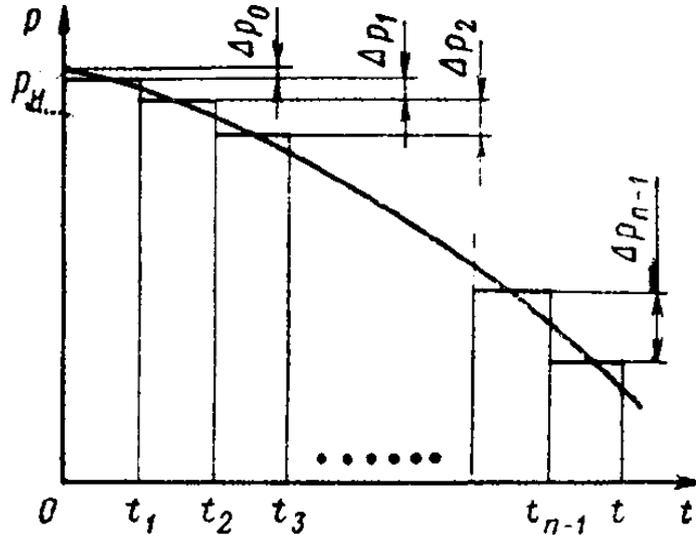


Рисунок 7.1

Тогда вместо фактического изменения давления по кривой можно приближенно принять, что давление изменяется ступенчато, при этом в качестве значения давления на интервале $[0, t_1]$ возьмём среднее значение между $p(0)$ и $p(t_1)$, в качестве значения давления на интервале $[t_1, t_2]$ возьмём среднее значение между $p(t_1)$ и $p(t_2)$ и т.д. (см. рис.1). Разницу между полученными средними давлениями на соседних временных интервалах обозначим через $\Delta p_0, \Delta p_1, \Delta p_2, \dots, \Delta p_{n-1}$.

По годам разработки имеем:

$$Q_{в.1} = C_3 \left[\Delta P_0 \cdot \bar{Q}(fo_1) \right]$$

$$Q_{в.2} = C_3 \left[\Delta P_0 \cdot \bar{Q}(fo_2) + \Delta P_1 \cdot \bar{Q}(fo_{2-1}) \right]$$

$$Q_{в.3} = C_3 \left[\Delta P_0 \cdot \bar{Q}(fo_3) + \Delta P_1 \cdot \bar{Q}(fo_{3-1}) + \Delta P_2 \cdot \bar{Q}(fo_{3-2}) \right]$$

$$Q_{в.4} = C_3 \left[\Delta P_0 \cdot \bar{Q}(fo_4) + \Delta P_1 \cdot \bar{Q}(fo_{4-1}) + \Delta P_2 \cdot \bar{Q}(fo_{4-2}) + \Delta P_3 \cdot \bar{Q}(fo_{4-3}) \right]$$

(7.9)

и так далее.

Расчет ведется методом последовательных приближений. В первом приближении принимается изменение пластового давления при газовом режиме, определяется количество вторгшейся воды по годам разработки. Определяют изменение пластового давления во втором приближении с учетом вторгшейся воды. Вновь определяют изменение пластового давления в третьем приближении и т.д. пока разница значений последних приближений не будет отличаться на пренебрежимо малую величину.

Величину безразмерного дебита воды можно определить по таблицам, приведенным в практическом занятии 6.

Если соотношение длины и ширины залежи меньше чем 3:1, то залежь можно рассматривать, как круговую и средний радиус залежи можно определить по площади залежи:

$$F = \pi R_3^2 \quad (7.11)$$

По запасам газа при принятых средневзвешенных по объему порового пространства параметрах, в частности: пористости, газонасыщенности и эффективной толщины пласта можно определить средний радиус залежи:

$$R_3 = 10^{-3} \sqrt{\frac{Q_{\text{зап}} \cdot 10^9 \cdot Z_{\text{н}} \cdot P_{\text{ат}} \cdot T_{\text{пл}}}{\pi h m \alpha_{\text{н}} \cdot P_{\text{н}} \cdot T_{\text{ст}}}}. \quad (7.13)$$

Задание. Рассчитать показатели разработки газовой залежи, используя теорию укрупненной скважины Ван-Эвердингена и Херста.

Практическое занятие №8. Гидродинамические исследования нефтяных скважин

Цели гидродинамических методов исследования скважин

Основная цель исследования залежей и скважин — получение информации о них для подсчета запасов нефти и газа, проектирования, анализа, регулирования разработки залежей и эксплуатации скважин.

Гидродинамические параметры пластов и скважин

Для решения многих практических задач, связанных с проектированием и разработкой НГМ, а также с установлением режимов эксплуатации отдельных скважин, необходимо определить параметры, характеризующие гидродинамические свойства скважин и пластов: продуктивность скважин, гидропроводность пласта, пьезопроводность пласта, коэффициент гидродинамического совершенства скважины.

1) коэффициент продуктивности добывающей скважины – отношение ее дебита Q к перепаду между пластовым и забойным давлением, соответствующими этому дебиту – показывает на сколько может измениться дебит скважины при изменении депрессии на пласт на единицу.

$$K = \frac{Q}{(P_{\text{пл}} - P_{\text{с}})}, \quad (8.1)$$

Размерности $[K] = \frac{m^3}{\text{сут} \cdot \text{МПа}}; \quad \frac{m}{\text{сут} \cdot \text{МПа}}; \quad \frac{m^3}{\text{сут} \cdot \text{кгс}/\text{см}^2};$

$$\frac{m}{\text{сут} \cdot \text{кгс}/\text{см}^2}$$

Из формулы Дюпюи коэффициент продуктивности может быть

определен как

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (8.2)$$

Для нагнетательной скважины определяют аналогичный коэффициент – коэффициент приемистости нагнетательной скважины:

$$K' = -\frac{Q_v}{(P_{пл} - P_c)}; \quad (8.3)$$

Q_v – расход воды, закачиваемой в данную скважину.

2) коэффициент гидропроводности пласта

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu}; \quad [\varepsilon] = \frac{мкм^2 \cdot м}{мПа \cdot с}; \quad \frac{Д \cdot м}{мПа \cdot с} \quad (8.4)$$

K и ε связаны между собой.

$$K = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (8.5)$$

подвижность жидкости в пласте k/μ

Определение данного параметра необходимо в случае исследования притока к скважинам нефтей, обладающих структурно-механическими свойствами (аномально- и сверханомально-вязкие нефти)

$$\left[\frac{k}{\mu}\right] = \frac{мкм^2}{мПа \cdot с}; \quad \frac{Д}{мПа \cdot с} \quad (8.6)$$

Коэффициент проницаемости пласта k – важнейшая гидродинамическая характеристика пористой среды – характеризует суммарную площадь сечения поровых каналов, по которым идет процесс фильтрации, на единичной площади фильтрации.

$[k]=м^2, мкм^2, Д, мД. 1Д=1000мД=1,02мкм^2=1,02 \cdot 10^{-12} м^2.$

Мы будем рассматривать исследования скважин при установившихся режимах работы

Теоретические основы проведения и интерпретации результатов исследования скважин на установившихся режимах эксплуатации

Метод начали использовать с 1930 года.

Цель исследования – определение режима фильтрации нефти (газа) в ПЗП, определение гидропроводности, продуктивности, проницаемости ПЗП.

Задачи исследований: исследовать скважину на установившихся режимах – это найти зависимость между:

дебитом скважины и забойным давлением $Q=f(P_{заб})$,

дебитом скважины и депрессией на пласт $Q=f(P_{пл}-P_{заб})$.

Графическое изображение этих зависимостей называется *индикаторными линиями*.

Особенности исследований – дебит скважины (фильтрация жидкости в пласте) определяется перепадом давления (депрессией на пласт), который

имеет место между давлением на контуре питания ($P_{пл}$) и на забое скважины ($P_{заб}$). Распределение давления по пласту от скважины к контуру питания имеет вид логарифмической зависимости (рис 8.1). Вращение этой линии вокруг оси скважины образует *воронку депрессии*.

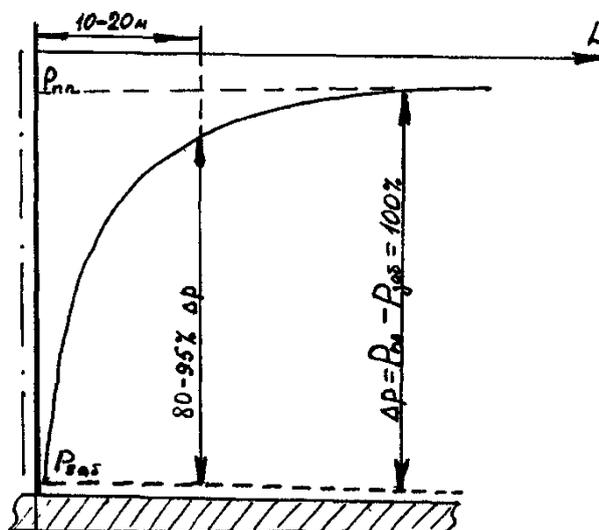


Рисунок 8.1 – График распределения давления по пласту от скважины к контуру питания

Из рис.8.1. видно, что основной перепад давления (80%-95%) тратится на преодоление сил трения на расстоянии до $10-20$ м от скважины.

Таким образом, проводя исследования на установившихся режимах, мы определим *параметры пласта в призабойной зоне скважины (ПЗС)*.

Данный вид исследования скважин основан на трех допущениях:

1 допущение – метод основан на допущении, что скважину можно окружить коаксильной цилиндрической поверхностью некоторого радиуса R_k , на котором в период исследований сохраняется постоянное давление $P_{пл}$. Для нефтяного пласта за контур питания скважины обычно принимаем окружность со средним радиусом, равным половине расстояния до соседних скважин.

2 допущение – возмущения, произведенные в скважине не передаются за пределы этой зоны.

3 допущение – режим эксплуатации скважины считается установившимся, если дебит и забойное давление с течением времени практически не изменяются.

Время перехода с одного режима на другой режим называется *периодом стабилизации*.

Период стабилизации может определяться минутами, часами, сутками и зависит от многих факторов. Период стабилизации рекомендуют определять по формуле:

$$T_{стаб} = (0,12-0,15) \frac{R_k^2}{\chi}, \quad (8.1)$$

где R_k – радиус контура питания;
 α – пьезопроводность пласта, $\text{см}^2/\text{с}$.

При прочих равных условиях $T_{\text{стаб}}$ меньше при фильтрации в пласте однофазной жидкости и больше при фильтрации газированной жидкости.

Таким образом, для одиночной скважины с круговым контуром питания для радиального притока жидкости к скважине справедлива формула Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (8.2)$$

где Q – дебит скважины, $\text{см}^3/\text{с}$;
 k – проницаемость продуктивного пласта, мкм^2 ;
 $P_{\text{пл}}$, $P_{\text{заб}}$ – пластовое и забойное давление, $\text{кгс}/\text{см}^2$;
 h – толщина пласта, см ;
 μ – вязкость жидкости, $\text{мПа}\cdot\text{с}$;
 R_k – радиус контура питания, м ;
 r_c – радиус скважины, м .

Теоретической основой проведения данного вида исследования скважин является уравнение притока:

$$Q = K(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}), \quad (8.3)$$

где K – коэффициент продуктивности

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} = \frac{Q}{(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})} \quad (8.4)$$

Последовательность проведения исследований

1. Устанавливают несколько режимов работы скважины (обычно не менее 4 режимов – для построения индикаторной диаграммы и качественной интерпретации графика).

Как правило это достигается принудительным изменением дебита скважины и для каждого дебита определяют $P_{\text{заб}}$ (ΔP).

Для газовых скважин – это установление штуцеров различного диаметра на устье скважины.

Для нефтяных скважин:

а) установление штуцеров на устье скважины в выкидной линии при фонтанном и артезианском способе эксплуатации.

б) изменение режима работы погружных насосов при механизированном способе эксплуатации.

Изменение режима эксплуатации **ШСНУ** можно достигнуть:

изменением длины хода полированного штока (**l**);

изменением числа качаний балансира (**n**);

одновременным изменением длины хода штока и числа качаний.

Если этими способами не удастся изменить дебит (что возможно в случаях, когда при всех комбинациях **l** и **n** теоретическая подача насоса превышает приток жидкости из пласта) прибегают изменению глубины

подвески насоса. В этих случаях на всех режимах $H_{\text{дин}}$ жидкости как правило, остается на приеме насоса и $P_{\text{заб}}$ определяется по гидростатической формуле:

$$P_{\text{заб}} = \rho g (H - H_{\text{дин}}) \quad (8.5)$$

1

На скважинах, **оборудованных ЭЦН** изменение режима эксплуатации производится чаще всего уменьшением или увеличением устьевого противодавления путем смены штуцера или прикрытием задвижки на выходе.

На большинстве месторождений (объектов), разрабатываемых при $P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}}$, скважины эксплуатируются на каждом режиме 1...5 суток. Дебит и давление измеряют в конце периода установления. После этого скважину переводят на новый режим.

Режим эксплуатации **нагнетательных скважин** изменяют с помощью регулирующих устройств на насосной станции, а забойное давление определяют по манометру, установленному на устье.

2. Замеряют необходимые значения параметров.

При исследовании замеряют:

- а) дебит нефти (газа);
- б) пластовое давление;
- в) забойное давление;
- г) количество выносимого песка;
- д) количество выносимой воды;
- е) газовый фактор продукции скважины.

В зависимости от конкретных условий программа измерений может быть сокращена. Так, если при всех режимах эксплуатации $P_{\text{заб}i} > P_{\text{нас}}$, то газовый фактор можно определить только на одном режиме цикла или воспользоваться данными предшествующих исследований. В тех случаях, когда имеется полная уверенность, что индикаторная диаграмма по скважине должна быть прямолинейной (однородный пласт, однофазная фильтрация, ламинарный режим фильтрации), достаточно ограничиться изменением дебита, обводненности, $P_{\text{заб}}$ и $\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}$ только на одном режиме.

Дебит нефти на устье скважины измеряют объемным методом $Q = V/t$ путем подачи нефти в специальные измерительные емкости или на «Спутники». Нефть подается только в закрытые сборные пункты.

На стадиях разведки и освоения нефтегазовых месторождений дебит жидкости каждой скважины часто определяют с помощью мерников – открытых емкостей – вертикальные или горизонтальные сосуды (цистерны, прямоугольные сосуды). Продукция скважины направляется в мерник на определенный промежуток времени, который зависит от его вместимости и производительности (дебита) скважины.

Объемный дебит определяют по формуле:

$$Q = \frac{F(h_2 - h_1)}{t}; \quad (8.6)$$

где F-средняя по высоте мерника площадь;

h_2-h_1 - высота взлива (определяется мерной лентой, метр-штоком, поплавковым устройством и др.);

t- время измерения, час.

Для каждой емкости составляются калибровочные таблицы или графики ($V=f(h)$). Дебит обводненных скважин определяется по известной обводненности продукции скважин (n_b), которую определяют на основании лабораторных исследований проб жидкости, отбираемых в бутылки из пробных кранов на выкидных линиях скважин.

Тогда дебиты:

$$Q_n = \frac{Q_{ж}(100 - n_b)}{100}, \quad Q = \frac{Q_{ж} \cdot n_b}{100}, \quad m^3 / ч \text{ или } m^3 / сут \quad (8.7)$$

Для определения Q в т/сут объемные дебиты умножаем на плотность нефти и воды.

По результатам исследований заполняют таблицу

Таблица 8.1

Результаты исследования скважины

Режим	$P_{пл}$	$P_{забi}$	$\Delta P_i = P_{пл} - P_{заб}$	Q_i	$K_i = \frac{Q_i}{\Delta P_i}$
1	$P_{пл}$	$P_{заб1}$	ΔP_1	Q_1	K_1
2	$P_{пл}$	$P_{заб2}$	ΔP_2	Q_2	K_2
3	$P_{пл}$	$P_{заб3}$	ΔP_3	Q_3	K_3
4	$P_{пл}$	$P_{заб4}$	ΔP_4	Q_4	K_4

По результатам исследований строят графики зависимости дебита скважины от забойного давления $P_{заб}$ или от депрессии ($P_{пл} - P_{заб}$), называемые **индикаторными диаграммами (ИД)**.

Индикаторные диаграммы (ИД) добывающих скважин располагаются **ниже** оси абсцисс, а водонагнетательных - **выше** этой оси.

Обе индикаторные диаграммы ($Q = f(P_{заб})$ и $Q = f(\Delta P)$) строят в тех случаях, когда скважины эксплуатируются при сравнительно больших депрессиях (более 0,5...1,0 МПа). Ошибки измерений при этом обычно не приводят к большому разбросу точек при построении ИД в координатах $Q = f(P_{заб})$ (тем более для $Q = f(\Delta P)$).

При малых депрессиях (порядка 0,2...0,3 МПа) разброс точек может быть настолько большим, что индикаторную диаграмму в координатах $Q = f(P_{заб})$ построить не удастся. В этих случаях на каждом режиме следует измерять и $P_{заб}$, и $P_{пл}$, а индикаторную диаграмму строить в координатах $Q = f(\Delta P)$. Депрессия, определяемая на каждом режиме, имеет меньшую относительную ошибку, чем $P_{заб}$, т.к. при измерениях за один спуск прибора абсолютные ошибки $P_{пл}$ и $P_{заб}$ примерно одинаковы и поэтому на разность

$\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$ почти не влияют. Либо используют не глубинные манометры, а глубинные дифференциальные манометры.

Если процесс фильтрации жидкости в пласте подчиняется линейному закону, т. е. индикаторная линия имеет вид прямой, зависимость дебита гидродинамически совершенной скважины от депрессии на забое описывается формулой Дюпюи

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{заб})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (8.8)$$

где Q — объемный дебит скважины в пластовых условиях; $P_{пл}$ — среднее давление на круговом контуре радиуса R_k .

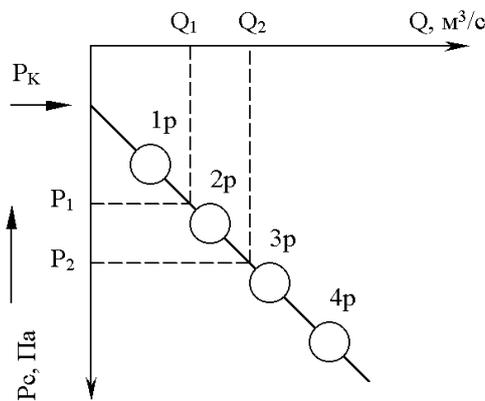


Рис. 8.2. Индикаторная диаграмма $Q=f(P_{заб})$

Считается, что давление на забое через некоторое время после остановки скважины становится примерно равным среднему пластовому давлению, установившемуся на круговом контуре с радиусом, равным половине среднего расстояния между исследуемой скважиной и соседними, ее окружающими.

Индикаторная диаграмма $Q=f(P_{заб})$ предназначена для оценки величины пластового давления, которое можно определить путем продолжения индикаторной линии до пересечения с осью ординат (Рис. 8.2). Это соответствует нулевому дебиту, т. е. скважина не работает и $P_{заб} \rightarrow P_{пл} = P_K$.

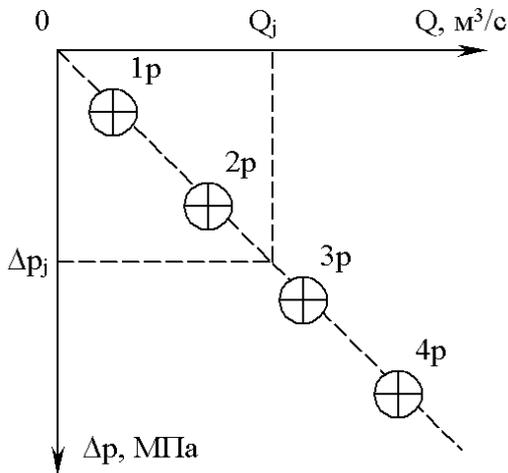


Рис. 8.3
Индикаторная диаграмма $Q = f(\Delta P)$
численно равен тангенсу угла наклона индикаторной линии к оси дебитов

Индикаторная диаграмма $Q=f(\Delta P)$ строится для определения **коэффициента продуктивности скважин K** .

$$K = \frac{Q_1 - Q_2}{\Delta P_1 - \Delta P_2} \quad (8.9)$$

В пределах справедливости линейного закона фильтрации жидкости, т. е. при линейной зависимости $Q=f(\Delta P)$, коэффициент продуктивности является величиной постоянной и

(оси абсцисс). По коэффициенту продуктивности скважин, определенному методом установившихся отборов, можно вычислить также другие параметры пласта.

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (8.10)$$

Откуда коэффициент гидропроводности

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{K \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi} \quad (8.11)$$

И проницаемость пласта в призабойной зоне

$$k = \frac{K \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}{2 \cdot \pi \cdot h} \quad (8.12)$$

Приведенные выше формулы справедливы для случая исследования гидродинамически совершенной скважины (вскрывшей пласт на всю его толщину и имеющей открыты забой) и измеряемые величины (дебит, динамическая вязкость и др.) приведены к пластовым условиям.

В случае измерения дебитов гидродинамически несовершенной скважины в поверхностных условиях необходимо это учесть следующим образом.

По коэффициенту продуктивности определяются гидропроводность и проницаемость пласта в зоне, примыкающей к скважине:

$$\frac{kh}{\mu_n} = \frac{\eta \omega_n}{2\pi \rho_n^{\text{дег}}} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c \right); \quad (8.13)$$

$$k = \frac{\eta \mu_n \omega_n}{2\pi h \rho_n^{\text{дег}}} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c \right). \quad (8.14)$$

где $\omega_n, \rho_n^{\text{дег}}$ - объемный коэффициент и плотность дегазированной нефти;

R_k - радиус контура питания r_c - радиус скважины по долоту;

h - эффективная толщина вскрытого скважиной пласта;

c - дополнительное фильтрационное сопротивление притоку жидкости к скважине, вызванное ее несовершенством (по степени или по характеру вскрытия).

Для смешанного несовершенства величина c выражается суммой $c=c_1+c_2$, каждая из составляющих которой может быть определена по

кривым В. И. Щурова, исходя из степени вскрытия пласта $\left(\bar{h} = \frac{b}{h} \right)$, плотности перфорации и диаметра скважины (nD), диаметра отверстий в колонне

$\left(\alpha = \frac{d_0}{D}\right)$ и глубины каналов в пласте при перфорации $\left(l = \frac{l_k}{D}\right)$.

Реальные индикаторные диаграммы не всегда получаются прямолинейными (Рис 8.4). Искривление индикаторной диаграммы характеризует характер фильтрации жидкости в призабойной зоне пласта.

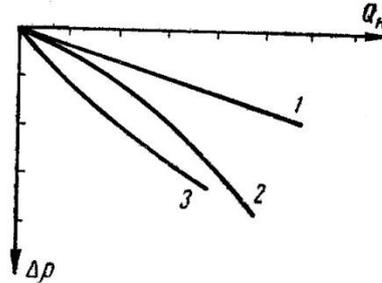


Рис. 8.4. Индикаторные кривые при фильтрации по пласту однофазной жидкости:

1 — установившаяся фильтрация по линейному закону Дарси; 2 — неустановившаяся фильтрация или фильтрация с нарушением линейного закона Дарси при больших Q ; 3 — нелинейный закон фильтрации.

Искривление индикаторной линии в сторону оси ΔP (рис. 8.4, кривая 2) означает увеличение фильтрационных сопротивлений по сравнению со случаем фильтрации по закону Дарси. Это объясняется тремя причинами:

1. Превышение скорости фильтрации в ПЗП критических скоростей при которых линейный закон Дарси нарушается ($V > V_{кр}$)

2. Образованием вокруг скважины области двухфазной (нефть+газ) фильтрации при $P_{заб} < P_{нас}$. Чем меньше $P_{заб}$, тем больше радиус этой области.

3. Изменения проницаемости и раскрытости микротрещин в породе при изменении внутрислоевого давления вследствие изменения $P_{заб}$.

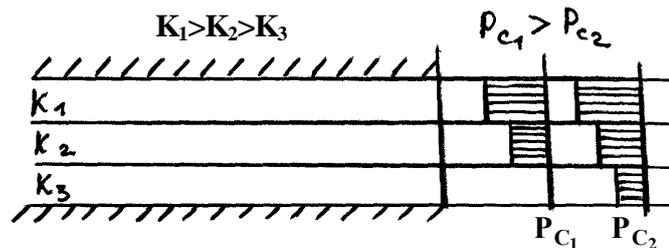
Искривление ИД в сторону оси Q (рис. 8.4, кривая 3) объясняется двумя причинами:

1) некачественные измерения при проведении исследований;

2) одновременным вступлением в работу отдельных прослоев или пропластков.

Продуктивные пласты, как правило, неоднородны.

Глубинные дебитограммы для них:



Площадь заштрихованного прямоугольника прямо пропорциональна дебиту каждого пропластка. С уменьшением $P_{заб}$ (т.е. с ростом $\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$) растет работающая толщина пласта ($h_{эф}$), откуда по формуле Дюпюи растет

Q (рис 8.5, кривая 3). Ошибка в определении пластового давления может привести к искривлению начального участка индикаторной диаграммы, построенной в координатах $Q=f(\Delta P)$.

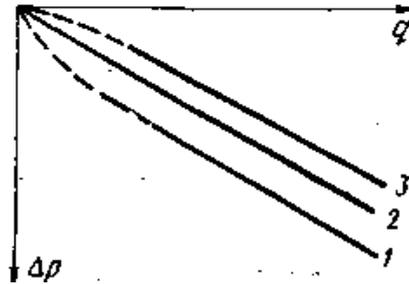


Рис. 8.5. Индикаторная диаграмма: 2 – замеренное пластовое давление соответствует фактическому; 1, 3 – замеренное пластовое давление соответственно завышено и занижено против фактического.

Очевидно, если замеренное пластовое давление окажется выше фактического, то построенная индикаторная диаграмма (рис. 8.5, кривая 1) будет располагаться ниже фактической. При этом фактические точки будут располагаться параллельно, но выше построенных по замеренным значениям. Экстраполяция в начало координат создает видимость искривления индикаторной кривой к оси депрессии.

Если замеренное пластовое давление окажется ниже фактического, то индикаторная диаграмма в своем начальном участке при экстраполяции его в начало координат может стать выпуклой к оси дебитов (рис. 8.5, кривая 3). Это может привести исследователя к выводу, что вся кривая имеет выпуклый к оси дебитов вид.

Для случая искривления индикаторной линии в сторону оси депрессий (рис. 8.6, а) **при нарушении линейного закона фильтрации** скорость фильтрации вблизи перфорационных отверстий становится настолько большой, что числа Рейнольдса превышают критические. Уравнение индикаторной линии записывают в виде:

$$P_{пл} - P_{заб} = a \cdot Q + b \cdot Q^2, \quad (8.15)$$

а саму индикаторную диаграмму индикаторную линию для ее спрямления изображают в координатах

$$\frac{\Delta P}{Q} = f(Q) \quad \frac{\Delta P}{Q} = a + b \cdot Q \quad (8.16)$$

где a и b – постоянные численные коэффициенты.

Получим индикаторную прямую в координатах $\Delta p/Q=f(Q)$ отсекающую на оси ординат отрезок, равный a , с тангенсом угла наклона к оси Q , равным b (рис. 8.6, б). В этом случае коэффициент продуктивности K является величиной переменной, зависящей от дебита скважины.

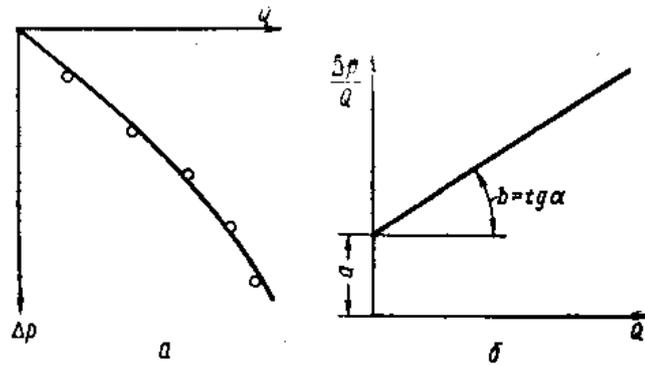


Рис. 8.6 Индикаторная диаграмма при нелинейном законе фильтрации:
 а - ИД в координатах $\Delta p - Q$; б - ИД в координатах $\Delta p/Q - Q$.

Отрезок a , отсекаемый на оси ординат может быть выражен как

$$a = \frac{\mu_n}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{cnp}}, \quad (8.17)$$

где $r_{cnp} = r_c \cdot e^{-(c_1+c_2)}$, (c_1 и c_2 – фильтрационные сопротивления, обусловленные несовершенством скважины по степени и характеру вскрытия).

По отрезку a , отсекаемому на оси $\Delta p/Q$, находятся гидропроводность и проницаемость пласта

$$\frac{kh}{\mu_n} = \frac{\left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c \right) \omega_n}{2\pi \alpha \rho_n^{\partial e z}}; \quad (8.18)$$

$$k = \frac{\mu_n \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c \right) \omega_n}{2\pi \alpha h \rho_n^{\partial e z}} \quad (8.19)$$

Коэффициент b зависит от конструкции забоя скважины. В работе /37/ даны формулы определения коэффициента b для разных условий вскрытия скважинной пласта и разной конструкции забоя.

Совершенная скважина:

$$b = \frac{120}{m} \cdot \left(\frac{d_{эф}}{\sqrt{k}} \right)^2 \frac{r_c}{\sqrt{k}} \cdot \frac{\gamma}{f^2}, \quad (8.20)$$

где $d_{эф}$ - эффективный диаметр песчинок;

k - коэффициент проницаемости, мкм²;

γ - удельный вес, г/см³;

f - площадь вскрытия забоя.

Несовершенная скважина (по характеру вскрытия)

$$b = \frac{40\varepsilon}{m} \left(\frac{d_{эф}}{\sqrt{k}} \right)^2 \frac{D}{\sqrt{k}} \cdot \frac{\gamma}{f^2}, \quad (8.21)$$

где f - суммарная площадь перфорационных отверстий;

D - диаметр перфорационных отверстий

ε - коэффициент зависящий от проникновения пуль в породу $0,15 < \varepsilon < 0,4$ (по Щурову: $0,4$ – без учета углубления пуль в породу; $0,15$ – с учетом углубления пуль в породу).

Коэффициенты a , b находятся по трем точкам (замерам), расположенным равномерно на индикаторной линии.

По величинам дебитов и депрессий трех точек $Q_1, \Delta p_1$; $Q_2, \Delta p_2$; $Q_3, \Delta p_3$ можно ориентировочно оценить величину коэффициента по формуле

$$a = \frac{2(B\Delta p_2 - A\Delta p_1 - C\Delta p_3)}{B\Delta p_2^2 - A\Delta p_1^2 - C\Delta p_3^2}, \quad (8.22)$$

где

$$\begin{aligned} A &= Q_2 \cdot Q_3 \cdot (Q_3 - Q_2); \\ B &= Q_1 \cdot Q_3 \cdot (Q_3 - Q_1); \\ C &= Q_1 \cdot Q_2 \cdot (Q_2 - Q_1). \end{aligned} \quad (8.23)$$

Проницаемость трещиноватого пласта при начальном давлении определяется по формуле

$$k_0 = - \frac{\mu_n \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c \right)}{2\pi h b}. \quad (8.24)$$

Примеры определения параметров пласта по индикаторным диаграммам

Фильтрация однофазной жидкости в однородном пласте.

Определить гидропроводность пласта в районе нефтяной эксплуатационной скважины, имеющей индикаторную диаграмму, приведенную на рис. 8.1 ($K = \operatorname{tg} \varphi = 160 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$) при следующих исходных данных:

$\sigma_{\text{ср}} = 250 \text{ м}$; $r_c = 0,15 \text{ м}$; $n = 10$, эффективная толщина $h = 12 \text{ м}$; $C = 8,7$, вязкость нефти $\mu_n = 3,8 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; объемный коэффициент $b = 1,1$, плотность жидкости в поверхностных условиях $\rho_{\text{пов}} = 0,86 \text{ т}/\text{м}^3$. Определить гидропроводность пласта ε и его проницаемость k .

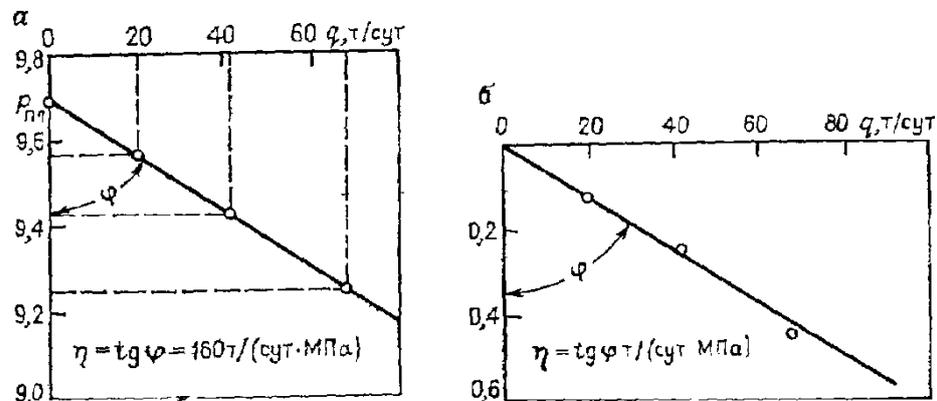


Рис. 8.1. Индикаторные диаграммы добывающей скважины:

а – в координатах $q - P_{\text{заб}}$; б – в координатах $q - \Delta P$.

Решение:

1. Коэффициент продуктивности в пластовых условиях:

$$K_{пл} = \frac{160 \cdot 1,1 \cdot 11,57}{0,86} = 2368 \text{ см}^3 / (\text{с} \cdot \text{МПа})$$

2. Коэффициент гидропроводности

$$\varepsilon = 0,159 \cdot 10^{-3} \cdot 2368 [\ln(250/0,15) + 8,7] = 6,07 \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{МПа} \cdot \text{с}}$$

3. Коэффициент проницаемости пласта

$$k = \frac{3,8 \cdot 6,07}{12} = 1,92 \text{ мкм}^2$$

Практическое занятие №9. Гидродинамические исследования газовых скважин

Так как газ в скважине движется по нелинейному закону и движение его плоскорадиальное, то можно рассмотреть способ определения основных характеристик потока газа с большими скоростями, когда причиной отклонения от закона Дарси становятся значительные инерционные составляющие общего фильтрационного сопротивления.

Для этого рассмотрим фильтрацию по двучленному закону:

Двучленный закон для плоскорадиальной фильтрации имеет вид:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} w + \frac{\beta}{\sqrt{k}} \rho w^2 \quad (9.1)$$

где β -дополнительная константа пористой среды определяемая экспериментально.

Выразим скорость фильтрации через массовый расход

$$w = \frac{Q_m}{2\pi r h \rho} \quad (9.2)$$

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} \frac{Q_m}{2\pi r h \rho} + \frac{\beta}{\sqrt{k}} \frac{Q_m^2}{4\pi^2 r^2 h^2 \rho} \quad (9.3)$$

Разделив переменные и введя функцию Лейбензона(1) получим:

$$dP = \frac{\mu}{k} \frac{Q_m}{2\pi h} \frac{dr}{r} + \frac{\beta}{\sqrt{k}} \frac{Q_m^2}{4\pi^2 h^2} \frac{dr}{r^2} \quad (9.4)$$

Интегрируя уравнение (5) в пределах от r до R_k , от p до p_k найдем соответственно:

$$P = P_{\kappa} - \frac{Q_m \mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_{\kappa}}{r} + \frac{\beta Q_m^2}{\sqrt{k} 4\pi^2 h^2} \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{R_{\kappa}} \right) \quad (9.5)$$

Приняв в уравнении (9.5) $r = r_c; P = P_c$ получим:

$$P_{\kappa} - P_c = \frac{Q_m \mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_{\kappa}}{r_c} + \frac{\beta Q_m^2}{\sqrt{k} 4\pi^2 h^2 r_c} \quad (9.6)$$

Переходя от функции Лейбензона к давлению найдём распределение давления:

$$P = \frac{\rho_{атм} P^2}{2\rho_{атм}} + C \quad (9.7)$$

распределение давления $p(r)$:

$$p = \sqrt{p_{\kappa}^2 - \frac{Q_{атм} \rho_{атм} \mu}{\pi kh} \ln \frac{R_{\kappa}}{r} - \frac{\beta \rho_{атм} \rho_{атм} Q_{атм}^2}{\sqrt{k} 2\pi^2 h^2} \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{R_{\kappa}} \right)} \quad (9.8)$$

где $r_c \leq r \leq R_{\kappa}$

запишем уравнение притока газа к скважине:

$$p_{\kappa}^2 - p_c^2 = \frac{Q_{атм} \rho_{атм} \mu}{\pi kh} \ln \frac{R_{\kappa}}{r_c} + \frac{\beta \rho_{атм} \rho_{атм} Q_{атм}^2}{\sqrt{k} 2\pi^2 h^2 r_c} \quad (9.9)$$

Из формулы (9.9) видно, что индикаторная линия, построенная в координатах $Q_{атм} - (p_{\kappa}^2 - p_c^2)$ для газа, является параболой (рис.9.1)

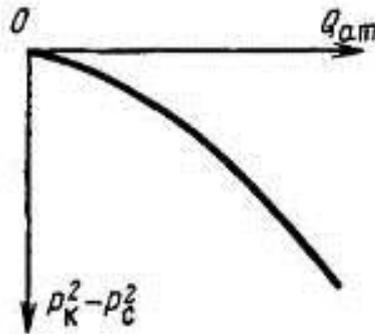


Рис. 9.1 Индикаторная линия при фильтрации газа по двухчленному закону

Подставим теперь в уравнение (9.9) коэффициенты А и В:

$$A = \frac{\rho_{атм} \mu}{\pi kh} \ln \frac{R_{\kappa}}{r_c}; \quad B = \frac{\beta \rho_{атм} \rho_{атм}}{\sqrt{k} 2\pi^2 h^2 r_c} \quad (9.10)$$

получим:

$$p_k^2 - p_c^2 = A Q_{атм} + B Q_{атм}^2 \quad (9.11)$$

Здесь A и B -коэффициенты фильтрационных сопротивлений, постоянные для данной скважины. Они определяются опытным путем по данным исследования скважины при установившихся режимах.

Скважины исследуются на пяти-шести режимах; на каждом режиме измеряется дебит и. определяется забойное давление. Затем скважину закрывают, и давление на забое остановленной скважины принимают за контурное давление p_k . Для интерпретации результатов исследований скважин уравнения (9.11) делением Q на $Q_{атм}$ соответственно приводят к уравнению прямой:

$$\frac{p_k^2 - p_c^2}{Q_{атм}} = A + B Q_{атм} \quad (9.12)$$

График в координатах $Q_{атм}$ от $(p_k^2 - p_c^2)/Q_{атм}$ представляет собой прямые линии, для которых A - отрезок, отсекаемый на оси ординат, B -тангенс угла наклона прямой к оси абсцисс (рис. 9.2).

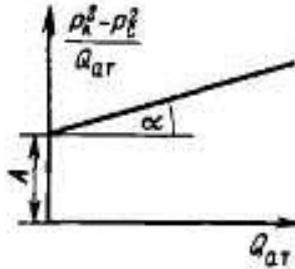


Рис. 9.2 График зависимости $(p_k^2 - p_c^2)/Q_{атм}$ от $Q_{атм}$ при фильтрации газа по двучленному закону

Уравнение притока (12) с экспериментально определенными коэффициентами широко используется в расчетах при проектировании разработки месторождений. Кроме того, по значению A , найденному в результате исследования скважины, можно определить коллекторские свойства пласта, например коэффициент гидропроводности:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{p_{атм}}{\pi A} \ln \frac{R_K}{r_c} \quad (9.13)$$

Уравнение притока реального газа к скважине по двучленному закону фильтрации имеет вид

$$p_k^2 - p_c^2 = \frac{\mu \tilde{z} p_{атм}}{\pi kh} \ln \frac{R_K}{r_c} Q_{атм} + \frac{\rho_{атм} \tilde{z} p_{атм} \beta}{2\pi^2 h^2 r_c \sqrt{k}} Q_{атм}^2 \quad (9.14)$$

где $\tilde{z} = (z_c + z_k)/2$, $\mu = (\mu_c + \mu_k)/2$ и являются константами.

Отметим, что в реальных условиях нельзя считать, что во всем пласте - от стенки скважины до контура питания- справедлив единый нелинейный закон фильтрации.

Список рекомендуемой литературы

Основная литература:

1. Ливинцев П.Н., Сизов В.Ф., Хандзель А.В. Подземная гидромеханика. Учебное пособие (курс лекций). – Ставрополь: СевКавГТУ, 2012. – 140 с.

Дополнительная литература:

1. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. Учебник для вузов. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 488с.
2. Евдокимова В.А., Кочина И.Н. Сборник задач по подземной гидравлике М.: Альянс, 2007. — 168 с.
3. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика.. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 488с.
4. Пыхачёв Г.Б., Исаев Р.Г. Подземная гидравлика. М.: Оникс, 2012. – 360с.
5. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М., Недра, 1984, 269 с.