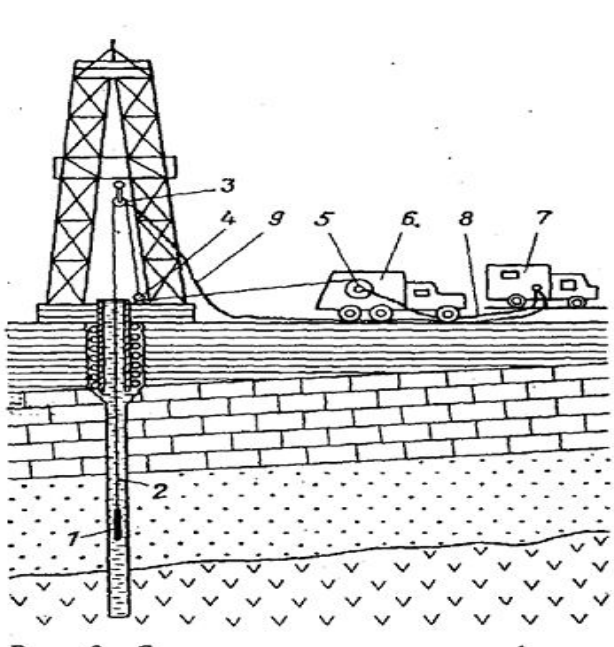


МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ АБУ РАЙХАНА БЕРУНИ

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ И КАРОТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Конспект лекций



Ташкент – 2014

**Комплексирование геофизических методов и каротажные работы.
Антонец А.Г. – Ташкент: ТашГТУ, 2014. – 160с.**

Конспект лекций составлен на основании учебного плана и соответствующей рабочей программы для студентов - бакалавров. Лекции по направлению 5311700 «Геология, поиск и разведка месторождений полезных ископаемых (твердые полезные ископаемые)» бакалавриата высшего образования предназначены для студентов горно-геологических направлений высших технических учебных заведений. Конспект лекций также может представлять интерес и для студентов магистратуры различных специальностей геолого-геофизического профиля.

Печатается по решению научно-методического совета ТашГТУ

Рецензенты:

Зам. начальника ПГО
(ОАО «Узбекгеофизика»)
Начальник ОМП (ПЗ)
(ОАО «Узбекгеофизика»)

И.А.Голубев
М.Р. Тиллябаев

к.г.-м.н., доц. Таш ГТУ

Р.Ю.Юсупов

ЛЕКЦИЯ 1. ВВЕДЕНИЕ

(Общие положения науки и учебной дисциплины).

Каротаж - это методы определения свойств горных пород и бескерновой геологической документации разрезов, основанные на изучении в буровых скважинах различных **геофизических полей**.

Геофизические исследования в скважинах включают в себя наблюдения, направленные на изучение горных пород, слагающих стенки буровой скважины и (или) пород, находящихся в непосредственной близости от них.

Исследования, направленные на изучение около- и межскважинного пространства, называются **скважинной геофизикой (СГ)**.

Роль и значение методов каротажа и скважинной геофизики при решении разнообразных задач геологоразведочной службы.

Роль методов каротажа весьма существенна и очень важна.

Методы **ГИС (каротажа)** способствовали применению высокоэффективных приемов бурения без отбора керна. Это обстоятельство позволяет:

- а) резко уменьшить стоимость работ;
- б) увеличивает скорость проходки скважин.

Получаемые **физические параметры полей и свойств горных пород** вокруг скважины служат **источником информации** больше, чем отбор керна.

Основные направления и основной круг решаемых задач

Методы каротажа развиваются по 4-м основным направлениям:

- а) изучение геологических разрезов скважин,
- б) изучение технического состояния скважин,
- в) контроль разработки МПИ (прежде всего, месторождений нефти и газа),
- г) прострелочно-взрывные работы.

Основные задачи каротажа связаны с поисками, разведкой и разработкой (добычей МПИ).

Главными задачами, решаемыми каротажем, являются геологические и технические задачи.

При изучении **геологических разрезов скважин** (на основе интерпретации комплекса данных (геологической, геохимической, геофизической документации)) решаются следующие задачи:

1. Геофизическое расчленение разрезов, а также выявление пород-реперов, и их корреляцию;
2. Выявление пород-коллекторов и изучение их свойств, таких как: пористость, проницаемость, глинистость и пр.
3. Выявление и определение местоположения различных полезных ископаемых (нефти, газа, углей, соли, различных руд, вод: термальных, пресных, минеральных, технических);
4. Определение пород, слагающих разрезы скважин;
5. Подсчет запасов полезных ископаемых.

Определение ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ скважин связано с:

- ⇒ определением искривления скважин (*инклинометрия*);
- ⇒ установлением фактического диаметра скважин (*кавернометрия*);
- ⇒ определением профиля сечения скважин и обсадных колонн (*профилеметрия*);
- ⇒ определением высоты подъема, характера распределения, степени сцепления цемента в затрубном пространстве;
- ⇒ выявлением мест притоков (оттоков) и затрубной циркуляции вод в скважинах;
- ⇒ выявлением водопоглощающих горизонтов и контроля гидравлического разрыва пласта;
- ⇒ определением уровней жидкости; «башмаков» обсадных колонн и других металлических предметов, оставленных в скважинах при авариях и других действиях;
- ⇒ определением глубин расположения забоев скважин и для решения многих других не менее важных вопросов.

ПРОСТРЕЛОЧНО-ВЗРЫВНЫЕ РАБОТЫ включают:

- перфорацию обсадных труб для сообщения скважин с пластом;
- отбор образцов горных пород из стенок пробуренных скважин для уточнения геологического разреза;
- торпедирование для различных целей, включая в т.ч. и ликвидацию аварий.

Место ГИС и связь их с различными науками и научными дисциплинами

Каротаж является составной частью прикладной (разведочной) геофизики.

Методы каротажа находятся, как и методы общей и разведочной геофизики на стыке самых разнообразных наук, вместе с которыми они развиваются и совершенствуются.

Так теория ГИС-каротажа (как и прикладной геофизики) основана на физико-математических науках.

Методика и аппаратура базируются на различных методах исследований с широким привлечением достижений (механики, электроники, автоматики, вычислительной техники, компьютерных технологий и коммуникационных сетей).

При каротаже используются все физические (геофизические) поля и методы, применяемые в разведочной геофизике.

Но число их более велико и многообразно по сравнению с методами, применяемыми в наземных вариантах из-за специфики работ, выполняемых на некотором удалении от дневной поверхности: в буровых скважинах наземного и подземного бурения.

В скважинных условиях наиболее применимыми методами являются:

- электрические;
- электромагнитные;
- ядерно-геофизические (методы основанные на изучении естественных и наведенных радиационных полей);
- сейсмоакустические;
- геотермические (тепловые);
- магнитометрические;
- гравиметрические;
- механические;
- геохимические (газовые).

СИСТЕМА КАРОТАЖА

Система дает представление как о методах рудного каротажа (например), нашедших широкое применение на рудных объектах, так и методах, опробуемых и внедряемых.

В системе каротажа указываются методы каротажа и основные их модификации, геологические задачи, решаемые ими (литологическое расчленение, исследование его структурных условий, выделение зон рудной минерализации, обнаружение и изучение рудных залежей или их интервалов, определение глубины залегания, мощности, качественных характеристик оруденения, оценка содержания полезных компонентов, а также изучение гидрогеологических, инженерно-геологических и горно-технических условий месторождений.

Попутно рассматриваются геолого-геофизические предпосылки, показывается, что благоприятствует применению того или иного метода. Показываются элементы методики и техники работ, где отражаются применяемые способы измерений, установки, аппаратура, измеряемые параметры, тип и размеры зондов, число электродов и катушек зондов, скорости перемещения зондов, используемые частоты, погрешности измерений, масштабы записей, способы ослабления помех, тип исследуемых скважин и т.д.

В методах и методике интерпретации охарактеризовываются методические приемы, используемые при обработке и интерпретации материалов каждого из методов, включая определяемые параметры и характеристики, способы установления их значений, вводимые поправки, способы учета помех, применяемые рассматривая каротаж формулы, палетки, номограммы, степень автоматизации (на ЭВМ) этих операций, комплексный анализ данных и итоговые материалы в виде уточненных геологических колонок, разрезов, планов, карт.

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ КАРОТАЖА

Первые ГИС - это температурные измерения в артезианских скважинах (вторая половина XIX в.).

Систематические ГИС в 1906-1916 гг. провел известный геолог-нефтяник Д.В.Голубятников. Это были температурные наблюдения в 300 скважинах Азербайджана и Дагестана.

В 1926-28гг. К.Шлюмберже (Франция) предложил электрический метод ГИС по УЭС (ρ_k).

В 1931г. при совместных работах фирмы Шлюмберже и Аз- и Гроз-нефть создан метод СП(*т.е. метод ПС - аналог поверхностного метода ЕП*).

Большой вклад в развитие промысловой геофизики внес акад. И.М.Губкин, рассматривая каротаж как наиболее совершенные методы геологической документации скважин.

Уже к 1932 г. число промыслово-геофизических партий в стране в 1.5 раза было больше, чем в других странах.

В 1931 г. начато применение инклинометрии (Г.С.Морозов, Г.Н.Строцкий, К.Н.Бондаренко, К.А.Верпатов).

В 1932-35гг. разработаны: стреляющие перфораторы, боковые грунтоносы, усовершенствованы торпеды.

В 30-х годах основными методами бескерновой документации скважин стали электрические методы: КС и ПС, дополненные другими методами и модификациями.

В 1946 г.. В.Н.Дахнов предложил метод КС экранированного заземления (с 2-мя и несколько симметрично расположенными однополярными электродами).

Х.Г. Долль предложил метод с автоматически управляемой фокусирующей системой «Laterlog» (К) и метод микрозондов СЭЗ с автоматической фокусировкой тока «Mikrolaterlog»

В 1945 - 55 гг. в МИНХ и ГП под руководством В.Н.Дахнова разработан комплекс методов микроисследований скважин:

Х.Г. Долль (1948 г.) предложил индуктивный метод электрометрии с использованием токов переменного электромагнитного поля.

Впервые в мире были предложены в СССР радиоактивные методы. Гамма-каротаж (ГК) в 1933-34гг. (Г.В.Горшков, Л.М.Курбатов, А.Г.Грамаков, В.А. Шпак).

В 1941 г. Б.Я.Понтекорво (СССР) предложил НГК.

В 1942 г. А.И.Заборовский и Г.В.Горшков предложили ННМ.

В 1931-32 гг. начаты термические исследования с электрическими термометрами.

В 1952-58гг. В.Н.Дахнов и Д.И.Дьяконов показали большую эффективность термокаротажа при решении многих геологических и нефтепромысловых задач.

В 1934-36гг. предложены магнитные методы по (х) К.П.Козин и М.И.Бейсин (СССР)

В 1933-35гг. предложен метод измерения продолжительности бурения (П.И.Левуцкий).

В 1935г. (С.Я.Литвинов и Г.Н.Строцкий) предложили метод кавернометрии.

Пластовый наклономер в 1933г. предложен фирмой « Шлюмберже».

В 1932г. разработан метод газометрии (М.В.Абрамович, М.И.Бальзаминов).

В 1938-41гг. возник люминесцентно-битумный метод (К.П.Козин, Н.А.Шлезингер, В.Н.Флоровская).

В 1948г. в США предложен акустический метод. Несколько позднее в ИФЗ разработана аппаратура для АК.

Одновременно с ГИС создаются аппаратура и спуско-подъемное оборудование.

В 1932г. созданы полуавтоматические регистраторы в комплекте с пульсаторами, что позволило проводить одновременную и непрерывную запись КС и ПС.

Были созданы «автоматические геофизические лаборатории» типа-АКС (С.Г.Комаров, Л.И.Померанц, А.А.Дацкевич); ОКС (В.М.Запорожец, Г.В.Войшвило, В.В.Фельгейс); АЭКС (В.Х.Шульгин, И.Я.Ривкин, Т.Б.Щербаненко).

Научные основы каротажа осуществлены такими исследователями как Л.М.Альпин, Ю.П.Булашевич, В.Р.Бурсиан, Б.Ю.Вендельштейн, В.Н.Дахнов, В.М.Добрынин, С.А.Кантор, С.Г.Комаров, О.Л.Кузнецов, В.В.Ларионов, В.А.Мейер, В.А.Фок.

Техника и методика ГИС связана с именами (геофизики и приборостроители): С.Я.Выборных, Г.В.Горшков, В.Н.Дахнов, С.Г.Комаров, А.А.Коржев, С.Я.Литвинов, В.Ф.Печерников, Г.Н.Строцкий, И.В.Шевченко.

В изучении физических свойств горных пород и интерпретации данных каротажа сыграли роль работы таких исследователей как Г.М.Авчян, В.Н.Дахнов, Л.П.Долина, Б.Ю.Вендельштейн, В.М.Добрынин, В.Н.Кобранова, А.К.Козырин, С.Г.Комаров, В.В.Ларионов, М.Г.Латышова, Г.С.Морозов, А.М.Нечай, Н.А.Пырьков.

В создание автоматизированных систем обработки и интерпретации наибольший вклад внесли: Ш.А.Губерман, Г.Н.Зверев, С.М.Зунделевич, А.Е.Куликович, Н.Н.Сохранов, М.М.Элланский и др.

Из ученых дальнего зарубежья теоретическими и экспериментальными работами наиболее известны:

К.Шлюмберже, Г.Долль, Г.Арчи, Д.Девон, Г.Гюйо, М.Мартен, С.Пирсон, В.Рассел, М.Вилли, В.Винзауер, Р.Дебранд, М.Тиксье и др.

Из специалистов по каротажу в Узбекистане можно выделить таких исследователей как Р.Л.Каипов, И.А.Савинец, К.А. Грудкин, И.В.Халамейзер, А.Л.Беньяминович, И.А.Голубев, Р.Р.Рахмонов, А.Ю.Юсупжанов, Э.Х.Мадумаров, Х.Х.Хакимов, С.А.Алиев, А.И.Мизик, М.Р.Тиллябаев

ЛЕКЦИЯ 2.

ПРИНЦИПЫ ПОЛУЧЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ ПРИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ СКВАЖИН

Общие сведения о бурении скважин

Скважина - это цилиндрическая (вертикальная или наклонная) горная выработка большой длины (L) и сравнительно небольшого диаметра (d), т.е. $L \gg d$.

Устье скважины - нулевая точка отсчета глубины (длины); обычно это уровень ротора буровой установки.

Забой скважины - нижняя точка пересеченных скважиной пород.

Диаметр скважины - номинальный диаметр скважины принимается равным долоту, которым бурится скважина.

Каверна - участок скважины с резко увеличенным диаметром.

Глубина скважины - расстояние от устья до забоя по стволу скважины.

Высота скважины - кратчайшее расстояние по вертикали между устьем и забоем.

(из-за искривления, т.е. наклона, она не равна глубине).

Абсолютная отметка (альтитуда устья забоя и другой точки ствола скважины) - высота над уровнем Балтийского моря:

$$H_{\text{абс.}} = A - h,$$

где h - глубина точки ствола скважины.

A - альтитуда устья скважины.

Бурение скважин

В странах СНГ бурение скважин производится вращательным способом, когда скважина высверливается специальным долотом.

Вращение долота производится:

1. Двигателем (на поверхности) вращающим колонну бурильных труб (ротаторный способ);
2. Забойным двигателем:
 - а) с гидравлическим (турбинный способ);
 - б) электрическим (электробур) приводом.

Выбуренные породы выносятся промывочной жидкостью, циркулирующей в скважинах, или в результате продувки воздухом.

Процесс бурения:

1. Работа долота на забое;
2. Спуско-подъемные операции, выполняемые для смены долота после его износа.

После окончания бурения (в необходимых случаях) ствол крепится обсадными трубами.

Цель обсадки скважин:

- а) предохранить скважину от обвалов;
- б) для изоляции нефтегазоносных пластов от водонасыщенных.

Попутно проводятся:

- а) геологическое и технологическое наблюдения за процессом бурения скважин;
- б) отбор керна;
- в) исследование выбуренного шлама;
- г) геофизические и геохимические исследования;
- д) опробование и испытание перспективных интервалов в открытом стволе (при бурении на нефть и газ).

Скважины бурятся:

1. При добыче пресной, технической, минерализованной вод (гидрогеологические скважины);
 2. При поисках и разведке твердых (угля, металлических, неметаллических руд) полезных ископаемых;
 3. При решении различных инженерных задач во время строительства гидротехнических и др. сооружений;
- К специальным относятся скважины, предназначенные для:
- глушения открытых фонтанов (нефти, газа);
 - сброса промысловых вод;
 - промышленных отходов;
 - подготовки структур для подземных газохранилищ.

По своему назначению буровые скважины делятся на:

- **картировочные**, которые проходят при геологической съемке для изучения коренных пород, перекрытых рыхлыми отложениями;
- **поисковые**, служащие для выявления МПИ (например, по их ореолам рассеяния);
- **разведочные**, необходимые при разведке МПИ для оконтуривания рудных тел и для подсчета запасов;

- **параметрические**, используемые для проверки геофизических данных;

- **опорные (структурные)** – глубокие, которые бурят на недостаточно изученной территории с целью уточнения геологического разреза.

Бурение скважин осуществляют 3-мя основными способами:

- ударным;
- вращательным;
- ударно-вращательным.

СКВАЖИНА КАК ОБЪЕКТ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.

Скважины бурят с целью изучения геологии, поисков и разведки месторождений полезных ископаемых (нефти, газа, подземных вод, руд, строительных материалов) и решения задач гидрогеологии и инженерной геологии и пр. В процессе бурения породы претерпевают изменения. Если плотные породы изменяются незначительно, то в рыхлых и трещиноватых могут образовываться каверны (полости).

При наличии флюидов (нефть, газ, пластовые воды) образуется зона проникновения, диаметр которой превышает номинальный диаметр от нескольких сантиметров порою до метров.

Наличие этой зоны существенно усложняет определение параметров пластов. Подвергнутая наибольшему воздействию часть зоны проникновения называют промытой зоной.

В породах - коллекторах за счет проникновения фильтрата бурового раствора может образоваться глинистая корка, которая уменьшает диаметр скважины.

После окончания бурения для предохранения скважин их обсаживают и цементируют.

Наличие стальной колонны практически исключает возможность применения электрических и электромагнитных методов. Поэтому такие методы используют в открытом стволе (т.е. в не обсаженных скважинах). Ядерно-геофизические, акустические и некоторые другие методы можно порою применять как в открытых, так и в обсаженных скважинах.

До создания методов каротажа геологические разрезы скважин изучали путем отбора и исследования кернового материала. Однако такой подход характеризовался рядом существенных недостатков:

- а) значительно возросло время проходки скважины и стоимость;
- б) выход керна обычно не бывает полным, поэтому не получается сплошная информация о разрезе скважин;
- в) привязка керна по глубине, как правило, затруднена;
- г) радиус исследований мал;
- д) керн отбирают из участков, подвергнувшихся наибольшему воздействию при бурении.

В то же самое время методы ГИС (рис. 2.1) лишены большинства этих недостатков, при выполнении каротажа получают сплошную, надежно привязанную по глубине информацию со значительно *большим* радиусом исследования. Стоимость проведения методов ГИС и связанные с ними затраты времени меньше, чем при отборе керна.

Однако даже самое широкое внедрение ГИС не позволяет полностью отказаться от отбора керна, так как существуют задачи, которые пока можно надежно решить лишь на керновом материале (детальное изучение условий осадконакопления и диагенеза, определение типа порового пространства, минерального состава и т.д.).

Методы каротажа совместно с исследованием кернового материала составляют единый комплекс геолого-геофизического изучения разрезов скважин.

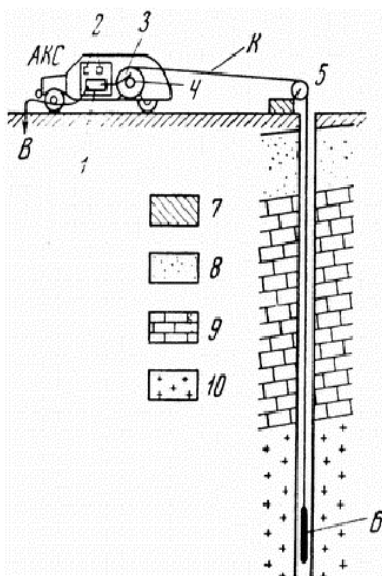


Рис. 2.1. Схема выполнения ГИС: АКС - автоматическая каротажная станция, К - каротажный кабель, 1 - источник питания, 2 - приборы для регистрации разности потенциалов и силы тока, 3 - лебедка, 4 - коллектор лебедки, 5 - блок-баланс, 6 -глубинный каротажный зонд, 7 - глины, 8 - пески, 9 - известняки, 10 - изверженные породы

В настоящее время число скважин, бурящихся с отбором керна, значительно сокращается и составляет всего несколько процентов от их общего числа.

ОСНОВЫ ТЕЛЕМЕТРИИ СКВАЖИН

При геофизических измерениях в скважинах наблюдатель получает информацию об изучаемом объекте, находящемся от него на расстоянии сотен и тысяч метров.

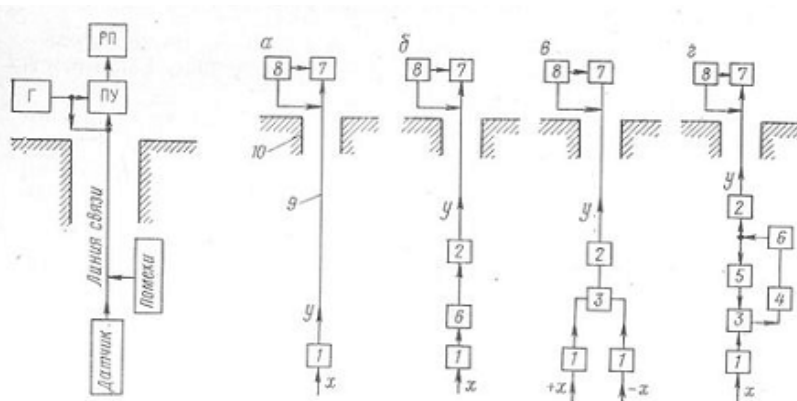


Рис.2.2 Обобщенная структурная схема телеизмерительного устройства. ПУ – приемное устройство; РП – регистрирующий прибор; Г – генератор

Телеметрия (телеизмерения) - измерение сигналов на расстоянии с помощью каналов связи.

Телеметрическая система - совокупность измерительных и преобразовательных приборов с линиями связи между ними. (рис.2.2).

При каротаже получают информацию об изучаемом объекте:

- а) в околоскважинном пространстве;
- б) в самой скважине;
- в) на глубинах от нескольких десятков метров до нескольких километров.

По типу линий связи ТМС бывают;

- а) неэлектрические (гидравлические)
- б) электрические (проводные, радио).

Обобщенная структурная схема одноканальной телеметрической системы (ТМС) приведена на рис. 2.3.

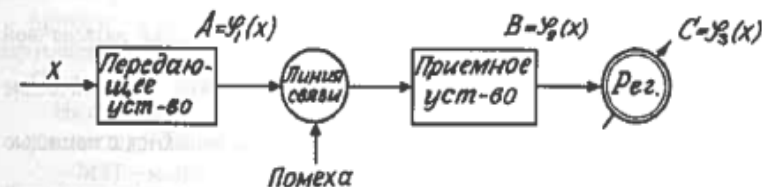


Рис. 2.3. Функциональная схема телеметрического канала

Передающее устройство преобразует измеряемую величину X в сигнал $A = \varphi_1(X)$, удобный для передачи на расстояние и дальнейшего преобразования. Главную часть передающего устройства составляет *первичный преобразователь* или *датчик* измеряемой величины. Кроме датчика, оно может содержать дополнительные узлы, такие как источник питания датчика, вторичные преобразователи, элементы системы телесигнализации и телеуправления.

По **линии связи** сигнал поступает на поверхность для последующего преобразования и регистрации. Здесь к полезному сигналу может при- мешиваться сигнал-помеха.

Приемное устройство, находящееся уже на поверхности, отделяет полезный сигнал от помехи, усиливает его (или ослабляет, если это необходимо), выпрямляет (или преобразует в цифровой код) и выдает на регистрирующий или показывающий прибор в виде величины $B = \varphi_2(X)$.

Регистрирующий прибор фиксирует новую величину $C = \varphi_3(X)$. Зависимость $C = \varphi_3(X)$ называется *передаточной характеристикой* телеметрического канала (системы).

Определяющим элементом телеметрической системы является линия связи, поскольку от нее зависит выбор первичных преобразователей и конструкция приемных устройств. Выбор линии связи определяется такими факторами, как дальность передачи информации, помехоустойчивость и допустимая степень ослабления сигнала.

По виду линии связи все ТМС делятся на электрические и неэлектрические. В свою очередь, электрические подразделяются на проводные и беспроводные, а неэлектрические - на световые, звуковые, гидравлические, пневматические и механические (рис. 2.4).

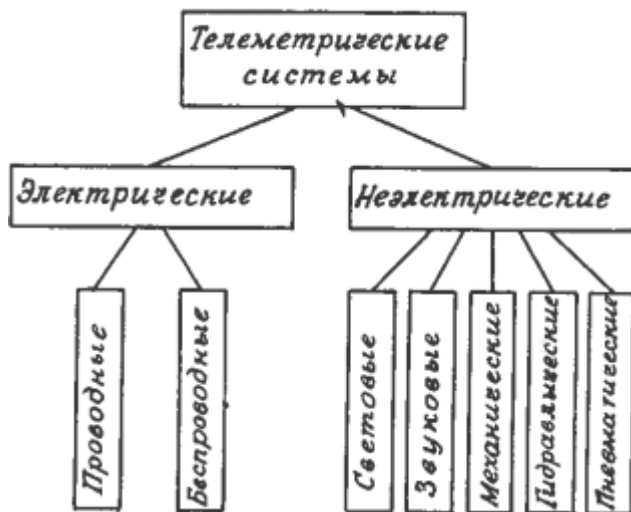


Рис. 2.4. Классификация телеметрических систем по виду линии связи

Каждой из разновидностей ТМС присущи свои достоинства, и многие из них находят применение в тех или иных методах ГИС, но основным видом ТС в ГИС являются электрические проводные системы. Это обусловлено спецификой измерений в скважинах - ведь передающие устройства (датчики) нужно на чем-то опускать в скважины и извлекать из них, поэтому резонно использовать это "что-то" и для передачи информации из скважины на поверхность.

Но поскольку для скважинных ТС избран электрический вид связи, то и датчики передающих устройств должны преобразовывать измеряемый параметр в какую-либо электрическую величину: ЭДС, силу тока, емкость, индуктивность или активное сопротивление электрической цепи. В зависимости от того, в какую именно величину преобразуется измеряемый параметр, электрические датчики делятся на параметрические (резистивные, емкостные, индуктивные) и генераторные. Последние, в свою очередь, подразделяются по природе вырабатываемой ими ЭДС (рис. 2.5).



Рис. 2.5. Классификация первичных электрических преобразователей

Буквально все разновидности электрических датчиков находят свое применение в той или иной аппаратуре для ГИС. Общими достоинствами всех электрических датчиков являются: простота измерения сигнала, широкий динамический диапазон, универсальность (т.е. возможность работы на разных частотах электрического тока, при разных температурах и т.п.).

Выходными сигналами электрических датчиков являются: разность потенциалов (ЭДС), сила тока, частота переменного тока, длительность или комбинации импульсов тока и напряжения. Соответственно, и при работе с электрическими датчиками нужно уметь измерять эти параметры.

Гидравлическая линия связи - промывочная жидкость скважины, используется преимущественно при газометрии скважин.

ТМС имеет следующий вид в скважине (**первичный преобразователь сигнала**) - (электрического, неэлектрического) - **датчик**

Датчик преобразует физическую величину (параметр поля) - (H или E , $h\nu$, Y_p (Y_s), $I_{тока}$, E_γ , I_γ , механическое перемещение) в сигнал, удобный для передачи на расстояние, а также для преобразования и регистрации.

Датчик - основной элемент в устройствах дистанционных измерений и телеизмерений.

Датчик состоит из:

1. Воспринимающего (чувствительного) органа;

2.Одного или нескольких промежуточных преобразователей.

В геофизике большая часть датчиков работает на основе измерения:

- а) электрических величин;
- б) неэлектрических величин (но преобразования их в электрические), т.е. изменения $U_{\text{вых.}}$ от $X_{\text{вх.}}$ (изучаемой величины).

Телеизмерительные системы делятся на:

- а) токовые; б) частотные; в) цифровые; г) напряжения; д) времени.

В токовых ТМИС измеряемая величина ($\rho_k, \Delta X$) преобразуется в **электрический ток** (при этом используется как постоянный, так и переменный ток)

Токовые ТМИС бывают:

- а) не компенсационные,
- б) компенсационные (такие линии чувствительны к утечкам и помехам в линиях связи).

В ТМИС (напряжения) физическая величина преобразуется в ΔU , (переменное или постоянное), которое затем поступает в линию связи.

Такие ТМИС обладают:

- а) высокой точностью измерений;
- б) но чувствительны к утечкам тока.

В аппаратуре для ГИС используются только два способа измерения разности потенциалов ΔU и силы тока/ - это способ *непосредственного отсчета* (или гальванометрический) и *компенсационный* (или потенциометрический). Схемы обоих способов представлены на рис. 2.6 и 2.7.

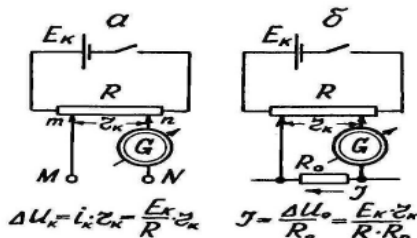
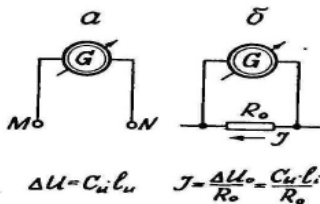


Рис. 2.6. Измерение разности потенциалов (а) и силы тока (б) непосредственным способом отсчета

Рис. 2.7. Измерение разности потенциалов (а) и силы тока (б) компенсационным способом отсчета

Значительно реже в аппаратуре ГИС применяют еще один метод измерения частоты, называемый *методом дискретного счета*. Этот метод заключается в преобразовании непрерывных величин в дискретные, а именно, колебаний - в число импульсов n , подсчитываемых электронным счетчиком за строго определенный отрезок времени Δt_K :

$$f = \frac{n}{\Delta t_K}.$$

Блок-схема такого частотомера (рис. 2.8) включает в себя входное

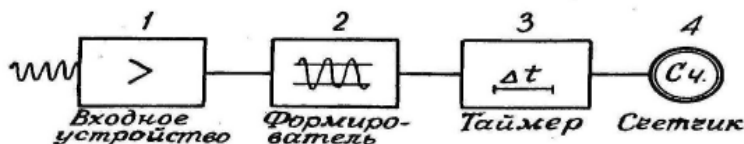


Рис. 2.8. Измерение частоты способом непосредственного счета устройства, формирующее устройство (обычно усилитель-ограничитель), таймер и счетчик импульсов.

В частотных ТМИС физические величины преобразуются в импульсы постоянного тока (частотно- импульсная система) или переменный ток (частотная система) - $f(\text{имп.})$ и $f(i) = \Delta X$ (при измерениях ρ_k , ГК, ГГК, НГК).

В цифровых ТМИС измеряемая физическая величина передается по линии связи цифровым кодом (т.е. с помощью определенной комбинации импульсов, Например, 0 или 1). Такая система называется еще **кодоимпульсной**.

По квантованию измеряемой величины (по времени и уровню) ТМИС делятся на :

- а) **аналоговые** (непрерывная регистрация измеряемой величины);
- б) **импульсные** (квантование сигнала по времени);
- в) **цифровые** (квантование по времени и уровню).

ЛЕКЦИЯ 3 ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА СКВАЖИН (КАРОТАЖ)

Горная порода (являющаяся основным объектом геофизических исследований в скважинах) представляет собой сложную гетерогенную систему, состоящую из различных по физико-химическим свойствам фаз (*твердая, жидкая и газообразная*).

Скелет горной породы обычно имеет сложный минеральный и гранулометрический состав с различной степенью окатанности твердых частиц, их упакованности и сцементированности. Цемент породы, в основном отличается по своим физико-химическим свойствам от скелета породы, поэтому текстура и структура порового пространства горных пород разные.

Большое, а иногда и определяющее влияние на физические свойства горных пород оказывает порозаполнитель. В природных условиях порозаполнителем может быть вода, нефть, конденсат, газ или смесь этих компонентов в любых соотношениях.

Минерализация связанной, остаточной и свободной пластовой воды колеблется от единиц до 200 - 300 г/л.

Заметное влияние на физико-химические свойства горных пород оказывают термобарические условия (температура, горное и пластовое давление). В силу этих причин однотипные горные породы могут значительно различаться по физико-химическим свойствам, а разные породы, наоборот, могут иметь сходную петрофизическую характеристику.

На регистрируемые геофизические параметры существенно влияют скважинные условия проведения ГИС (каверны, сужение диаметра скважины, тип и минерализация промывочной жидкости, наличие, тип и размеры зоны проникновения её фильтрата в породы - коллекторы, время проведения ГИС после разбуривания горных пород и т.д. (Рис. 3. 1)

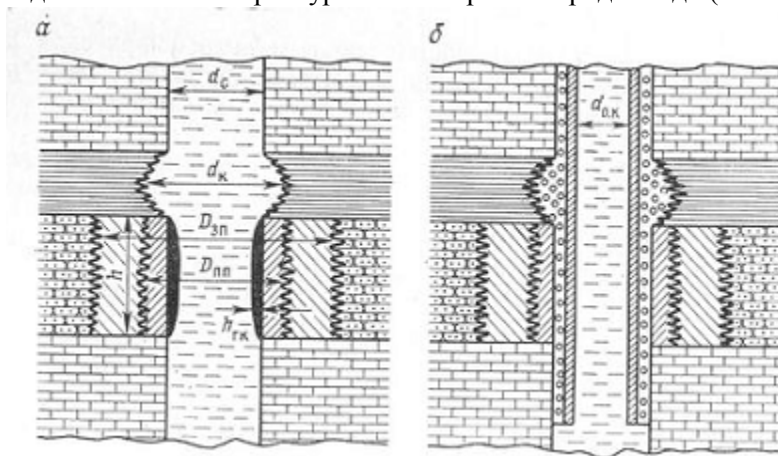


Рис.3.1 Схема участка разреза горных пород с необсаженной (а) и обсаженной колонной (б) скважинах.

Кажущиеся значения и конфигурация кривых геофизических параметров против отдельных маломощных пластов зависят от их мощности и физико-химических свойств вмещающих пород.

Словом, значения регистрируемых геофизических параметров при производстве каротажа зависят от геологических особенностей вскрытого разреза и технологических условий проходки скважины.

Вследствие этого по результатам отдельных геофизических методов исследования скважин неоднозначно решаются задачи, стоящие перед скважинной геофизикой. Так, например, нефтеносные песчаники, залегающие среди глин, и плотные известняки имеют сходные характеристики по ПС (отрицательные амплитуды $\Delta U_{сп}$), по методу КС (повышенные ρ_k) и по ГК (пониженную I_γ). Однако при использовании данных НГК повышается однозначность литологического расчленения: нефтеносные песчаники характеризуются средними значениями $I_{пу}$, плотные известняки - высокими $I_{пу}$.

При высокой минерализации пластовых вод о наличии нефти в песчаных коллекторах указывают повышенные значения и средние интенсивности $I_{пу}$. Даже в этом простом случае для однозначного ответа на вопрос о литологии пластов и характере насыщения коллекторов потребуется, по крайней мере, результаты трех геофизических методов: ПС, КС, НГК. Могут быть предложены и другие варианты комплексного использования ГИС.

При исследовании разрезов скважин по различным видам полезных ископаемых чаще сталкиваются с более сложной геофизической неоднозначностью геологического строения объекта. Эффективное решение геологических и технических задач возможно только при комплексном изучении скважин геофизическими методами, основанными на различной петрофизической природе (электрическими, радиоактивными, термофизическими, акустическими, сейсмоакустическими, механическими, геохимическими и др.) и обеспечивающими достаточную вертикальную и радиальную расчленяемость геологического разреза.

Достоверное решение геологических и технических задач, стоящих перед скважинной геофизикой, обеспечивается комплексом (программой) методов, требующих минимума затрат времени и средств.

Комплекс каротажа определяется целевым назначением скважин (опорные, параметрические, оценочные, поисковые, разведочные, эксплуатационные), особенностями геологического разреза, специфиче-

скими условиями бурения, характером ожидаемой геологической информации.

Поскольку геологические и технические условия проведения работ в разных районах сходны, устанавливаются типовые комплексы ГИС для всего разреза и перспективных интервалов на полезные ископаемые для поисковых, разведочных, эксплуатационных скважин с учетом типа промывочной жидкости.

Для опорных, параметрических и оценочных скважин типовые комплексы ГИС не составляются, так как эти скважины исследуются по индивидуальным программам и планам.

Типовые комплексы ГИС включают **основные** методы исследований для решения задач в обычных условиях и **дополнительные**, учитывающие специфику конкретных геолого-технических условий. На основе утвержденных (рекомендуемых) типовых комплексов, разрабатываются (по согласованию с заказчиком) более конкретные обязательные комплексы, учитывающие специфику района и обеспечивающие получение максимальной информации при минимальных затратах средств и времени. По мере разработки новых и более эффективных ГИС - обязательные комплексы могут быть пересмотрены.

Наиболее расширенный комплекс ГИС рекомендуется выполнять при изучении разрезов поисковых скважин, так как в этом случае имеется **минимум** априорной геологической информации о вскрываемом разрезе горных пород и не известны специфические геологические особенности данного района. Если задачи, поставленные перед поисковым бурением, не удастся решить комплексом основных методов, то проводятся дополнительные исследования разрезов скважин.

Автоматизация процессов обработки и интерпретации данных ГИС

Геологические сложности открываемых месторождений и расширяющийся круг задач и требований к геологической интерпретации геофизических данных требуют расширенного комплекса ГИС и более тщательного анализа их результатов.

Традиционные (неавтоматизированные, с помощью «палеточного инструмента») приемы сбора, хранения, обработки и интерпретации получаемой геофизической информации требуют огромных трудовых и временных затрат, в то же время не обладают необходимой оперативностью, не исключают субъективности в решении геологических задач по каротажу, следовательно, не обеспечивают полного извлечения геологической информации.

Одним из направлений повышения геологической эффективности и оперативности использования материалов геофизических исследований является автоматизация процессов сбора, обработки и интерпретации с использованием ЭВМ различных классов и другого вспомогательного оборудования. (рис. 3.2)

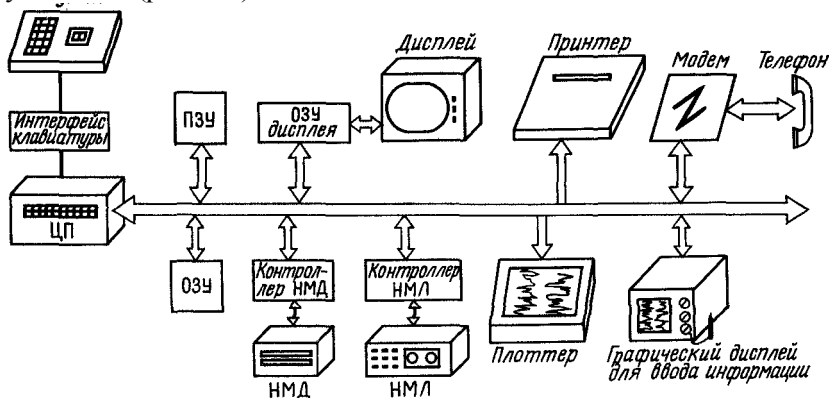


Рис. 3.2 Аппаратное обеспечение персонального компьютера

Автоматизация процессов сбора, обработки и интерпретации геоданных включает следующие основные этапы:

1. Сбор геофизической и геологической информации, преобразование её в цифровую форму, запись на магнитную ленту (жесткие и гибкие диски), транспортировка (передача) в ВЦ, контроль и ввод в ЭВМ ;
2. Обработка и интерпретация полученных данных на ЭВМ по комплексу специальных программ;
3. Оформление и хранение результатов интерпретации.

Поскольку результаты ГИС определяют дальнейший ход разведки МПИ и их разработку, то автоматизированная система сбора обработки и интерпретации геолого-геофизических материалов и их хранения является составной частью общей автоматизированной системы управления геологоразведочными работами (АСУ).

ПРИНЦИПЫ АВТОМАТИЗАЦИИ СБОРА ИНФОРМАЦИИ

Для получения геофизической информации в цифровой форме используются специальные цифровые и аналого-цифровые геофизические лаборатории, снабженные цифровыми регистраторами типа «Триас», ПЛК-6, АЦРК-2 и др. Значения геофизических параметров фиксируются в цифровой форме через 1 - 10 см глубины в зависимости от слож-

ности разреза и метода ГИС. Число каналов преобразователей типа ПАК, по которым можно вести оцифровку регистрируемых параметров, зависит от типа цифрового регистратора и составляет 5-15 и (даже 22). Для преобразования старой информации (записанной в аналоговом виде) в цифровую форму используются автоматические и полуматематические преобразователи. (Например, типа Ф001, Ф014, Ф018 и их модификации).

Оцифрованная геофизическая информация на ВЦ может передаваться в зависимости от географического положения и обустроенности района, степени развития связи между ВЦ и местом работ и следующими способами:

1. С помощью транспортных средств (магнитограммы, перфокарты, перфоленты);
2. По телетайпу, телефону, коротковолновой радиолинии;
3. Космическим линиям связи.

Для ввода оцифрованной геофизической информации с перфокарт, перфолент, магнитных лент и дисков в ЭВМ используются специальные устройства для различных носителей информации.

После ввода геофизической информации в ЭВМ начинаются обработка и интерпретация геолого-геофизических данных по системе специальных программ.

ПРИНЦИПЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ОБРАБОТКИ и ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИС

Автоматизированная система обработки и интерпретации ГИС предусматривает сбор и обработку данных по специальным программам по отдельной скважине (**оперативная интерпретация**).

При обработке всех геолого-геофизических данных по отдельной площади или месторождения имеют дело со **сводной интерпретацией**.

При оперативной интерпретации обрабатываются геофизические данные каждого метода ГИС отдельно, а затем после корректировки результатов интерпретируются уже совместно все данные комплексного исследования скважины с целью литологического расчленения разреза, выделения рудных интервалов, пластов-коллекторов, оценки характера их насыщения, определения ряда физических свойств (коэффициента пористости, водо-, нефте-, газонасыщенности, глинистости, проницаемости), содержания полезных компонентов и пр.

При сводной интерпретации обобщаются весь геолого-геофизический материал и результаты оперативной интерпретации по всем скважинам отдельного месторождения (площади), устанавливаются закономерности его продуктивных отложений, определяются подсчетные параметры: средние эффективные мощности, площадь месторождения, средние коэффициенты и параметры. Сводная интерпретация заканчивается подсчетом запасов полезного ископаемого.

Достоверность автоматизированной обработки и интерпретации данных ГИС (АСОИГИС) с помощью ЭВМ зависит не только от математического обеспечения всех операций полного цикла всего процесса, но и от физико-математического подхода и петрофизического обоснования перехода от геофизических параметров к геологическим.

АСОИГИС обеспечивает надежность и объективность получаемой информации, более полное извлечение информации геолого-геофизических материалов при условии широкого обобщения всех имеющихся сведений о районе работ, повышает оперативность геофизических работ в скважинах. Кроме того, требуется меньше квалифицированных специалистов-интерпретаторов.

Однако большое разнообразие существующих систем обработки затрудняет их повсеместное использование на практике, поскольку системы различаются не только типом ЭВМ, на который они ориентированы, но и составом библиотек обрабатывающих программ, их алгоритмическими особенностями.

В ряде стран уже созданы единые автоматизированные системы обработки, которые позволяют без значительных затрат труда использовать одни и те же программы на ЭВМ.

Такая система АСОИГИС обеспечивает обработку и интерпретацию данных на следующих этапах:

1. оперативная интерпретация с целью изучения геологических разрезов отдельных скважин;
2. сводная интерпретация результатов при подсчете запасов полезного ископаемого и проектирования системы разработки;
3. обработка данных ГИС для оценки технического состояния скважин;
4. интерпретация результатов геофизических исследований действующих скважин для контроля разработки месторождений

Система АСОИГИС включает математическое, информационное, техническое и организационно-технологическое обеспечение.

Основными компонентами **математического обеспечения** являются стандартное математическое обеспечение, специализированная операционная (обслуживающая система для организации обработки, библиотека геофизических обрабатывающих программ).

Информационное обеспечение предполагает наличие обрабатываемой информации трех типов: геофизические данные, геолого-техническая и управляющая информация.

Технические средства системы базируются на использовании ЭВМ различных типов.

Организационно - технологическое обеспечение определяется положением об экспедиционном или региональном ВЦ (РГВЦ).

Основные задачи и функции РГВЦ:

1. формирование банка данных геологоразведочных подразделений;
2. подсчет запасов полезного ископаемого по данным ГИС, оперативный текущий подсчет запасов для оптимизации геологоразведочного процесса;
3. контроль качества интерпретации данных ГИС;
4. обобщение геолого-геофизических материалов и площадные построения (карты, корреляционные схемы и разрезы).

ЛЕКЦИЯ 4.

СКВАЖИННАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ АППАРАТУРА и ОБОРУДОВАНИЕ при ВЫПОЛНЕНИИ ГИС

Основные принципы построения аппаратуры для каротажа включают в себя:

измерение, передачу, регистрацию, предварительную обработку информации.

Для их осуществления служат:

- а) наземные лаборатории;
- б) глубинные приборы;
- в) спуско-подъемное оборудование.

Перед производством ГИС бурение прекращают, буровой инструмент извлекают на поверхность, глубинные приборы соединяют с АКС (автоматизированные каротажные станции) специальным кабелем, который служит для:

1. Для транспортировки по стволу;
2. Электропитания;

3. Передачи информации

Спуско-подъемное оборудование включает:

а) блок-баланс, б) лебедку с геофизическим кабелем.

Лебедка бывает: а) на отдельном автомобиле-подъемнике,

б) или на том же автомобиле, что и измерительная лаборатория.

К блок-балансу подсоединяют **датчики**: а) глубин;

б) датчики натяжения; в) меток глубин.

Работа лебедки осуществляется от двигателя автомобиля.

При исследовании наклонных скважин в горных выработках, штолен применяются специальные устройства для транспортировки приборов к забою.

В глубинном приборе (зонде) находятся первичные датчики, преобразующие разность потенциалов, напряженность электромагнитного поля (E , H), интенсивность (I_γ) первичного и вторичного радиационных полей в сигналы (изменяющиеся ток и (или) напряжение).

Зонд имеет устройство для создания электрических, электромагнитных, нейтронных и т.д. полей и некоторые специфические элементы (экраны, фильтры, центраторы, коллиматоры).

Так, например, глубинный прибор может иметь датчики и устройства для одновременного ведения исследований несколькими методами.

Сигнал (на выходе первичного датчика) непригоден для его передачи по коротажному кабелю, т.к. большая длина, поэтому его преобразовывают:

а) интегрируют;

б) выпрямляют;

в) усиливают по мощности;

г) кодируют.

Для этого в скважинном приборе размещают электронные приборы, требующие специальной защиты от высоких температур ($T > 200^\circ \text{C}$) и давлений ($D \geq 120 \text{ МПа}$).

Для геофизического кабеля требуется изоляция от воздействия химически агрессивной среды: растворы (кислот, солей, щелочей) и нефти и газа.

Глубины (рудных, угольных, инженерно-геологических, гидрогеологических) скважин обычно невелики, т.е. они работают в благоприятных термобарических условиях. Единственно усложняющий фактор - это маленький диаметр скважин.

Применяемые методы должны учитывать реальные возможности геофизической аппаратуры.

Эффективный способ сокращения времени на ГИС:

- одновременное исследование несколькими методами
- что *делается* за счет аппаратурного комплексирования.

Для этого делаются многоканальные телеизмерительные системы, когда информация от нескольких датчиков подается одновременно.

Существуют приборы (например, БКЗ (с фокусировкой тока) или АК + радиоактивный каротаж (НГК, ННК, ГК) или разные модификации ядерных методов.

Одновременно внедряются автономные глубинные приборы (на буровом инструменте), находящиеся под долотом. Тут информация записывается на магнитные носители.

Все это в итоге:

- сокращает простой каротажа;
- дает возможность изучить коллекторы до образования зоны проникновения

АКС (*автоматизированные каротажные станции*) служат для:

- питания скважинной аппаратуры;
- контроля процесса каротажа,
- регистрации,
- предварительной обработки информации.

По способу регистрации и обработки АКС бывают:

- аналоговые,
- цифровые,
- компьютеризированные

Автоматическая компьютеризированная лаборатория содержит бортовой компьютер, который выполняет следующие функции:

- а) управляет калибровкой аппаратуры;
- б) оптимизирует процесс измерения;
- в) контролирует качество получаемой информации;
- г) осуществляет оперативную интерпретацию результатов.

КАРОТАЖНЫЕ СТАНЦИИ

Каротажные станции монтируются, как правило, на автомашинах повышенной проходимости и содержат измерительную аппаратуру и спуско-подъемное оборудование.

Аппаратура каротажных станций, как показано на рис. 4.1, включает в себя скважинный прибор 1, каротажный кабель 2, измерительную па-

нель 3, регистратор 4, блок питания скважинного прибора 5, панель контроля каротажа 6 и силовой блок 7.

Скважинный прибор (СП) включает в себя первичный преобразователь и некоторые вспомогательные устройства: источники питания этих преобразователей, вторичные преобразователи, элементы схем телеконтроля и телеуправления и прочее. Конструкции СП будут подробнее рассмотрены нами далее.

Каротажный кабель представляет собой линию связи между СП и наземной частью измерительной аппаратуры.

Измерительная панель содержит фильтры, отделяющие полезный сигнал от помех, усилители (или аттенюаторы) сигнала, выпрямитель. Измерительные панели могут быть сменными, для каждого СП - своя.

Регистратор — это основной и наиболее сложный блок каротажной станции. Он обеспечивает запись измеряемых параметров в функции глубины скважины в аналоговой или цифровой форме. Как правило, регистратор имеет несколько (от 2 до 16) измерительных каналов и включает в себя различные вспомогательные устройства, служащие для повышения точности измерений: переключатели пределов измерения и масштабов глубин, отметчики марок времени и меток глубин, компенсаторы поляризации и др.

Конструкции регистраторов обычно унифицированы.

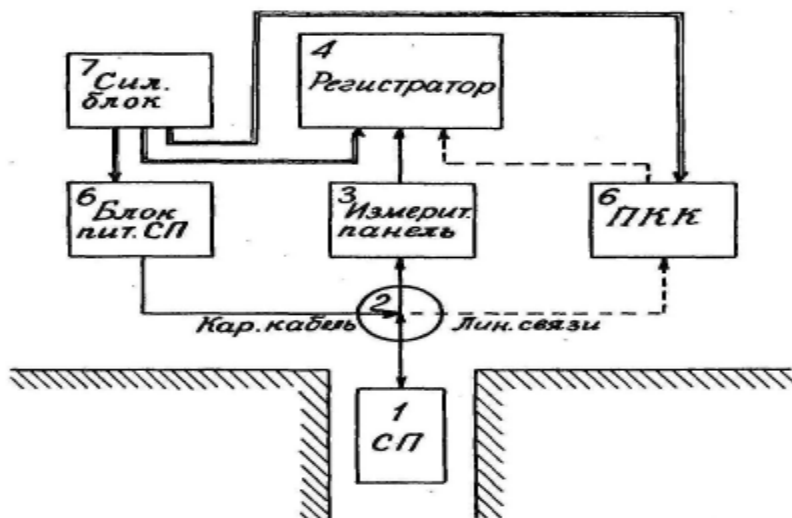


Рис. 4.1. Функциональная схема измерительной аппаратуры каротажной станции

Вся линия блоков станции от СП до регистратора как раз и представляет собой ту телеметрическую систему.

Блок питания скважинного прибора содержит устройства для регулировки, контроля и стабилизации питания скважинных приборов. Эти блоки бывают сменными, т.к. одни СП питаются переменным током промышленной частоты (например, приборы радиоактивного каротажа), другие - переменным током пониженной частоты от 5 до 25 Гц (зонды КС), третьи - постоянным (каверномеры, термометры, инклинометры).

Панель контроля каротажа содержит приборы для контроля за самим процессом каротажа: счетчик глубин, измеритель скорости подъема и силы натяжения кабеля, усилитель магнитного меткоуловителя и др. Эти панели обычно унифицированы и без изменений входят в состав различных каротажных станций.

Силовой блок содержит устройства регулировки, контроля и стабилизации напряжения и силы тока, необходимые для питания всех остальных блоков станции. Силовой блок подключается к внешнему источнику напряжения промышленной частоты или к собственному бензоэлектрическому генератору каротажной станции.

Спуско-подъемное и вспомогательное оборудование включают в себя следующие устройства:

- **лебедку с каротажным кабелем**. Лебедка приводится во вращение от мотора автомашины. Скорость подъема можно менять в пределах от нескольких десятков до нескольких тысяч м/час. Лебедка имеет коллектор и автоматический кабелеукладчик. Емкость лебедок каротажных станций - до 2000м кабеля. Лебедки большей емкости устанавливаются на так называемых *каротажных подъемниках*, которые эксплуатируются в комплексе с каротажными лабораториями, содержащими только измерительную аппаратуру;

- **бензоэлектрический агрегат** - автономный генератор переменного тока с бензиновым двигателем;

- **комплект соединительных проводов** для подключения станции к внешней сети, для соединения станции с выносным оборудованием на устье скважины, для поверхностных электродов.

Размещение измерительной аппаратуры и спуско-подъемного оборудования в кузове каротажной станции показано на рис. 4.2.

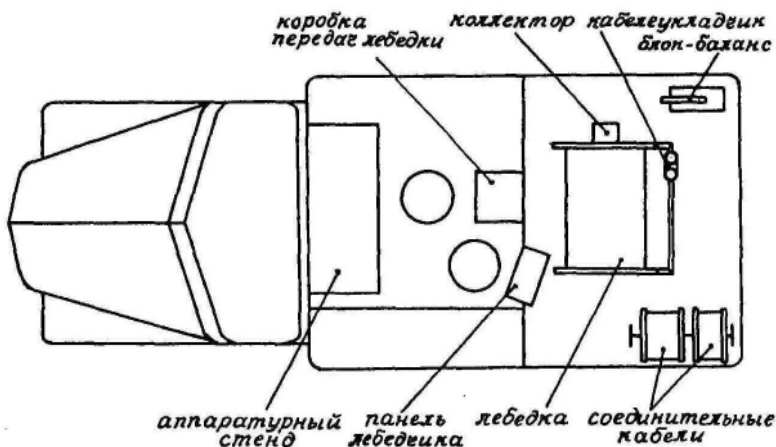


Рис. 4.2. Размещение измерительной аппаратуры и спуско-подъемного оборудования в кузове каротажной станции на примере СК-1-74

Регистрирующие приборы каротажных станций

В аппаратуре ГИС используются аналоговые и цифровые регистраторы. Аналоговые регистраторы бывают двух видов: каротажные осциллографы и автоматические каротажные потенциометры.

Каротажные осциллографы (фоторегистраторы)

Фоторегистраторы (ФР) оснащены зеркальными гальванометрами, имеющими традиционное устройство. Они включают в себя магнитную систему, между полюсами которой располагается тонкая проволоочная рамка на упругих растяжках, над рамкой на верхней растяжке наклеено миниатюрное металлическое зеркальце (рис. 4.3). Когда через рамку пропускают измеряемый ток, его магнитное поле взаимодействует с магнитным полем системы, поворачивая рамку на определенный угол, а луч света от лампочки, отраженный зеркальцем, перемещается по диаграммной ленте (фотобумаге). Для повышения тряскоустойчивости рамку помещают в жидкость повышенной плотности.

Зеркальные гальванометры имеют очень высокую чувствительность и характеризуются постоянными по току порядка $K_i = 0,5 - 0,75$ мкА/см. Отличительной особенностью гальванометров каротажных фоторегистраторов является низкая собственная частота $f_0 = 1-2$ Гц и степень успокоения $\beta = 0,6-0,8$.

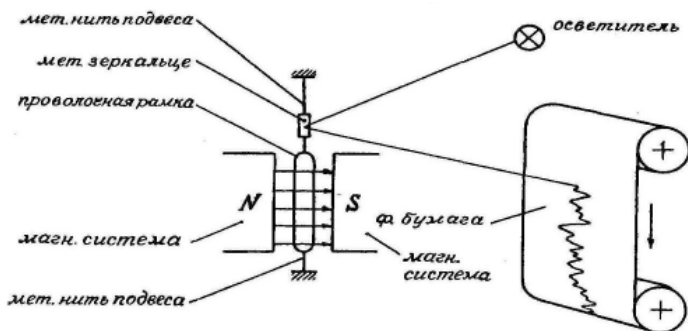


Рис. 4.3. Принцип действия зеркального гальванометра

Марки современных каротажных гальванометров: М007, МО 12, МОЗЗ. Все они имеют одинаковую конструкцию и отличаются только величиной постоянной по току и собственной частотой.

В составе ФР находится не один, а ряд (от 6 до 20) гальванометров, которые группируются в несколько измерительных каналов, содержащих от 1 до 3 гальванометров и набор элементов, служащих для регулировки электрической цепи измерительного канала.

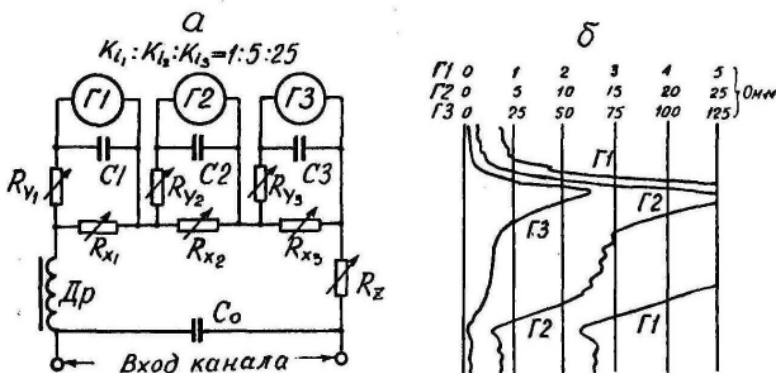


Рис. 4.4. Электрическая схема измерительного канала фоторегистратора (а) и пример записи им диаграммы КС на пласте высокого сопротивления (б)

На рис. 4.4, а представлена типовая измерительная схема канала КС, содержащая 3 последовательно соединенных гальванометра. В цепи каждого из гальванометров последовательно с ним включен реостат R_y и параллельно реостат R_x . С помощью реостатов R_x измерительные цепи

трех гальванометров регулируются таким образом, чтобы масштабы записи соседних гальванометров заглублялись в 5 раз и относились как 1:5:25. Это сделано для расширения диапазона записи измерительного канала, т.к. кажущиеся сопротивления горных пород и руд варьируют в очень широких пределах - от 0,1 до 10^{-10} Ом*м. В случае измерения высоких значений КС блик первого, самого чувствительного гальванометра может "зашкалить", выйти вправо за пределы диаграммы, при этом в пределах диаграммы остается запись более грубого второго или самого грубого - третьего гальванометра, как это показано на рис. 4.4. б.

Реостаты R_y служат для регулировки степени успокоения гальванометров, конденсаторы С1-С3 - для получения оптимальной собственной частоты.

Реостат R_z предназначен для регулировки полного сопротивления измерительного канала, а дроссель D_p и конденсатор C_o образуют фильтр, не пропускающий помехи переменного тока.

Каждый гальванометр снабжается электрическим корректором нуля, с помощью которого через гальванометр пропускают небольшой постоянный ток, знак и величину которого подбирают опытным путем, добиваясь нулевого положения блика гальванометра на диаграммной ленте перед началом измерений.

Всего в разных фоторегистраторах бывает от 3 до 8 измерительных каналов, что позволяет за одну спуско-подъемную операцию записать сразу несколько разных каротажных диаграмм, например, 3 диаграммы КС с разными зондами и диаграмму ПС или диаграммы ГК и НТК и т.д.

В современных ФР предусмотрена возможность смещения начала записи разных кривых с учетом различного положения по глубине датчиков в скважинном приборе и возможность нанесения условных обозначений различных горных пород на литологическую колонку. Метки глубин на диаграммах «оцифровываются» - на них фотографируются показания счетчика глубин. Кроме того, на диаграмму наносятся марки времени (через каждые 0,5 мин.), а также линии горизонтальной и вертикальной разграфки (последние - через 2 см).

Лентопротяжные механизмы ФР обычно сдвоены, что позволяет записывать один и тот же параметр сразу в двух масштабах глубин: основном и детальном. Масштабы глубин стандартные и выбираются в соответствии с принятой методикой измерений. Основные масштабы глубин: 1:5000, 1:2000, 1:1000, 1:500, 1:200; при детализации включаются дополнительные масштабы, для чего знаменатель основных уменьшается в 10 раз.

Марки каротажных ФР отечественного производства: НО13, НО15, НО17 (переносной), НО28, НО65 (с видимой фотозаписью ультрафиолетовым светом).

Каротажные станции и лаборатории, оснащенные фоторегистраторами, носят название автоматических: АКС-4, АКС/П-65, АКС/Л-7, СК-1-74 и др.

Автоматические каротажные потенциометры. В этих потенциометрах реализуется компенсационный способ измерения в автоматическом режиме (рис. 4.5, а).

Измеряемое напряжение U_1 , на участке реохорда l_K , имеющего полную длину l_N , сравнивается с компенсирующим напряжением U_K , которое создает ток от элемента E_K , питающего реохорд. Разность потенциалов небаланса $\Delta U_{НБ} = U_X - U_K$ поступает на вход нуля-органа (усилителя) НО, усиливается и подается на реверсивный двигатель РД, направление вращения которого зависит от знака $\Delta U_{НБ}$. Двигатель через редуктор перемещает ползунок в таком направлении, чтобы свести $\Delta U_{НБ}$ к нулю. В момент компенсации $\Delta U_{НБ} = 0$, следовательно:

$$U_1 = U_K = \frac{U_2}{l_N} \cdot l_K,$$

где U_2 - падение компенсирующего напряжения на всей длине реохорда l_N , а $U_2/l_N = m$ - постоянная реохорда по напряжению.

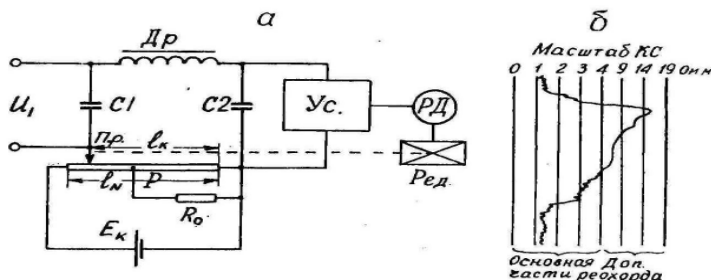


Рис. 4.5. Электрическая схема измерительного канала автоматического потенциометра (а) и пример записи им диаграммы КС над пластом высокого сопротивления (б). Шкала "масштабная"

Ползунок реохорда скреплен с пером, пишущим на диаграммной ленте, которая перемещается синхронно с движением скважинного прибора по скважине.

Двигатель РД в системе автоматического потенциометра имеет такую же оптимальную собственную частоту $f_0 = 1 - 2$ Гц и степень успокоения $\beta = 0,6 - 0,8$, как и гальванометр в системе фоторегистратора. Дроссель

Др и конденсаторы C_1 - C_2 образуют фильтр помех переменного тока. Резистор R_0 шунтирует начальную часть реохорда, благодаря чему постоянная по напряжению на ней получается в 5 раз меньше, чем на остальной части, так что в результате масштаб записи на последней загроубляется в 5 раз, как это показано на рис. 3.5, б. К шунтированию части реохорда прибегают для расширения диапазона измерения канала (по аналогии с включением 3 гальванометров в измерительный канал ФР).

Марки времени и метки глубин наносятся на диаграмму дополнительным пером, а линии вертикальной и горизонтальной разграфки наносятся на диаграммную бумагу заблаговременно, при ее изготовлении.

Большое преимущество автоматических потенциометров - это получение видимой записи, не нуждающейся в проявлении и закреплении.

Автоматические потенциометры, так же как и фоторегистраторы, содержат по несколько измерительных каналов. Так, например, потенциометры ПАСК-8, ПАСК-9 - двухканальные, а НЗ010 - четырехканальный.

Лентопротяжные механизмы потенциометров также являются двоянными и имеют те же масштабы глубин, что и у фоторегистраторов.

Станции, которые оснащены такими потенциометрами, называются автоматическими электронными станциями: АЭКС-900, АЭКС-1500 и др.

Цифровые регистраторы. Регистрация диаграмм в цифровой форме облегчает их обработку и интерпретацию на ЭВМ, а это, в свою очередь, ускоряет интерпретацию и освобождает ее от субъективных ошибок, присущих отдельным интерпретаторам. Дополнительное преимущество цифровой записи - это возможность передачи информации на большие расстояния, например, со скважины в интерпретационные центры - по обычным системам связи, - по телефону или по радиоканалам - через спутники.

При аналоговой регистрации результаты ГИС представляют систему кривых, изображающих зависимость измеряемого параметра от глубины. Для обработки на ЭВМ геофизические данные необходимо преобразовать в цифровую форму - перейти от кривых к последовательности чисел a , представляющих значения геофизической величины на различных глубинах.

Возможны 2 способа преобразования каротажных данных в цифровую форму: с равномерным и неравномерным интервалом (или шагом дискретизации) по глубине. Наибольшее распространение получил первый способ.

При равномерной системе преобразования последовательность чисел имеет вид:

$$a_1, a_2, a_i, \dots, a_i, a_{i+1}, \dots, a_n.$$

Значения глубин, к которым относятся эти числа, могут не записываться, а глубина каждой точки z_i определяется по формуле:

$$Z_j = Z_i + \Delta \cdot i, \text{ где } z_i - \text{глубина первой точки;}$$

Δ - шаг дискретизации;

i - порядковый номер точки.

При этом неточность синхронизации может привести к погрешности в величине Δ и, следовательно, в определении Z_i . Чтобы избежать накопления ошибок, последовательность чисел a_n разбивают на зоны.

АППАРАТУРА и ОБОРУДОВАНИЕ

Геофизическое оборудование обеспечивает **электрическую и механическую стыковку** скважинной и наземной аппаратуры посредством (кабеля, подъемника, блок-баланса), также спуск и подъем скважинных приборов

Подъемники - спускоподъемное оборудование на автомобиле.

Подъемник (или лебедка), работающий от двигателя автомобиля и предназначен для спуска кабеля в скважину и подъема его на поверхность.

Подъемники с лебедками разных размеров и конструкций в зависимости от типа и длины кабеля (ГК-2, ГК - 4 и др.).

Подъемники содержат:

- а) лебедки с узлами управления;
- б) коробки отбора мощности;
- в) редуктора;
- г) коллектора;
- д) панели управления (для контроля спускоподъемных операций и работы двигателя).

Лебедка состоит из: а) рамы, б) барабана в) привода для вращения барабана; г) укладчик кабеля; д) тормозной системы

Самоходный подъемник типа ГК-2 предназначен для работ в скважинах глубиной до 4500 м с геофизическим кабелем типов: КГ1-53-180 и КГ1-53-90. Установлен он на ЗИЛ-131.

Подъемник типа ГК-4 на Урале -375А (в скважинах глубиной до 7000м); скорость перемещения снаряда $V = 50 \div 10000$ м/ч.

(Питающие измерительные цепи к жилам КГ присоединяются с помощью коллектора, установленного на раме лебедки).

Блок-баланс устанавливается вблизи скважины и предназначен для направления кабеля в скважину и синхронной передачи (h) расположения датчика поля на лентопротяжный механизм регистратора. (Рис. 4.6).

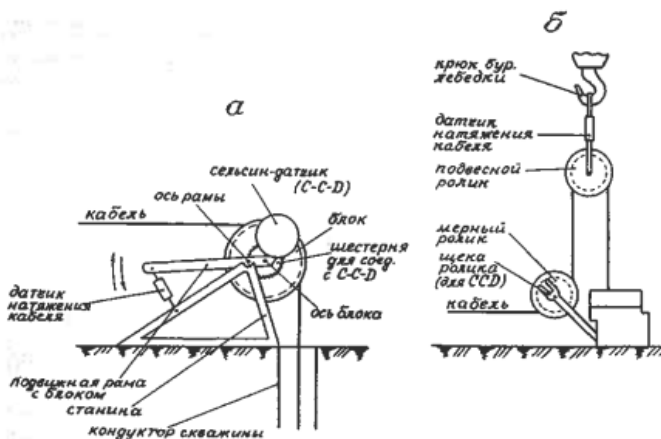


Рис.4.6 Конструкция рамочного (а) и подвесного (б) блок-балансов

Блок-баланс:

- а) преобразовывает горизонтальное движение кабеля в вертикальное;
- б) фиксирует длину перемещения кабеля через него;
- в) приводит в действие механические системы лаборатории (ЛПМ отметки глубин).

На нем крепятся: 1. Датчик глубин 2. Датчик натяжения кабеля.

Датчик глубин передает движение ЛПМ (лентопротяжный механизм) преобразующего прибора и счетчика глубин. Индикация на контрольных панелях лаборатории.

Кабели. Каротажные кабели осуществляют электрическую связь скважинных приборов с наземной измерительной аппаратурой и, кроме того, несут механическую нагрузку

Требования, предъявляемые к каротажным кабелям: а) достаточная прочность и гибкость; б) малое сопротивление (электрическое); в) высокая изоляции токопроводящих жил г) работа при высоких температурах ($T = 200 - 250^{\circ}C$);

д) работа при высоких давлениях ($D = 150 - 150 \text{ мПа}$) е) сохранять работоспособность при химически агрессивной среде.

Существуют **одно-, трех- и многожильные кабели**. Последние типы могут содержать 4, 7 или 17 токопроводящих жил. В трех- и многожильных кабелях механическую нагрузку несут сами токопроводящие жилы, поэтому жилы включают в себя стальные проволоки, наряду с медными, имеющими низкое сопротивление. В одножильных бронированных кабелях механическую нагрузку несет наружная двойная проволоочная навивка - "броня", и токонесущая жила состоит только из медных проволок.

По конструкции кабели бывают шланговые, оплеточные и бронированные.

Устройство в поперечном разрезе шлангового кабеля показано на рис. 4.7, а, бронированного - на рис. 4.7, б.

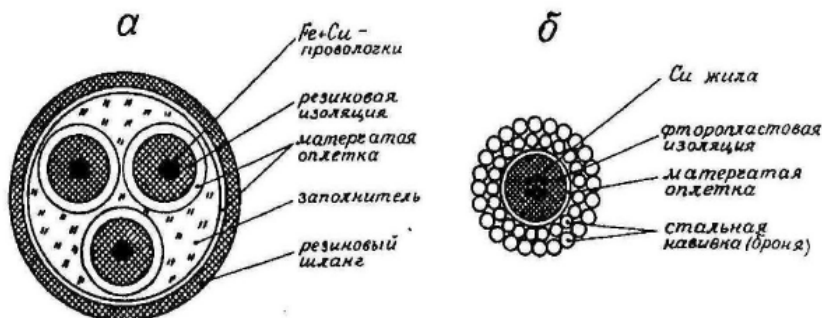


Рис. 4.7. Конструкция трехжильного шлангового (а) и одножильного бронированного (б) каротажного кабеля в поперечном разрезе

Оплеточные кабели отличаются тем, что вместо резиновой оболочки, закрывающей все три токонесущие жилы, в них применена тканевая оплетка.

Каждому типу кабеля присвоен шифр, в котором первая буква (К) означает "кабель", вторая (Г) - "геофизический", цифра после этих букв (1; 3; 7; 17) - число жил в кабеле, следующее двузначное число - разрывное усилие кабеля в кН, второе число — термостойкость кабеля в °С. Буквы в конце шифра несут дополнительную информацию. Они означают: "Ш" -шланговая оболочка; "М" - маслостойкий; "К" - коаксиальный; "ВО" -волоконистая оплетка; "ПО" - полиэтиленовая оболочка по броне.

Таким образом, шифр, например, **КГЗ-10-70 ВО** означает: кабель геофизический, трехжильный, оплеточный с разрывным усилием 10 кН и

предельной рабочей температурой 70 °С. Или **КГ (1, 3, 7) - 24 - 190 Ш** (переводится: кабель геофизический; одно-, трех-, семижильный ; разрывное усилие в килоньютонах 24 кН, термостойкость кабеля в градусах Цельсия; **(Ш)** шланговая оболочка; **(М)** - масло-стойкий; **(ВО)** - оплетка из волокнистого материала; **Б** - бронированные кабели.

При каротаже нефтяных и газовых (следовательно, наиболее глубоких) скважин наибольшее распространение получили бронированные кабели. Они обладают большей прочностью и термостойкостью, кроме того, они имеют меньший диаметр и большую плотность, что облегчает их спуск в скважины с вязким и утяжеленным раствором.

ЛЕКЦИЯ 5

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ КАРОТАЖ

Электрические и электромагнитные методы каротажа занимают ведущее место при проведении геофизических исследований в скважинах, на их долю падает более 50 % от всего объема, приходящегося на выполнение ГИС.

Основные понятия и классификация электрических методов исследования скважин

Классификация электрических методов - исследования скважин основана на характере происхождения изучаемого поля и его изменении во времени (по частоте).

По происхождению изучаемого поля методы электрометрии скважин делятся на две большие группы: естественного и искусственного электромагнитного поля.

А по частоте поля на методы: постоянного, квазипостоянного и переменного поля. Причем среди методов переменного электрического поля различают низкочастотные и высокочастотные.

При изучении стационарных естественных электрических полей применяются методы потенциалов собственной (ПС) поляризации горных пород. Искусственные стационарные и квазистационарные электрические поля исследуются методами кажущегося сопротивления (КС), сопротивления заземления (СЗ), методами регистрации тока (ТК), потенциалов вызванной поляризации (ВП),

Искусственные переменные электромагнитные поля изучаются индукционными (ИК), диэлектрическими (ДК) и радиоволновыми методами.

Методы потенциалов собственной поляризации горных пород (ПС). В эту группу методов входят: а) обычный метод потенциалов ПС; б) метод градиента ПС; в) метод селективных зондов; г) метод квазистатических потенциалов д) метод специальных зондов; е) метод электродных потенциалов (МЭП); з) метод гальванических пар и др.

МЕТОД СОБСТВЕННОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ (ПС) основан на измерении потенциалов СП, по которому определяется такая важная характеристика горных пород как α (естественная электрохимическая активность), которая служит **критерием оценки** наличия в горных породах высокодисперсного материала и (или) минерализованной пластовой жидкости.

Физические основы метода ПС сложны. Происхождение потенциалов СП в скважинах обусловлено:

- диффузионно-адсорбционной активностью горных пород;
- фильтрационными;
- окислительно-восстановительными процессами.

В каждом отдельном случае конкретной горной породы и условий измерений преобладает одна из перечисленных причин.

В скважинах, бурящихся на нефть-газ и воду основная причина - диффузия ионов при соприкосновении растворов электролитов разной концентрации.

Большинство осадочных пород - дисперсные пористые среды. В условиях заполнения их электролитами происходит избирательная адсорбция и возникновение двойных электрических слоев диффузионно-адсорбционного происхождения.

Возникновение фильтрационных потенциалов в горных породах с заметно выраженными фильтрационными свойствами и при наличии перепада давления между скважиной и пластом, в результате которого происходит фильтрация жидкости вдоль пласта. **Анионы** (отрицательны ионы) менее подвижны, т.к. адсорбируются тонкодисперсным материалом, а **катионы** (положительные ионы) накапливают положительный заряд на некотором удалении от стенки скважины. При наличии **глинистой корки** на внешней её стороне, создавая ΔU , которая является причиной фильтрационной составляющей ПС.

Количественная оценка скачков потенциала диффузионно-адсорбционного происхождения на двойном электрическом слое определяется по формуле: $E_{\text{да}} = K_{\text{да}} \lg\left(\frac{\rho}{\rho_{\text{в}}}\right)$

где $-K_{\text{да}} \approx -11.6 \text{ мВ}$ до 58 мВ

Окислительно-восстановительные потенциалы наблюдаются в зонах сульфидного оруденения в результате окисления сульфидов.

Окисляющая среда заряжается положительно, отдавая электроны.

Восстановляющая среда, присоединяя электроны, заряжается отрицательно. В результате чего образуется двойной электрический слой.

Аномалии окислительно-восстановительных потенциалов регистрируются:

- в сульфидных залежах;
- в угольных пластах;
- в графитах

Плотные породы (известняки, слабопроницаемые песчаники, изверженные породы) отмечаются небольшими аномалиями $\Delta U_{\text{пс}}$.

Кривую $\Delta U_{\text{пс}}$ регистрируют по схеме измерения разности потенциалов между электродом **М**, перемещающимся по скважине, и электродом **Н**, расположенным неподвижно вблизи устья скважины. Между электродами **М** и **Н** включается регистрирующий прибор и компенсатор поляризации.

Работы методом ПС выполняют, обычно, установкой, содержащей только два приемных электрода: **М** и **Н**. Зондом для измерения $\Delta U_{\text{пс}}$ служат свинцовые электроды.

Измерения проводят способом потенциалов или способом градиента потенциалов. Более применимым на практике является **способ потенциалов**, который заключается в том, что измерение $\Delta U_{\text{пс}}$ выполняют установкой, состоящей из подвижного электрода **М** и неподвижного электрода **Н**, который заземляют у устья скважины. Зонд с электродом **М** перемещают по скважине и на пульте регистрации записывают диаграмму $\Delta U_{\text{пс}}$.

В результате работ получают графики естественных потенциалов, измеряемые в милливольтх (Рис. 5.1). При наличии электрических помех или по другим причинам измерение выполняют способом градиента потенциала. В этом случае оба приемных электрода **М** и **Н**

передвигают по скважине на постоянном расстоянии друг от друга, обычно равном 1 - 2 м.

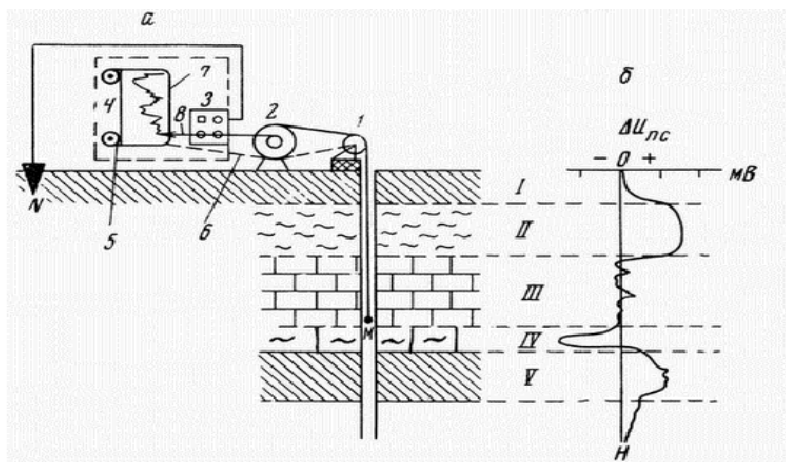


Рис. 5.1. Схема каротажа ПС способом потенциала с полуавтоматической регистрацией: а - схема установки: 1 - блок-баланс, 2 - лебедка с коллектором, 3 - милливольтметр, 4 - регистратор, 5 - лентопотяжный механизм, соединенный гибким валиком (6) с роликом блок-баланса, 7 - диаграммная бумага, 8 - карандаш; б - диаграмма естественных потенциалов по стволу скважины: I (почва) и III (известняки) - пласты со слабой электрохимической активностью, II (суглинки) и V (глины) - пласты с положительными аномалиями ПС, IV - пласт с отрицательной аномалией ПС, характерной для проницаемых слоев.

В результате измерений получают графики естественных потенциалов (в мВ). Изменение потенциалов ПС в скважине отображается симметричной кривой относительно середины пластов. Пласт имеет **границы** на уровне значения потенциала, равного примерно половине амплитуды аномалии $\Delta U_{\text{ПС}}$, т.е. $0,5 \Delta U_{\text{ПС}}(\text{макс.})$. С уменьшением мощности пласта граница его смещается к максимуму, тем интенсивнее, чем меньше мощность выделяемого пласта. На величину отклонения $\Delta U_{\text{ПС}}$ влияют также рк вмещающих пород, зоны фильтрации бурового раствора, диаметр скважины и т.п.

Регистрируемая разность потенциалов равна:

$$\Delta U_{\text{ПС}} = \Delta U_{\text{МН}} = \Delta U_{\text{М}} + \text{const}$$

КАРОТАЖ методом кажущихся сопротивлений (КС)

Скважинные исследования методом КС основаны на разделении пород по кажущемуся удельному электрическому сопротивлению, которое рассчитывают по формуле

$$\rho_e = \frac{K \cdot \Delta U}{J}$$

Обычно применяют четырех электродную установку АМNB, причем в скважину опускают три электрода АМN или АВМ, а четвертый А или N заземляют на поверхности вблизи устья скважины. Три электрода в скважине образуют каротажный зонд.

В зависимости от положения электродов различают следующие типы зондов (рис. 5.2):

а) **однополюсный** (с одним питающим электродом А, а второй В находится на поверхности, т.е. установка АМN);

б) **двухполюсный** (зонд типа **ВАМ**), когда в скважину опускают оба питающих электрода А и В, а на поверхности заземляют приемный электрод;

в) **потенциал-зонд**, зонд в котором расстояние между парными электродами (MN в однополюсном или АВ в двухполюсном) в 5-10 раз превышает расстояние между непарными АМ;

г) **градиент-зонд**, зонд, в котором расстояние между парными электродами MN или АВ во много раз меньше расстояния между непарными электродами АМ.

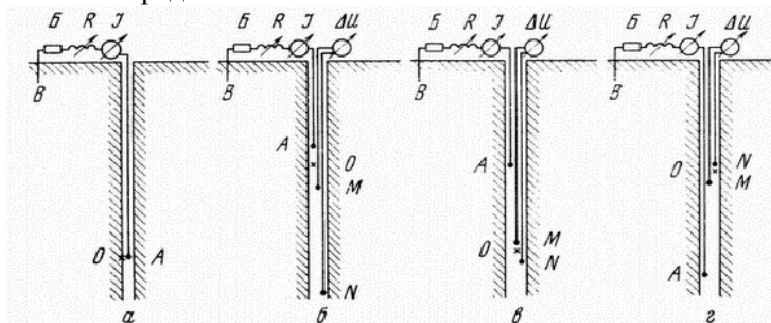


Рис. 5.2 Различные зонды для электрического каротажа скважин: А, В - питающие электроды, Б - батарея или другой источник питания, R - реостат для регулировки силы тока, I - прибор, измеряющий силу тока, MN - приемные измерительные электроды, -прибор для измерения (регистрации) разности потенциалов, О - точка записи, к которой относят результаты замеров; а - одноэлектродный зонд токового каротажа, б - трехэлектродный потенциал-зонд, в - трехэлектродный подошвенный (последовательный) градиент-зонд, г - трехэлектродный кровельный (обращенный) градиент-зонд

Выделение границ пластов с различным электрическим сопротивлением зависит от расположения парных электродов относительно непарного, поэтому различают градиент-зонды: **подошвенный (П)** и **кровельный (К)**. В подошвенном зонде парные электроды расположены ниже непарного. В кровельном зонде парные электроды находятся выше непарного электрода. Подошвенный градиент-зонд отчетливо фиксирует подошву пласта высокого сопротивления, кровельный - кровлю такого пласта.

Зонды обозначаются буквами - названиями электродов в порядке расположения этих электродов в скважине сверху вниз. Между буквами записывается расстояние между электродами в метрах. Например, **N0,5 М 2,0 А** - кровельный градиент-зонд, где расстояние между парными электродами $MN = 0,5$ м, а от ближайшего парного М до непарного А электрода расстояние 2м. Длина градиент-зонда $L_{гз} = 2,25$ м.

Методика измерений КС заключается в следующем: скважинный снаряд (каротажный зонд) спускают к забою подготовленной скважины. На питающие электроды подают постоянный ток (**I**). Зонд перемещают от забоя к устью скважины с помощью кабеля и лебедки и при этом автоматически измеряют и записывают на ленту в виде непрерывной кривой разность $\Delta U_{кс}$.

При постоянном размере зонда и постоянном значении (**I**) кривая является фактическим графиком ρ_k .

Для перевода значений $\Delta U_{кс}$ (в мВ) в значения K (Ом *м) достаточно выбрать масштаб записи, равный отношению коэффициента зонда к подаваемому на электроды току ($M = K / I$).

Удобный масштаб записи для конкретного зонда получается подбором соответствующей силы тока.

Интерпретация данных КС заключается в визуальном выделении на диаграммах КС аномалий ρ_k , по которым определяют глубину залегания пластов с высоким или низким удельным электрическим сопротивлением и их мощность.

Однако форма кривых и их характер зависят не только от сопротивления и мощности слоев, но и от диаметра скважины, минерализации бурового раствора или воды, заполняющей скважину, радиуса проникновения жидкости в поры породы, а следовательно, от пористости пород и разности давлений жидкости в пласте и скважине.

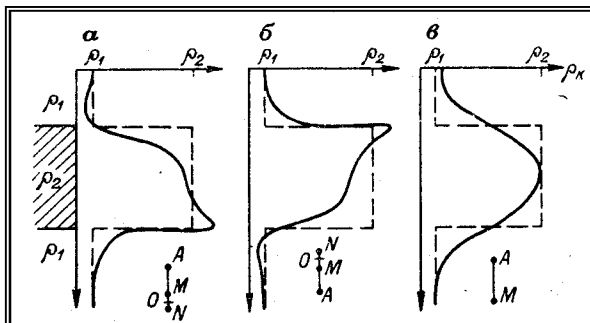


Рис.5.3. Графики p_k по данным каротажа КС с разными типами зондов.

а - подошвенный градиент-зонд; б - кровельный градиент-зонд; в - потенциал зонд.

Характер кривой (рис.5.3.) зависит также от типа и размера зонда, с помощью которого получена диаграмма, от соотношений размера зонда с мощностью слоев в стенках скважины.

МЕТОД БОКОВЫХ КАРОТАЖНЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ

Боковые каротажные зондирования (БКЗ) - это основной метод определения УЭС горных пород в условиях буровых скважин.

Сущность метода БКЗ заключается в измерении кажущегося сопротивления горных пород зондами одного типа, но разной длины.

Метод БКЗ аналогичен методу ВЭЗ в электроразведке.

В БКЗ также изучают изменение p_k с увеличением глубины проникновения тока - по мере возрастания длины зонда. При малых зондах $L < d$ ток замыкается в малом объеме, внутри скважины, и получаемое p_k определяется, в основном, сопротивлением бурового раствора p_0 . С увеличением длины зонда ток проникает все дальше от оси скважины, захватывая сначала зону проникновения бурового раствора с сопротивлением p' , а затем и неизменную часть пласта с сопротивлением p . Соответственно, меняются и получаемые значения p_k . Результат БКЗ представляет собой кривую зависимости $p_k = f(L)$, построенную в билогарифмическом масштабе.

Методика БКЗ состоит в том, что для проведения БКЗ используют набор из 4-6 зондов одного типа, например, обращенных или последовательных градиент-зондов, длина которых возрастает от $1 \ll d$ до $1 \ll 3d$. Каждый последующий зонд примерно вдвое длиннее предыдущего. Кроме того, в комплект зондов БКЗ включают еще 1 зонд, «перевернутый»

по отношению к остальным (т.е. последовательный, если остальные обращенные, и наоборот), 1 потенциал-зонд и резистивиметр.

Типы кривых БКЗ, полученные кривые БКЗ $p_{\kappa}^{cp}=f(L)$ бывают двуслойные и трехслойные.

Трехслойные кривые БКЗ получаются на пористых и проницаемых породах, на которых между буровым раствором и самой породой образуется промежуточный слой - зона проникновения бурового раствора с сопротивлением p' . Глинистую корочку, образующуюся на этих породах, можно не рассматривать как отдельный слой потому что, во-первых, ее сопротивление близко к сопротивлению бурового раствора, а во-вторых, ее толщина очень невелика - 1-2 см.

Трехслойные кривые БКЗ бывают двух типов - приподнятыми и выположенными - в зависимости от соотношения между сопротивлением зоны проникновения и неизмененного пласта.

Интерпретация БКЗ основана на сопоставлении практических и теоретических кривых.

Методика интерпретации БКЗ разработана для пластов бесконечной мощности, т.е. для случая, когда отсутствуют границы, перпендикулярные оси скважины. В реальных условиях мощность пластов всегда конечна, у каждого пласта есть подстилающие и перекрывающие породы, которые обязательно оказывают влияние на формирование кривых КС единичных зондов и, следовательно, кривой БКЗ в целом.

ЛЕКЦИЯ 6.

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ МЕТОДЫ ГИС

Электромагнитные методы основаны на применении электромагнитного поля, индуцирующего вторичные электромагнитные поля.

Электромагнитные методы не требуют гальванического (непосредственного) контакта токоведущих элементов с горными породами.

Эти методы можно применять: в сухих скважинах; в скважинах, пробуренных с использованием непроводящих ток пресных промысловых жидкостей и жидкостей на нефтяной основе; при малых значениях $(\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{с}})$

Различают: низкочастотные (20 - 60 кГц) и высокочастотные (1 - 40 МГц) электромагнитные методы.

Основное применение в практике нашел низкочастотный метод, известный под названием индукционный.

ИНДУКТИВНЫЙ КАРОТАЖ (ИК) основан на измерении напряженности переменного электромагнитного поля, возбужденного в

породах, и предназначенного для изучения их удельной проводимости (удельного сопротивления).

Наиболее простой зонд (ИК) состоит из генераторной и измерительной катушек, расположенных соосно на расстоянии, равном длине зонда (Рис. 6.1).

Через генераторную катушку пропускают переменный ток с частотой (20 - 60 КГц.) Создаваемое этим током первичное переменное поле возбуждает в окружающей среде вихревые токи и вторичное электромагнитное поле. Первичное и вторичное электромагнитные поля индуцируют в измерительной катушке ЭДС E , первичная составляющая E_1 которой компенсируется, а вторичная E_2 регистрируется.

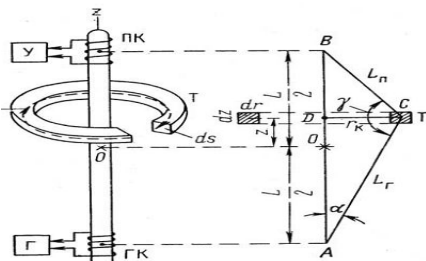


Рис. 6.1. Устройство зонда для индуктивного каротажа.

Так как сила тока в генераторной катушке постоянна, наведенная в измерительной катушке ЭДС E_2 будет расти примерно пропорционально удельной электропроводности среды, окружающей зонд:

$$E = \gamma_{\kappa} K = \frac{1}{\rho_{\kappa}}$$

где γ_{κ} и ρ_{κ} - соответственно кажущаяся удельная электропроводность и сопротивление среды

K - коэффициент зонда, зависящий от его длины, параметров катушек и питающего тока.

В современной аппаратуре ИК применяют фокусируемые зонды, которые кроме генераторной и измерительной катушек, содержат дополнительные фокусирующие катушки. Фокусирующие катушки снижают влияние вмещающих пород, скважины и зоны проникновения на показания зонда.

Основная область применения (ИК) - определение ρ_{κ} пластов в скважинах с пресной промывочной жидкостью, когда возможно только повышающее проникновение.

Наилучшие результаты ИК дает в песчанисто-глинистых разрезах с небольшим уд. сопротивлением пластов ($\rho_{\Pi} < 30 \text{ Ом*м}$).

БОКОВОЙ КАРТАЖ (БК) (электрические методы с фокусировкой тока)

При больших значениях ρ_{Π} / ρ_c , т.е. при ($\rho_{\Pi} / \rho_c > 200$), шунтирующее влияние столь велико, что мКС не обеспечивает необходимой точности даже в модификации БКЗ.

Серьезные ограничения КС (в пластах ограниченной мощности) особенно при малых $\rho_{\text{вм}}$ горных пород, т.е. $\rho_{\Pi} > \rho_{\text{вм}} > 20$.

В обоих случаях ток распространяется не по исследуемому пласту:

- в первом случае он течет, главным образом, вдоль ствола скважины;
- во втором, - уходит во вмещающие горные породы.

Для устранения этих недостатков создан метод с фокусировкой тока. За рубежом он называется «Laterlog» (автор Х.Г.Долль, 1950), а в России - боковой картаж (автор В.Н.Дахнов, 1946).

Фокусировку осуществляют экранными электродами (A_1 и A_2) 7-электродного зонда, напряжение на которые подают в фазе с напряжением питающего электрода A_0 . (рис. 6.2).

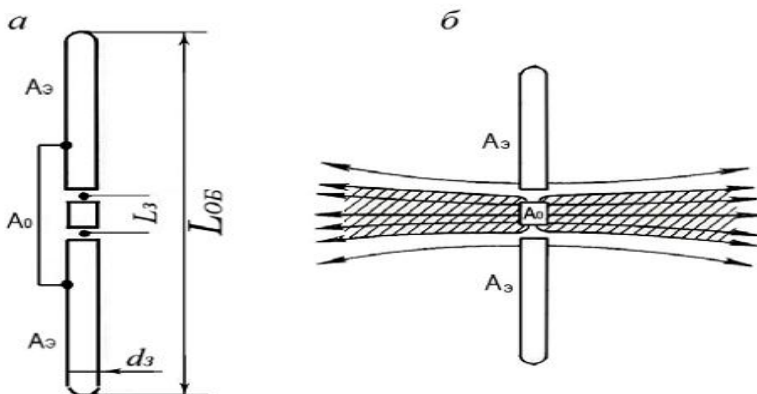


Рис.6.2 . Схема трехэлектродного зонда БК (а); характер распределения токовых линий в однородной среде для трехэлектродного зонда БК (б)

Строгая горизонтальность токовых линий, обеспечивающая их распространение только по исследуемому пласту, контролируется отсутствием вертикальных составляющих тока, и соответственно, нулевой разно-

стью потенциалов вдоль оси скважины на участках $M1N1$ и $M2N2$ (т.е. $\Delta U_{M1N1} = 0$, ΔU_{M2N2}). При нарушении этого условия ток, проходящий через экранные электроды $A1$ и $A2$ - автоматически меняется.

При расхождении пучка он увеличивается, при схождении - уменьшается.

Длина зонда - это величина $L = O1O2$, тогда измеряемое $\rho_n = K\rho$, где U - потенциал на участке $M1N1$ и $M2N2$.

Рассматриваемая установка по существу есть потенциал-зонд с фокусировкой тока, поэтому получаемые диаграммы (как и диаграммы потенциал-зонда) представляют собой плавные кривые симметричные относительно центра пласта.

Методы с фокусировкой тока обеспечивают необходимую точность при высоких значениях ρ_n / ρ_c , даже при малых мощностях пластов, приближающихся к длине зонда.

Получаемые ρ_k меньше отличаются от истинных, чем это в методе КС. Поэтому наряду с термином ρ_k (МБК) применяется выражение $\rho_{эфф.}$ (эффективное).

Ограничением МБК является случай глубокой повышающей зоны проникновения. Наряду с 7-электродными зондами применяются (3-х электродные и 9- электродные) зонды с фокусировкой тока.

Фокусировку осуществляют с 2-мя протяженными электродами, обеспечивающими нулевую разность потенциалов (выше или ниже точки $A0$ по оси скважины). 3-х электродные зонды по технологическим и методическим параметрам уступают 7-электродным.

Зонды с 9-ти электродами (псевдо БК) служат для исследования зоны проникновения (в связи с чем ток при выходе из зоны проникновения принудительно расфокусируется).

При больших ρ_n / ρ_c используются микрозонды, так как:

- обычные зонды не обеспечивают нормальной точности измерений;
- солевые промывочные жидкости образуют значительную ГК (глинистую корку).

Методы с фокусировкой тока решают следующие задачи - их применяют в сложных геолого-геофизических условиях:

- в сильно дифференцированных карбонатных толщах;
- с применением соленых промывочных жидкостей.

ЛЕКЦИЯ 7. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ВИДЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

КАРОТАЖ МЕТОДОМ СКОЛЬЗЯЩИХ КОНТАКТОВ (СК). Этот вид токового каротажа наиболее простой из всех ГИС. Установка для этого метода представляет собой два питающих электрода **АВ**, один из которых (**В**) заземляют на дневной поверхности, а второй (**А**) - опускают в скважину, заполненную раствором.

Сопротивление заземления электрода (**А**) в скважине будет зависеть от удельного сопротивления пород, вступающих в контакт с электродом при перемещении его по скважине. Контакт с породами низкого сопротивления приводит к значительному увеличению тока в цепи (**АВ**).

По результатам метода **СК** четко отмечаются хорошо проводящие ток рудные тела: сульфидные и магнетитовые руды, графит, углистые сланцы, трещиноватые обводненные породы.

КАРОТАЖ ВЫЗВАННЫХ ПОТЕНЦИАЛОВ (ВП) позволяет оценить способность горных пород поляризоваться при прохождении через них электрического тока.

В методе **ВП** процесс пропускания тока через электроды **АВ** чередуется с замером разности потенциалов между измерительными электродами **МН**. В тот момент, когда токовая цепь сомкнута, на **МН**. Измеряют $\Delta U_{\text{кк}}$; после того как пульсатор разомкнет цепь **АВ**, на тех же электродах измеряют $\Delta U_{\text{вп}}$.

Поляризацию чаще всего оценивают по относительной величине вызванных потенциалов, равной $\Delta U_{\text{вп}} / \Delta U_{\text{кк}}$. Для этого $\Delta U_{\text{вп}}$ регистрируют при регулируемом токе с таким расчетом, чтобы $\Delta U_{\text{кк}}$ оставалось постоянной на протяжении всего замера. В этом случае отношение $\Delta U_{\text{вп}} / \Delta U_{\text{кк}}$ будет соответствовать величине **ОВП**.

Кривые **ОВП** почти не зависят от удельного сопротивления пластов и поэтому удобны для расчленения разрезов по степени поляризации пород.

*Скважинный вариант метода **ВП** является дополнительным при изучении месторождений угля, графита, руд различного состава, для выделения пластов, содержащих вкрапленные сульфидные руды. и пр.*

ВИКИЗ. Среди электромагнитных методов наиболее информативен недавно внедренный в практику ГИС метод высокочастотного индук-

ционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ), который является типичной зондирующей системой, позволяющей получать радиальное распределение УЭС пласта. Измеряемой величиной является разность фаз гармонического высокочастотного электромагнитного поля, распространяющегося в породах от источника излучения до разноудаленных приемников. Технология ВИКИЗ предполагает получение за одну спуско-подъемную операцию записей пяти разноглубинных индукционных зондов и диаграммы потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) – при необсаженном стволе. Содержит пять индукционных геометрически подобных зондов (ЗФ0,5, ЗФ0,7, ЗФ1, ЗФ1,4, ЗФ2).

Оценка значений удельного сопротивления пластов-коллекторов и зон проникновения выполняется в программе МФС ВИКИЗ. Все пять измерений ВИКИЗ располагаются на одном поле каротажных диаграмм.

Использование метода ВИКИЗ позволяет решать следующие задачи ГИС: расчленение разреза, в том числе тонкослоистого, с высоким пространственным разрешением; оценка положения водонефтяных и газоводяных контактов; определение удельного электрического сопротивления неизменной части пласта, зоны проникновения фильтрата бурового раствора с оценкой глубины вытеснения пластовых флюидов; выделение и оценка параметров радиальных неоднородностей в области проникновения, в том числе скоплений соленой пластовой воды («окаймляющие зоны»), как прямого качественного признака присутствия подвижных углеводородов в коллекторах.

В отличие от трех катушечных зондов индукционного каротажа, в которых измеряются абсолютные значения сигналов на фоне скомпенсированного прямого поля, метод ВИКИЗ, базирующийся на измерении относительных фазовых характеристик, может использоваться для исследования в скважинах, заполненных сильно проводящим (УЭС менее 0,5 Ом·м) буровым раствором.

Результаты интерпретации диаграмм ВИКИЗ в комплексе с данными других методов ГИС и петрофизической информацией позволяют определять коэффициент нефтегазонасыщения, литологию терригенного разреза, оценивать неоднородность коллекторских свойств на интервалах пористо-проницаемых пластов. Обработка, визуализация и инверсия диаграмм ВИКИЗ выполняются в многофункциональной системе МФС ВИКИЗ-98. Система МФС ВИКИЗ-98 – программное обеспечение, в котором достигнута высокая скорость инверсии, основанная на применении эффективных алгоритмов нейросетевого моделирования

ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ (ДК) предназначен для изучения диэлектрической проницаемости (ϵ) горных пород и основан на измерении амплитуды и фазы высокочастотного (30-60 МГц) электромагнитного поля.

Диэлектрическая проницаемость горных пород изменяется в широких пределах и является характерной величиной, связанной с их литологией, пористостью, нефтегазонасыщенностью.

Нефтегазо- и водонасыщенные породы значительно различаются по ϵ . Так , у воды $\epsilon = 80$, нефти = 2-3, а газа близка к 1.

ДК успешно решает задачу детального расчленения скважины, а в нефтяных и газовых скважинах позволяет прогнозировать характер насыщения пластов-коллекторов и в благоприятных условиях (высокая пористость, отсутствие глинистости - определять коэффициент нефтегазонасыщенности.

РЕЗИСТИВИМЕТРИЯ. Под резистивиметрическими исследованиями понимается определение сопротивления бурового раствора или воды в скважине. Работы проводят резистивиметром, который представляет собой зонд малых размеров, помещенный в трубку из изолятора. При перемещении зонда по скважине внутри трубки свободно проходит жидкость, заполняющая скважину, а влияние окружающих пород исключается стенками трубки. Регистрация проводится так же, как и в методе КС. Коэффициент резистивиметра определяется путем его эталонировки в жидкости с известным сопротивлением. Данные о сопротивлении бурового раствора или воды в скважине используются для обработки каротажных диаграмм (особенно при БКЗ) и для выявления мест подтока подземных вод разной минерализации. Кроме того, резистивиметрия применяется для изучения скоростей фильтрации подземных вод.

ЛЕКЦИЯ 8

РАДИОМЕТРИЧЕСКИЕ И ЯДЕРНО-ФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ

Радиометрические и ядерно-физические методы каротажа основаны на изучении полей ионизирующих излучений (естественных и искусственно вызванных (наведенных)).

Радиоактивный каротаж (РК) предназначен для изучения как естественной радиоактивности горных пород, так и вторичной (наведенной), возникающей в результате облучения горных пород внешними ис-

точниками гамма-излучений или нейтронов, а также для изучения явлений поглощения, замедления и рассеяния горными породами внешних ионизирующих излучений.

Основные методы радиоактивных ГИС: гамма-каротаж, гамма- и нейтронные методы, основанные на эффекте взаимодействия источников излучения с горными породами. Результатами такого взаимодействия является рассеяние или поглощение нейтронов и гамма-квантов. Неоднозначность ответной реакции позволила создать ряд модификаций радиоактивных методов, таких как нейтронный гамма-каротаж, нейтрон-нейтронный каротаж, импульсные нейтронные методы, активационный каротаж, рентгенорадиометрический и др.

Методами ядерно-физического каротажа можно измерять параметры в обсаженных и не обсаженных скважинах, сухих или заполненных буровым раствором, определять минеральный и химический состав пород, слагающих разрез скважины.

Недостатки методов сводятся к малому радиусу исследований (небольшая глубинность) и опасность работы с источниками излучений.

ГАММА-КАРОТАЖ (ГК) основан на изучении *естественного гамма-излучения* пород вдоль ствола скважин. Гамма-излучение обладает наибольшей проникающей способностью среди других видов ядерных излучений и это дает возможность регистрировать её скважинным радиометром, основная часть схемы которого смонтирована в стальном скважинном снаряде.

Электрические сигналы (импульсы тока или напряжения), пропорциональные интенсивности гамма-излучения, передаются по кабелю на пульт каротажной станции и записываются на каротажную диаграмму или магнитную ленту (при цифровой записи). В частности, на диаграммах выделяют пласты с разной радиоактивностью: так максимумами отмечают породы и руды, содержащие уран, радий, торий, калий-40 и др. радиоактивные элементы, а также породы с их высоким содержанием (например, граниты, глины). Минимальными значениями отмечают песчанистые и карбонатные породы, каменная соль, угли и пр.

На интенсивность регистрируемого излучения (Γ) существенное влияние оказывают излучение от глинистого раствора, поглощение излучений обсадной колонной, цементом и т.д. Радиус обследования ГК около 50 см; излучение же от более удаленных участков поглощается средой и не достигает детектора прибора.

Увеличение диаметра скважины из-за размыва стенок или отпадок сопровождается уменьшением показаний. Все эти помехи учитываются в процессе количественной интерпретации, при которой данные гамма-каротажа приводятся к стандартным условиям.

ГК проводят с целью: - выделения глинистых пластов; оценки их глинистости, корреляции пластов в скважинах; при выделении пластов руд радиоактивных элементов и т.д.

Кривые ГК могут регистрироваться совместно с кривыми других методов каротажа. Каротаж может проводиться одновременно с выполнением технических операций в скважинах.

В последние годы стал широко внедряться в практику исследований спектрометрический гамма-каротаж **ГКс**, основанный на измерении энергетических характеристик излучений. **ГКс** позволяет определять природу радиоактивных аномалий, т.е. разделять содержание U , Th **K-40**.

ГКс с успехом может применяться для поисков и оценки руд нерадиоактивных элементов: Ta , Nb , Be , Sn , W , Mo .

ГАММА- ГАММА-КАРОТАЖ (ГГК) основан на измерении потока рассеянного гамма-излучения, возникающего в результате облучения горных пород **γ -квантами** с энергиями до 1-2 МэВ и их взаимодействия с электронными оболочками атомов (фотоэффект, эффект Комптона)

Модификацию ГГК, которую применяют для определения плотности пород, называют *плотностным гамма-гамма-каротажем (ГГК-П)*. В этом случае в качестве источника **γ -квантов** обычно используют радионуклиды (активные изотопы $Co-60$ ($E_\gamma = 1,17$ МэВ), $Cs-137$ ($E_\gamma = 0.662$ МэВ)).

При **$E_\gamma < 0,2$ МэВ** для тяжелых металлов в основном проявляется фотоэлектронное поглощение, поэтому изменение содержания таких металлов в рудах приводит к вариациям потока **«мягкого»** гамма-излучения за счет различия в фотоэлектрическом поглощении. Радиоактивный каротаж, основанный на измерении содержаний тяжелых металлов в руде получил название *селективного гамма-гамма каротажа (ГГК-С)*. В качестве источников гамма-излучения используются радионуклиды **$Se-75$ (0.24 Мэв)** , **$Am-241$ (0.3 МэВ)**.

В обеих модификациях активность источников должна быть такой, чтобы регистрируемая **I_γ** была в несколько раз выше естественного

фона. Такое превышение дает возможность пренебречь влиянием радиоактивности пород на измеряемые в ГГК параметры.

Источник и детектор $\text{I}\gamma$ располагаются в скважинном приборе и разделены свинцовым экраном.

Измеренные -потoki гамма-квантов зависят от геометрии зондов, условий измерений и свойств среды. Прибор в скважине располагается эксцентрично, т.е. прижат одной стороной к стенке скважины, что уменьшает влияние поглощения излучения буровым раствором. В этом случае полезная информация поступает из плоского слоя пород, поэтому такие зонды называют *2 π -зондами*.

С увеличением длины зонда наблюдается так называемая *инверсионная зависимость* потока гамма-квантов от плотности (σ), т.е. вначале интенсивность излучения растет, достигая максимума, а затем падает.

В ГГК-П оптимальными являются *заинверсионные 2 π -зонды*, для которых $\text{I}\gamma$ экспоненциально убывает с увеличением плотности пород. Длина ($L=15-40$ см) зондов.

Оптимальными для ГГК-С являются *инверсионные зонды*, для которых регистрируемый максимальный поток γ -квантов не зависит от изменения плотности пород.

Оба варианта (ГГК-С и ГГК-П) (*рис.8.1*) широко применяют при детальном изучении угленосных толщ, расчленении угольных пластов по составу и зольности; кроме того ГГК-П используют для определения плотности грунта, его влажности и прочности в варианте *пенетрационного каротажа*.

Глубинность исследований ГГК - 10- 15 см, поэтому на его показания оказывают влияние условия измерения и диаметр скважины. Для *уменьшения влияний искажающих факторов используют двухзондовый вариант скважинного снаряда или приборы других конструкций*. Получаемая по данным ГГК плотность позволяет рассчитывать пористость и оценивать коллекторские свойства пород.

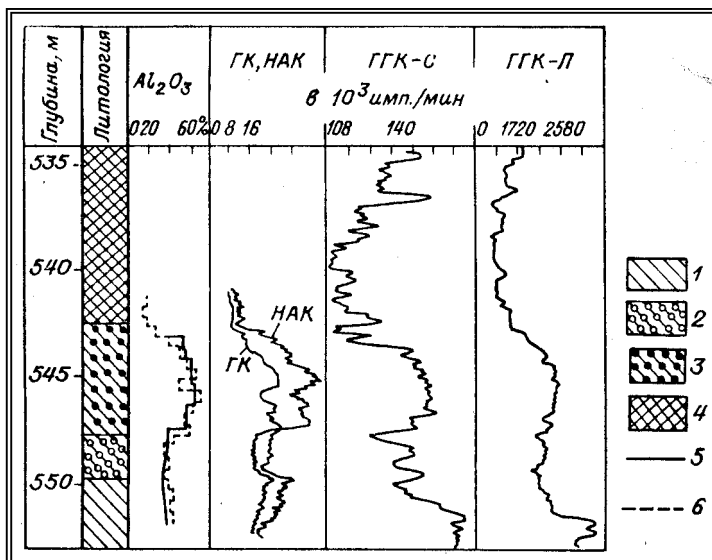


Рис. 8.1. Результаты ядерно-геофизических методов каротажа на Висловском месторождении (КМА) бокситов (по А. М. Блюменцеву).

1 - сланцы; 2 - аллиты; 3 - бокситы; 4 - переотложенные железные руды; 5 и 6 - содержание Al_2O_3 : 5 - по керну, 6 - по данным каротажа.

РЕНТГЕНРАДИОМЕТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ (РРК)

основан на регистрации характеристического рентгеновского излучения, возникающего в процессе фотопоглощения γ -квантов. РРК предназначен для определения содержания преимущественно тяжелых ($Z > 30$) химических элементов, слагающих стенки скважины. При этом используют геометрию прямой видимости, в которой детектор принимает излучение с поверхности среды, непосредственно облучаемой источником. В качестве источников фотонного излучения применяют радионуклиды **Cd-109. Am-241. Co-57**, а для регистрации характеристического рентгеновского излучения применяют **сцинтилляционные, пропорциональные и полупроводниковые детекторы.**

Данные РРК зависят не только от содержания исследуемого элемента, но и от вещественного состава породы (матричного эффекта), т.е. $Z_{эфф}$. Для исключения влияния матричного эффекта используют совместные измерения интенсивности характеристического I_{γ} и рассеянного I_s излучения.

Для разделения элементов с близкими $Z_{\text{эфф}}$. (например, серебро и кадмий в серебряных рудах, медь, никель, железо в сульфидных рудах) применяют скважинные зонды с дифференциальными фильтрами и полупроводниковые детекторы.

В РРК используют зонды с двумя дифференциальными фильтрами, один из которых для данной (т.е. определенной) энергетической линии является пропускающим, а второй - поглощающим. По разности измеренных интенсивностей $\Delta I = I_1 - I_2$ можно выделить излучение в узком энергетическом интервале.

(Конструктивно это реализуется в скважинном зонде с двумя сцинтилляторами NaJ(Tl), имеющим разные световыходы и размещенными на фотокатоде одного и того же ФЭУ. На этих сцинтилляторах установлены свои фильтры. Благодаря разному выходу сцинтилляторов, на выходе ФЭУ появляются импульсы различной амплитуды, которые формируют на спектрометре два максимума. Если настроить один канал прибора на выделение первого максимума, а второй - другого, то можно одновременно и независимо измерить интенсивности I_1 и I_2 с пропускающим и поглощающим фильтрами).

Так как глубинность РРК не превышает несколько (мм), измерения на коротком интервале не могут охарактеризовать содержание элемента в руде. Поэтому при обработке данных определяют среднее интервальное значение измеряемых параметров $\Delta I = S/h$, где S - аномальная площадь параметра; h - интервал аномалии (обычно составляющий 1-3 м).

Среднее содержание изучаемого элемента (q) на интервале определяют по формуле $q = K \cdot \Delta I$, где K - пересчетный коэффициент, который определяется в опорной скважине путем сопоставления ΔI с данными химических анализов проб керна.

При линейной зависимости между q и ΔI применяют автоматизированные системы обработки, которые выдают информацию в цифровой форме или в виде гистограммы.

В качестве аппаратуры в РРК применяли в последнее время анализаторы «Минерал 5», РРК-103 «Поиск», четырехканальный анализатор «Антей» со скважинными приборами типа СКР-1000 (сцинтилляционный счетчик) или СКР-300 (пропорциональный счетчик).

ГАММА-НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ (ГНК) основан на использовании фотоядерной реакции, т.е. расщеплении ядер элементов под действием жестких γ -квантов по реакции (γ, n) . Данная реакция является **пороговой**, причем самый низкий порог имеет **Be** ($E_\gamma = 1,666 \text{ МэВ}$), на ядрах которого эта реакция осуществляется радиоисточником Sb-124 ($E_\gamma = 1,76 \text{ МэВ}$).

ГНК применяют преимущественно для определения интервалов бериллиевых руд и оценки в них содержания (**Be**).

В качестве детекторов используют сцинтилляционные счетчики. Первичное (возбуждающее излучение) излучение - это поток γ -квантов от Sb-124 . Измеряемым является поток выбиваемых ими нейтронов (фотонейтроны). Величина потока нейтронов зависит как от **гамма-лучевых**, так и **нейтронных свойств среды**.

Основные помехи в методе связаны с поглощающими свойствами редкоземельных элементов, бора, кадмия, лития.

Наиболее полный учет влияния мешающих факторов, в т.ч. и скважинных условий измерений, производится путем градуировки аппаратуры в опорных скважинах со стандартным диаметром и типичным для месторождения геологическим разрезом.

Чувствительность ГНК по **Be** довольно высокая (порядка $10^{-3} - 10^{-4} \text{ :\% Be}$), поэтому метод применяется не только при разведке, но и при подсчете запасов бериллиевоносных редкометальных месторождений.

При поисках месторождений **Be** исследуются неглубокие скважины, пробуренные в рыхлых отложениях, содержащих вторичные ореолы и потоки рассеяния.

ЛЕКЦИЯ 9.

МЕТОДЫ НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА

При нейтронном каротаже разрезов скважин изучают эффекты взаимодействия потока нейтронов, излучаемых естественными или искусственными источниками быстрых нейтронов (рис. 9.1.) с горной породой.

Нейтроны будучи электрически нейтральными элементарными частицами не взаимодействуют с электронными оболочками атомов, вследствие чего их проникающая способность намного выше, чем у других видов излучений

Нейтроны взаимодействуют с ядрами атомов элементов, составляющих породу, испытывая при этом неупругое и упругое рассеяние, а в конеч-

ном итоге - поглощение (захват) ядрами атомов с испусканием, как правило, гамма-квантов.

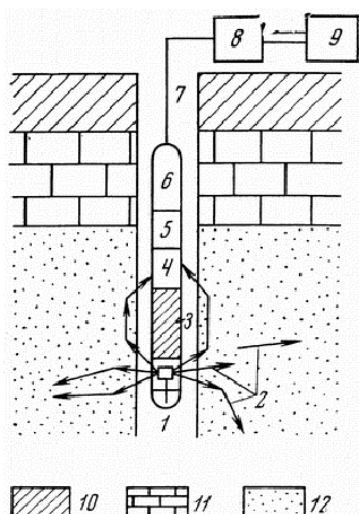


Рис. 9.1. Схема устройства глубинного прибора для искусственного ядерного каротажа:

1 - источник гамма-лучей или нейтронов; 2 - условные пути движений нейтронов; 3 - экран; 4 - счетчик; 5 - блок питания; 6 - предварительный усилитель; 7 - кабель; 8 - усилитель; 9 - регистратор; 10 - глина; 11 - известняки; 12 - пески

Эффект взаимодействия нейтрона с ядром зависит от энергии нейтрона. По этому показателю нейтроны подразделяются на **быстрые** ($E_n > 100 \text{ КэВ}$); **надтепловые** ($E_n = 0,05 - 20 \text{ КэВ}$); **тепловые** ($E_n = 0,025 \text{ эВ}$).

При взаимодействии нейтронов со средой их энергия теряется за счет различных процессов, основные из которых это: неупругое рассеяние, упругое рассеяние, поглощение (захват).

Максимальная потеря энергии нейтроном на одно соударение происходит в результате взаимодействия их с ядром водорода (вследствие соизмеримости их масс).

Наисильнейшей замедляющей способностью по отношению к нейтронам обладают среды с большим водородосодержанием. Конечным результатом взаимодействия нейтрона (уже тепловой энергии) с ядрами среды является радиационный захват (поглощение), сопровождаемый вторичным гамма-излучением.

В пористых породах большинство нейтронов тепловой энергии захватывается атомами **H**, **Cl**. Хотя элементный состав породы играет немаловажную роль при литологическом расчленении разреза по поглощающим свойствам при незначительной её пористости. Поглощающая способность породы резко возрастает при наличии в ней эле-

ментов с высокой активностью в отношении радиационного захвата нейтронов, даже при их незначительном содержании. К ним относятся **Cd**, **B**, **Cl**, **Fe**, **Mn** и др. При решении задач нефтегазовой геологии особое место занимает **Cl** (поглощающая способность его больше, чем у **H**, в 100 раз), как основной элемент соли **NaCl**, определяющий минерализацию пластовых вод.

Нейтронные свойства горных пород определяют пространственное распределение нейтронов около источника, характеризующееся плотностью нейтронов, т.е. их числом в единице объема среды. Характер распределения плотности нейтронов зависит от замедляющих свойств среды: определяется её водородосодержанием и концентрацией элементов, имеющих высокое сечение поглощения тепловых нейтронов. Этот параметр можно определить по среднему времени жизни тепловых нейтронов (τ).

НЕЙТРОН -НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ (по надтепловым и тепловым нейтронам) основан на регистрации потока нейтронов, замедлившихся до тепловой (ННК-Т) и надтепловой (ННК-НТ) энергии, при облучении пород источником быстрых нейтронов.

При ННК-Т и ННК-НТ измеряют плотности тепловых и надтепловых нейтронов по разрезу скважины при заданном расстоянии индикатора от источника нейтронов. Расстояние от источника до средней точки индикатора называют длиной зонда (**L**).

Поскольку водородосодержание пород определяется в основном их пористостью, то оба метода используются для выделения коллекторов и оценки их пористости.

Показания ННК-НТ - характеризуются водородосодержанием среды; а показания ННК-Т - определяются не только водородосодержанием, но и наличием элементов с аномально высокими поглощающими свойствами (в первую очередь хлора). Зонд больших размеров ($L > 30$ см) имеет большой радиус (глубинность) исследований, и большое различие в плотностях надтепловых и тепловых энергий над различными средами.

На практике (исключая исследования для специально поставленных задач) применяются зонды с $L = 30 - 40$ см для ННК-Т и с $L = 25 - 40$ см для ННК-НТ.

Глубинность исследований методом в зависимости от водородосодержания пород составляет 20- 30 см.

Для уменьшения влияния скважинных факторов и хлорсодержания пласта при регистрации ННК-Т в последние годы используют двух-

зондовые установки с размером зондов 25 и 50 см. Отношение показаний двух детекторов в несколько раз уменьшает помехи по сравнению с однозондовым методом.

Методика проведения скважинных измерений, учета искажающего фактора влияния конструкции скважин и измерительной установки и пр. при ННМ такие как и при других методах скважинной ядерной геофизики

НЕЙТРОННЫЙ ГАММА-КАРОТАЖ (НГК) заключается в регистрации гамма-излучения, образующегося в результате радиационного захвата ядрами породы тепловых нейтронов.

Если порода, находящаяся вблизи зонда НГК, отличается повышенным содержанием **Н**, т.е. в породе много воды, нефти и газа, то испускаемые источником быстрые нейтроны переходят в тепловые после короткого (до $L=30$ см) пробега в такой породе и поглощаются ею, а в более отстоящих от излучателя породах поток тепловых нейтронов ослабевает. Там, где мало тепловых нейтронов, там низка интенсивность гамма-излучения.

Словом, регистратор вторичных гамма-квантов фиксирует уменьшение I_γ в водородсодержащих породах и резкое увеличение его интенсивности в породах, содержащих тяжелые элементы.

Радиус исследования НГК порядка 20-40 см, размер используемых зондов $L=5-70$ см. На результаты НГК оказывает влияние естественное гамма-излучение, которое учитывается по данным ГК. При работе зондами таких размеров аномально низкими показаниями на диаграммах отмечаются глины и гипсы, содержащие химически связанную и свободную воду, а также очень пористые песчаники и известняки, насыщенные водой.

Высокими параметрами характеризуются плотные известняки и доломиты, сцементированные песчаники, алевролиты, ангидриты, каменная соль.

Метод НГК в спектрометрическом варианте (НГКс) используется для выделения хромитовых, медно-никелевых сульфидных; никелевых силикатных; марганцевых, железных руд.

Содержащиеся в этих рудах элементы обладают большим сечением радиационного захвата нейтронов. Кроме того, для спектра гамма-излучения характерно присутствие интенсивных линий в определенных для каждого элемента энергетических интервалах.

ИМПУЛЬСНЫЙ НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ (ИНК)

При импульсном нейтронном каротаже породы облучают импульсным (прерывистым) потоком быстрых нейтронов с помощью импульсного источника (генератора) нейтронов.

Генератор испускает нейтроны периодически с $f = 1 \cdot 10^3$ раз в 1 с в течение короткого интервала времени $\Delta t = 1-2 - 100-200$ мкс. В промежутках между облучениями в специально выбранные интервалы времени Δt измеряют плотность тепловых нейтронов (ИННК) или интенсивность гамма-излучения радиационного захвата (ИНГК).

Регистрируя тепловые нейтроны или γ -кванты при нескольких значениях времени задержки, определяют среднее время жизни $\tau_{\text{ср}}$ тепловых нейтронов в породе, позволяющее судить о концентрации элементов с высоким сечением поглощения нейтронов:

$$\tau_{\text{ср}} = (t_2 - t_1) / (\ln J_1 - \ln J_2),$$

где t_1 и t_2 - время задержки на двух каналах; J_1 и J_2 - скорости счета для тех же каналов.

Измерения проводят при движении прибора по стволу скважины или на точках при неподвижном приборе.

Принцип интерпретации заключается в следующем: пласты, характеризующиеся большими значениями $\tau_{\text{ср}}$ (плотные породы, нефтеносные и газоносные пласты) отмечаются высокими скоростями счета J_i , а пласты с малыми значениями $\tau_{\text{ср}}$ (глинистые, высокопористые пласты, насыщенные минерализованной водой) - низкими скоростями счета J_i .

Преимущество ИНК перед стационарными (ННК-НТ, ННК-Т и НГК) - меньшее влияние скважины на результаты измерений и большая чувствительность к содержанию элементов, сильно поглощающих нейтроны.

НЕЙТРОННЫЙ АКТИВАЦИОННЫЙ КАРОТАЖ. (НАК) основан на измерении гамма-излучения искусственных радиоактивных ядер, возникающих при облучении пород потоком нейтронов.

При захвате нейтронов ядра некоторых элементов становятся радиоактивными и образуют искусственные радиоактивные изотопы элементов. Эти радиоактивные изотопы становятся источником гамма-излучения с присущими им периодами полураспада. Для решения конкретной задачи изучают активность определенного элемента.

Методика проведения исследований сводится к регистрации γ -излучения путем точечных замеров при $T_{1/2}$ изотопа больше 5 - 10 мин либо путем непрерывной регистрации кривых (гамма-активационный каротаж) при $T_{1/2}$ изотопа меньше 5-10 мин.

Выбирая время облучения, можно добиться того, что наведенная активность одних элементов будет максимальной, а других - небольшой.

Метод наведенной активности (МНА) используется для отбивки ВНК по активации **O, Cl, Na, V**, для выделения и оценки залежей бокситов по активации **Al**, марганцевых и медных руд по активации **Mn и Cu**.

МЕТОД МЕЧЕННЫХ АТОМОВ (ММА) Каротаж ММА предназначен для контроля за различными проводимыми в скважинах работами и используется в двух модификациях: метод радиоактивных изотопов и метод элементов с аномальными нейтронными свойствами.

В первом варианте, предварительно зарегистрировав кривую естественного γ -поля, в скважину закачивают жидкость, активированную радиоактивными веществами, дающими γ -излучение. После проведения необходимых операций повторно регистрируют I_{γ} .

Сравнивая результаты замеров, делают вывод о распределении радиоактивного вещества в скважине и в около скважинном пространстве, что позволяет решить те или иные геологические и технические задачи.

В качестве радиоактивных веществ используют изотопы, дающие жесткое γ -излучение и хорошо растворяющиеся в жидкости, а также имеющие небольшие периоды полураспада

(Fe -59 ($T_{1/2}$ = 45 дней.) , Zr- 95 ($T_{1/2}$ = 65 дней).

Во втором варианте в закачиваемую в скважину жидкость добавляют элементы, обладающими аномальными нейтронными характеристиками: большим сечением захвата тепловых нейтронов **σ_z** и высокой эмитирующей способностью гамма-квантов. После промывки скважины проводят ННК-Т или НГК. В качестве жидкости « меченой » используют борную кислоту **H_3BO_3** или хлористый кадмий **$Cd Cl_2$** .

На практике обе модификации ММА применяют для решения геологических и технических задач:

- связанных с выделением в разрезе скважин пластов-коллекторов;
- расчленение их по нефте- и водонасыщенности;
- определение в разрезе поглощающих пластов;

- по контролю за техническим состоянием скважин (определение высоты подъема цементного кольца в затрубном пространстве, определения мест повреждения обсадных труб, затрубной циркуляции жидкости).

ЛЕКЦИЯ 10.

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ВИДЫ КАРОТАЖА

Сейсмоакустические методы исследования скважин

Сейсмоакустические методы исследования скважин основаны на изучении времени пробега упругих волн по породам, окружающим стенки скважин, от пункта возбуждения до сейсмоприемников. По способу возбуждения упругих волн и частоте колебаний различают сейсмический и акустический методы или виды каротажа.

Сейсмические методы.

При сейсмическом каротаже упругие волны возбуждаются с помощью взрывов или электрических дуговых разрядов, а время прихода колебаний частотой 50 - 200 Гц измеряется при разном погружении сейсмоприемников по стволу скважины. Так, с помощью сейсмического каротажа определяются пластовые и средние скорости распространения упругих волн, необходимые для интерпретации результатов полевой сейсморазведки. Результаты можно использовать и для документации разрезов по изменению упругих свойств, пористости, плотности пород.

Метод вертикального сейсмического профилирования ВСП).

Это метод исследований в сейсморазведочном диапазоне частот для решения геологических, методических и технологических задач на всех этапах геологоразведочного процесса. При ВСП используются системы наблюдений, состоящие из двух элементов (источников и приемников упругих волн), один из которых размещается и перемещается в стволе скважины (приемник), а второй – на земной поверхности или в другой скважине (источник). Принципиальные особенности ВСП состоят в следующем: изучается сам процесс формирования волнового поля, наблюдаемого на земной поверхности; одновременно выделяются, прослеживаются и изучаются волны разных типов (продольные, поперечные и обменные) и неодинаковой природы, возбуждаемые в источнике и образующиеся на неоднородностях среды. В отличие от большинства геофизических скважинных методов, ВСП позволяет исследовать околоскважинное и межскважинное пространства на значительных расстояниях. ГИС открытого ствола отражает свойства коллектора и флюида вдоль ствола скважины на расстоянии длины зонда. Для то-

го, чтобы распространить эти данные в стороны от скважин, интервал пласта- коллектора, особенно его кровля, должны быть точно определены с учетом данных сейсмической съемки и боковой рефрагированной (б) волн. Вторым шагом является описание сейсмических данных в месте расположения скважины, которые отражают свойства коллектора, определенные в скважине. Цель интерпретации данных сейсмомониторинга заключается в получении представления о межскважинном пространстве на основе полученных в скважинах данных для того, чтобы прогнозировать свойства коллекторов, где нет пробуренных скважин. Важную роль играют данные вертикального сейсмического профилирования (ВСП), которое представляет собой соотношение «время – глубина» в точке скважины в соответствии с данными волновых полей отраженных волн. Многолучевые разрезы ВСП используются для уточнения строения околоскважинного пространства. ВСП является промежуточным методом. Приемники (или источники в обратном варианте), как и в методах ГИС, расположены внутри среды и область их размещения ограничена скважиной, а источники (или приемники в обратном варианте) могут располагаться в любой точке на поверхности. ВСП может обеспечивать детальную (сопоставимую с ГИС) разрешенность при изучении разреза в окрестности скважины. Доказанная разрешенность составляет первые единицы метров.

Широкое применение ВСП в наклонно направленных скважинах позволяет решать задачи уточнения геологического строения с целью прогнозирования направления бурения скважин в сложных техногенных условиях

АКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ (АК) основан на измерении параметров упругого волнового поля в скважинах в звуковом (3- 20 кГц) и ультразвуковом (20 кГц -2 МГц) диапазонах.

Поскольку разрешающая способность волновых методов зависит от длин волн, т.е. частотного диапазона колебаний. АК отличается от сейсмических методов (в т.ч. от сейсмокаротажа и ВСП) не только методикой и типом регистрируемых волн, но главное, своей разрешающей способностью.

Основное распространение получили:

- акустические методы на головных волнах;
- методы отраженных волн.

Акустические параметры горных пород связаны (функциональной зависимостью) с их физико-механическими свойствами, пористо-

стью, структурой порового пространства, характером насыщения флюидами и пр.

Характеристики акустических сигналов, зарегистрированных в обсаженных скважинах, тесно связаны с состоянием обсадки, с качеством контактов «цемент - порода» и «цемент-колонна».

Акустический каротаж предполагает возбуждение колебаний магнитострикционным излучателем с $f = 10 - 100$ кГц и регистрацию колебаний в точках приема пьезоэлектрическими приемниками.

Излучатель и приемник разделены акустическими изоляторами (например, резина каучуковая).

Работу проводят с помощью акустического зонда (рис.10.1), опущенного в скважину, и наземной аппаратуры. Основные типы зондов: двухэлементный; трехэлементный.

Двухэлементный зонд состоит из излучателя и детектора (сейсмоприемник). Трехэлементный зонд содержит излучатель и два приемника, расположенных по одну сторону от излучателя.

Регистрируется время прихода продольной волны к первому и второму приемникам, расположенным от излучателя на $R = 50 - 100$ см. Определяется скорость продольной волны V_s , характеризующая породы вблизи зонда.

Скорость распространения упругих волн зависит от упругих модулей пород, их литологического состава, плотности и пористости, а величина затухания - от характера заполнителя пор, текстуры и структуры породы (рис. 10.2). На акустических диаграммах высокими значениями скоростей распространения упругих волн выделяются плотные породы - магматические, метаморфические, скальные, осадочные. В рыхлых песках и песчаниках скорость тем ниже, чем больше пористость. Наибольшее затухание (наименьшая амплитуда сигнала) наблюдается в породах, заполненных газом, меньше затухание в породах нефтенасыщенных, еще меньше - у водонасыщенных.

Метод АК позволяет получить еще один параметр - интенсивность затухания упругих колебаний (в породах, вскрытых скважиной). На величину затухания сильное влияние оказывает: глинистость, трещиноватость, кавернозность пород, характер насыщения пор флюидами и пр.

Акустический каротаж применяют для:

- изучения геологических разрезов скважин;
- выделения пластов-коллекторов;
- определения пористости пластов-коллекторов;

- выделения угольных пластов;
- решения задач при инженерно-геологических и гидрогеологических изысканиях;
- в геофизике (для интерпретации сейсморазведочных материалов, определения плотности пород и т.д.).

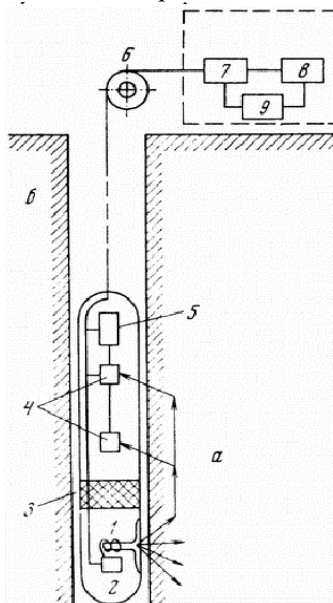


Рис.10.1. Схема аппарата акустического каротажа: а - скважинный снаряд; б - кабель; в - наземная аппаратура; 1 - излучатель; 2 - генератор импульсов; 3 - акустический изолятор; 4 - приемники; 5 - электронный усилитель; 6 - блок-баланс; 7 - усилитель; 8 - регистратор; 9 - блок питания

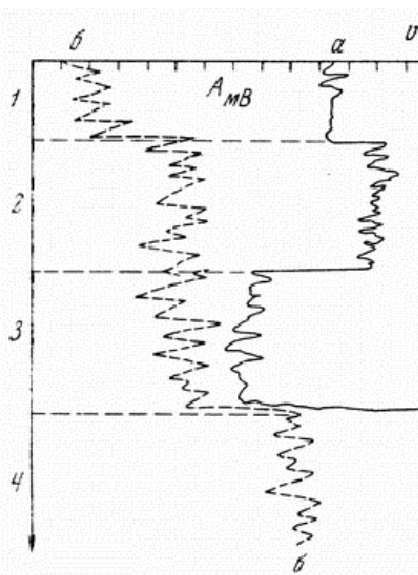


Рис. 10.2 Общий вид диаграммы скорости (а) и амплитуды (б) при акустическом каротаже: 1 - породы средней пористости, сухие; 2 - породы средней пористости, влажные; 3 - породы высокой пористости; 4 - породы низкой пористости, плотные

АКУСТИЧЕСКИЙ ТЕЛЕВИЗОР предназначен для детальных исследований поверхностей стенок скважин с помощью отраженных от них упругих волн. Основным узлом акустического телевизора является вращающийся высокочастотный пьезокерамический преобразователь,

выполняющий поочередно функции излучателя и приемника упругих колебаний.

В момент излучения упругий импульс от преобразователя нормально падает на стенку скважины и частично отражается от нее. Отраженный импульс принимается тем же преобразователем (переключенным к этому времени в режим приема), усиливается, детектируется и передается в наземную регистрирующую схему. Амплитуда отраженного импульса несет основную информацию об исследуемых породах. При вращении преобразователя вокруг своей оси последовательно исследуется поверхность скважины в горизонтальной плоскости. Детальность такого исследования равна приблизительно длине излучаемой волны и составляет 0,8-1 мм при рабочей частоте преобразователя 1,5-2 МГц. В наземной аппаратуре изображение поверхности стенки скважины получают на экране электронно-лучевой трубки (ЭЛТ). Сечение скважины в горизонтальной плоскости изображается при этом в виде непрерывной линии, которая преобразуется при непрерывном движении скважинного прибора в развернутое изображение стенки скважины.

Основным назначением акустического телевизора является выделение в разрезах трещиноватых и кавернозных пород и определение границ пластов. Кавернозотрещиноватые породы выделяются среди неглинистых пород интенсивными потемнениями на диаграммах. Каверны в стволе скважины и глинистые прослои также вызывают потемнения в записях телевизора. Их отличают от кавернозотрещиноватых пород, используя диаграммы других видов каротажа - ДС, ПС, ГК и др.

ТЕРМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ основаны на изучении распространения в них и окружающих их породах естественных и искусственных тепловых полей. Для изучения этих полей проводят непрерывные измерения температуры или разности температур по стволу скважин.

Термометрия занимается изучением естественных и искусственных тепловых полей в скважинах и окружающих их горных породах.

Естественные поля могут быть связаны с региональным (глубинным) тепловым полем Земли, а могут быть обусловлены и местными процессами, например, окислением сульфидных руд, радиоактивным

распадом, растворением солей, притоком подземных вод или выделением газа в скважину.

Искусственные поля могут возникнуть под действием тепла бурового раствора, схватывающегося цементного камня или специальных скважинных нагревателей.

Для измерений используют электрические термометры, действие которых основано на измерении сопротивления проводников при изменении их температуры (рис. 10.3.).

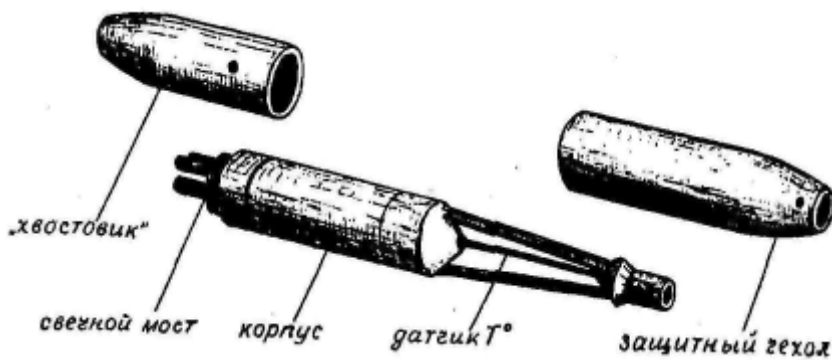


Рис. 10.3. Внешний вид скважинного электротермометра.

В электрических термометрах приращение сопротивления чувствительного элемента в зависимости от температуры измеряются непосредственно с помощью мостовой схемы, представленной на рис. 10.4.

В мостовых схемах обычно два сопротивления не чувствительны к воздействию температуры, а два других имеют высокий температурный коэффициент. Изменения температуры нарушают равновесие моста, установленное при фиксированной температуре, что сопровождается пропорциональным изменением разности потенциалов ΔU на выходе мостовой схемы. Переход от регистрируемых на диаграмме значений ΔU к температуре осуществляют с помощью градуировочного коэффициента, получаемого при измерениях в термостате с обогревом. (рис.10.5.).

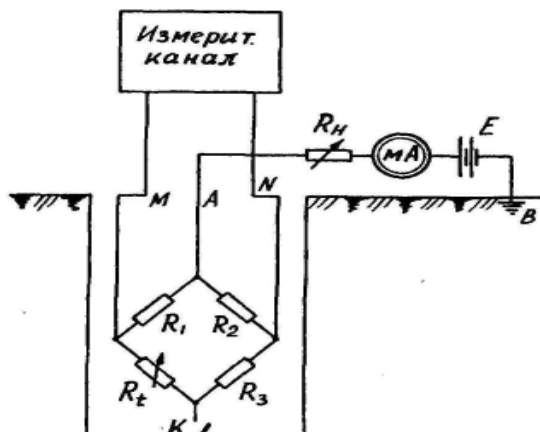


Рис. 10.4. Схема измерений со скважинным электротермометром

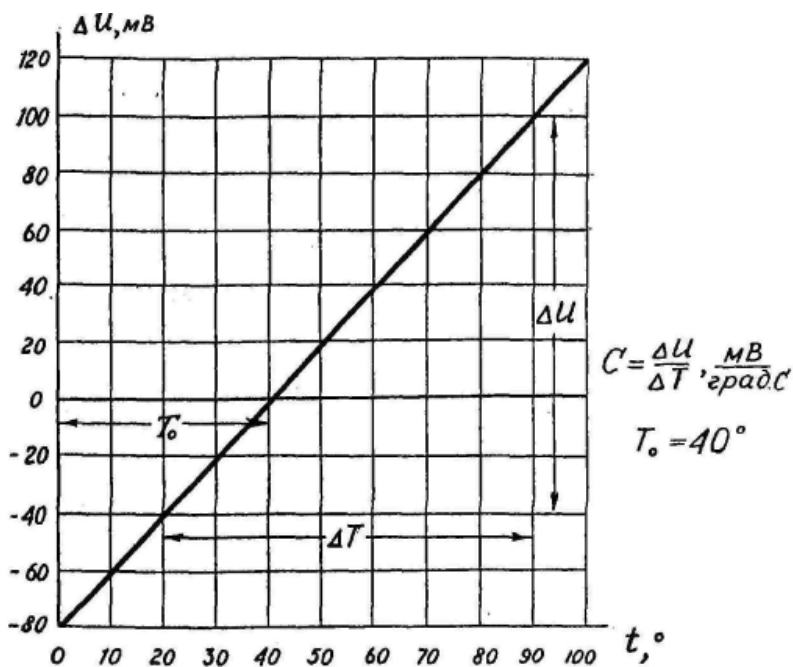


Рис. 10.5 График градуировки скважинного электротермометра

Широко распространены скважинные термометры типа ТЭГ, в которых вариации сопротивления проводников, обусловленные изменениями температуры, преобразуются в частоту колебаний генератора. Для чего терморезисторы включаются в схему RC-генератора, размещенного в скважинном снаряде (рис. 10.6).

Данные термокаротажа с установившимся режимом служат для изучения естественных тепловых полей. По разности регистрируемых температур, отнесенной к интервалу 100 м, находят геотермический градиент, который определяется температурным режимом недр и особенностями глубинного строения регионов

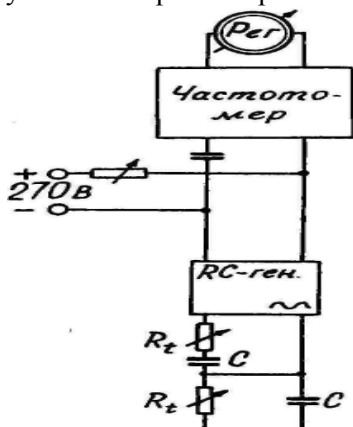


Рис. 10.6. Принцип действия скважинного термометра электронного типа

Локальные изменения геотермического градиента на отдельных участках скважины могут быть обусловлены как различиями пород по теплопроводности, так и естественными тепловыми полями, возникающими вследствие физико-химических процессов, происходящих в горных породах. На основе этого возможно расчленение разреза, выделение в разрезе горючих и твердых полезных ископаемых, водоносных пластов, и т.д.

Локальные тепловые поля образуются при окислении сульфидов и углей, которые на термограммах могут отмечаться аномалиями повышенной температуры. Тепловые поля в галогенных отложениях (каменная соль и др.) обусловлены растворением солей, которое сопровождается понижением температуры промывочной жидкости.

При вскрытии и разработке нефте- и газоносных пластов образуются аномалии теплового поля за счет поступления газа в скважину (снижение температуры) и движения нефти (повышение температуры).

Данные об измерении температуры в глубоких скважинах, особенно на нефтяных и газовых месторождениях, нужны для определения условий бурения, каротажа и выбора режима эксплуатации скважин.

Метод искусственного теплового поля основан на наличии в скважине неустановившегося теплового режима, возникающего сразу после прекращения циркуляции бурового раствора. Так как окружающие породы обладают разной температуропроводностью, то и скорость восприятия раствором температуры окружающих пород будет неодинаковой. Это фиксируется термограммой раствора. Например, если температура раствора ниже естественной температуры пластов, то песчаный пласт отметится более резким повышением температуры раствора, чем глинистый пласт, так как пески обладают большей теплопроводностью по сравнению с глинами. По температурным кривым выделяют пласты с большей или меньшей теплопроводностью.

Для измерения температуры в скважине применяют электрические термометры сопротивлений, опускаемые в скважину. Их действие основано на свойстве металлического проводника изменять свое сопротивление с изменением температуры окружающей среды и, следовательно, самого проводника.

В термометрии используют также градиент-термометры и аномалий-термометры. С помощью градиент-термометров измеряют разность температур между двумя точками, расположенными друг от друга на постоянном расстоянии 1,5-3 м, с помощью аномалий-термометров - отклонение температуры от ее среднего значения, обусловленного средним температурным градиентом на данной глубине.

Погрешность как электрических, так и электронных термометров не превышает $\pm 0,1$ °C. Кроме описанных скважинных термометров, существуют еще градиент-термометры, регистрирующие разность температур на расстоянии 1,5-3,0 м, и аномалий-термометры, измеряющие отклонение температуры от ее среднего значения.

Все температурные измерения производят при спуске снаряда в скважину, чтобы избежать перемешивания скважинного флюида.

МАГНИТНЫЙ КАРОТАЖ основан на изучении магнитных свойств горных пород посредством их измерения по стволу скважины. Различают каротаж магнитной восприимчивости (КМВ) и каротаж по

магнитному полю. Для регистрации кривых χ (магнитной восприимчивости) используют аппаратуру, включающую скважинный магнитометр и наземную панель. Разработано несколько типов аппаратуры - КМВ, АМК-3, ЭМК-1 и др. Изменение магнитной восприимчивости основано на индуктивности датчика в зависимости от магнитных свойств среды. Датчик представляет собой катушку с сердечником из ферромагнитного материала. Он является одним из плеч моста, расположенного в скважинном магнитометре. Мост питается переменным током частотой 1 кГц от электронного генератора. На поверхности ($\chi=0$) он уравнивается. В процессе измерения χ индуктивность датчика изменяется, происходит разбаланс моста и в измерительной диагонали моста возникает напряжение, пропорциональное изменению магнитной восприимчивости пород. С помощью электронной схемы оно усиливается, выпрямляется и по кабелю передается на поверхность, где регистрируется в виде кривой изменения магнитной восприимчивости в функции глубины.

Каротаж магнитной восприимчивости используют для литологического расчленения разрезов, выделения в разрезах рудных месторождений (*магнетитовых и титаномагнетитовых железных руд, бокситов и др.*), а также для интерпретации данных магниторазведки.

Каротаж по магнитному полю основан на изучении аномалий магнитного поля Земли, связанных с наличием в разрезе скважин пород, по магнитным свойствам отличающихся от вмещающих, или рудных тел, находящихся в около скважинном пространстве. Аномальное магнитное поле измеряют по одной (обычно вертикальной Z) составляющей или трем составляющим вектора напряженности магнитного поля Z , X , Y с одновременным замером магнитной восприимчивости пород.

В качестве датчика скважинного магнитометра применяют пермалловый сердечник с обмоткой, питаемой с поверхности током частотой 1 кГц. Изменение Z вызывает в обмотке датчика напряжение переменного тока, которое подается на поверхность и регистрируется в виде кривой изменения ΔZ в функции глубины. Для измерения трех составляющих Z , X , Y земного магнитного поля используют три взаимно перпендикулярных датчика. Каротаж по магнитному полю позволяет проводить расчленение горных пород в разрезе скважины по магнитным свойствам и выделять ряды.

Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) основан на измерении амплитуды сигнала свободной прецессии в магнитном поле Земли, которая прямо пропорциональна количеству несвязанной жидкости (воды, нефти

) в поровом пространстве породы. Ядра водорода, входящие в состав кристаллической решетки, или воды, связанной с поверхностью зерен породы, не участвуют в свободной прецессии, так как степень их свободы ограничена.

Амплитуду сигнала свободной прецессии, наблюдаемую при ЯМК, относят к амплитуде сигнала в дистиллированной воде, которая представляет собой эталонный пласт с эффективной пористостью, равной 100%. Упомянутое отношение называют *индексом свободного флюида* (ИСФ) и измеряется (в %) при ЯМК.

ЯМК используют как дополнительный метод к детальному комплексу ГИС перспективных интервалов нефтяных и газовых скважин. Основное назначение ЯМК - выделение в разрезе пластов-коллекторов независимо от их литологии, а в песчано-глинистом разрезе также определение их эффективной пористости.

При гравиметрических исследованиях в скважинах (гравиметрическом каротаже) вдоль ствола скважины через 50-100 м с помощью специальных скважинных гравиметров измеряется приращение силы тяжести с глубиной. Гравиметрический каротаж может проводиться как в необсаженных скважинах, так и в обсаженных скважинах. В результате обработки кривых Δg вдоль ствола скважины можно определить среднюю плотность пород в естественном залегании, на разных глубинах и в радиусе нескольких метров от оси скважины.

ЛЕКЦИЯ 11

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ И ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

В процессе бурения скважин появляется возможность получения комплексной информации, отражающей как геолого-геофизические особенности проходимых горных пород, так и особенности технологического процесса бурения.

Комплекс методов ГИС, применяющихся в процессе бурения, основан на способах получения информации путем исследования физико-химических свойств промывочной жидкости и шлама (геохимические методы исследования скважин), изучения характеристик гидравлической системы и бурового оборудования в процессе бурения.

ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ основан на изучении физическими методами содержания и состава углеводородных газов и битумов в промывочной жидкости, а также параметров, характеризующих режим бурения. В комплекс газового каротажа входят отбор и исследование шлама. Харак-

терная особенность газового каротажа - проведение исследований в процессе бурения скважины.

При вскрытии нефте-газосодержащего пласта газ из разработанной породы поступает на забое скважины в промывочную жидкость. Обогащенная газом порция промывочной жидкости поднимается благодаря циркуляции на устье скважины и поступает в желоб, где с помощью непрерывно действующего дегазатора из нее извлекают газовую смесь. Последнюю подвергают суммарному и компонентному анализу и определяют объемные концентрации углеводородов (метан, этан, бутан и др.) и их суммарное содержание. Эти величины, а также производные от них параметры регистрируют в виде непрерывной кривой по мере бурения скважины.

МЕХАНИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ или каротаж по продолжительности проходки заключается в регистрации времени, затрачиваемого на разбуривание каждого погонного метра скважины - t_z , мин./м.

Так детальный механический каротаж (ДМК) дает сведения о прочности пород, пересеченных скважиной. В процессе механического каротажа замеряют продолжительность бурения 1 м скважины и скорость проходки, которые зависят от геологических и технических (типа бурового инструмента, его состояния, режима бурения и т.д. факторов. Важнейшим параметром характеризующим режим бурения скважины, является продолжительность бурения одного метра скважины или обратная ей величина - скорость бурения.

При одинаковых технических условиях бурения продолжительность проходки зависит от сопротивляемости горных пород их механическому разрушению, т.е. их прочности, которая характеризуется критическим сопротивлением механическому разрушению - $\sigma_{кл}$.

Наиболее крепкими являются изверженные и метаморфические породы, особенно некоторые кварциты и базальты, затем идут карбонатные осадочные породы, конгломераты, песчаники, глинистые сланцы. Наименьшей крепостью отличаются глины и пески-плывуны. Различие пород по их механической крепости и позволяет использовать измерения γ для литологического расчленения разреза скважин непосредственно в процессе бурения.

Продолжительность бурения существенно зависит от применяемого бурильного инструмента и режима бурения, однако по относительному изменению t можно расчленять разрез скважины по степени сцементи-

рования пород. Кривая t хорошо коррелируется с кривыми КС, ПС и ГК, что важно для совмещения по глубине данных газового и других видов каротажа.

При одинаковых технических условиях бурения продолжительность проходки зависит от сопротивляемости горных пород их механическому разрушению, т.е. их прочности, которая характеризуется критическим сопротивлением механическому разрушению - $\sigma_{кл}$.

Наиболее крепкими являются изверженные и метаморфические породы, особенно некоторые кварциты и базальты, затем идут карбонатные осадочные породы, конгломераты, песчаники, глинистые сланцы. Наименьшей крепостью отличаются глины и пески-пльвуны. Различие пород по их механической крепости и позволяет использовать измерения МК для литологического расчленения разреза скважин непосредственно в процессе бурения.

Диаграммы продолжительности проходки имеют очень характерный вид - они представляют собой ломанные линии, длина каждого отрезка которых по вертикали равна в масштабе 1 м (рис. 11.1). Диаграммы механического каротажа очень хорошо коррелируются с диаграммами КС, хотя обе они отражают изменение различных физических свойств горных пород.

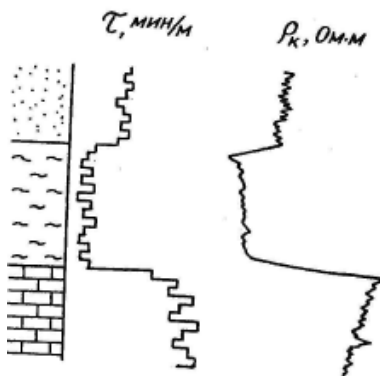


Рис.11.1. Диаграмма механического каротажа и ее сопоставление с диаграммой КС

Большое преимущество механического каротажа перед КС заключается в том, что его диаграммы получают прямо в процессе бурения скважин, без дополнительных затрат времени и средств.

ИССЛЕДОВАНИЕ ШЛАМА. В процессе бурения скважины отбирают **шлам** - частички выбуренной породы, поднимаемой на поверхность глинистым раствором. Отбираемый шлам привязывают к истинным глубинам и исследуют. Данные исследования шлама исполь-

зуют для построения литологического разреза скважины с определением коллекторских свойств пройденных пород и уточнения характера пластового флюида.

Для построения литологического разреза скважины порции шлама отмывают от глинистого раствора, высушивают, отделяют от обвалных пород, описывают и проверяют на содержание карбонатных минералов. Затем по результатам проведенных исследований и описанию шлама строят литологический разрез скважины.

Открытую пористость пород по шламу определяют только в интервале вскрытия пород-коллекторов. Для уточнения характера пластового флюида выполняют люминесцентно- битумный анализ шлама, основанный на способности нефти и битумов люминесцировать под действием ультрафиолетового облучения. Анализ проводят с помощью люминоскопа. Наличие нефти и битумов определяют по цвету люминесцирующего пятна и его форме. Данный метод позволяет определять содержание нефти в образце до 0,01 - 0,005 %.

ЛЕКЦИЯ 12

ОСОБЫЕ МЕТОДЫ КАРОТАЖА

ТЕЛЕФОТОКАРОТАЖ

Телефотогеологический метод исследования в скважинах основан на фототелеграфном способе изображения стенок скважин в виде телефотопанорам.

Геологическое дешифрирование телефотопанорам стенок скважин позволяет получить достоверные данные о пространственной ориентировке (азимута и угла падения) структурных элементов (контактов, слоистости, флюиальности, полосчатости, кливаже, сланцеватости трещин, прожилков) горных пород и руд по всему разрезу скважин (от устья до забоя), а также дает возможность изучить характер контактов горных пород и руд, внутреннее строение рудовмещающих толщ и рудных тел, выяснить взаимоотношения различных структурных элементов и геологических образований.

Опыт работ показывает, что они повышают геологическую информативность буровых скважин, достоверность геолого-структурных построений разрезов по скважинам, качество структурных исследований и геолого-экономическую эффективность геологоразведочных работ.

ТФГМ относится к фотооптическим методам, основанным на различной способности отражения и поглощения света минералами и горными породами.

ТФГМ основан на фототелеграфном способе сканирования световым лучом и передачи изображения стенки скважины в виде телефотопанорам.

В телефотопанорамах скважин содержится необходимая структурно-геологическая информация, для изучения которой проводится геологическое дешифрирование.

Теле-фото-геологические скважинные исследования проводятся для получения телефотопанорам стенок скважин.

ТФпанорама представляет (рис. 12.1) собой фоторазвертку по окружности (в секторе 340°) пространственно ориентированного фотографического изображения цилиндрической поверхности стенки скважины по всей длине исследуемого интервала (от забоя до устья скважины или в определенном интервале скважины).

Кроме изображения стенок скважины на фототелепанорамах наблюдаются линии ориентации, реперные метки и метровые отметки глубин скважины, нанесенные на фото пленку аппаратным путем.

Азимутальная ориентировка телефотопанорам показывается белой и черной линиями ориентации (отличающимися между собой на 180°).

На ТФП показывается естественное залегание горных пород, внутреннее строение рудовмещающих толщ и рудных тел, фрагменты структур и взаимоотношения структурных элементов, характер контактов пород и руд.

В ФТП скважин содержится структурно-геологическая информация, для изучения которой проводится геологическое дешифрирование.

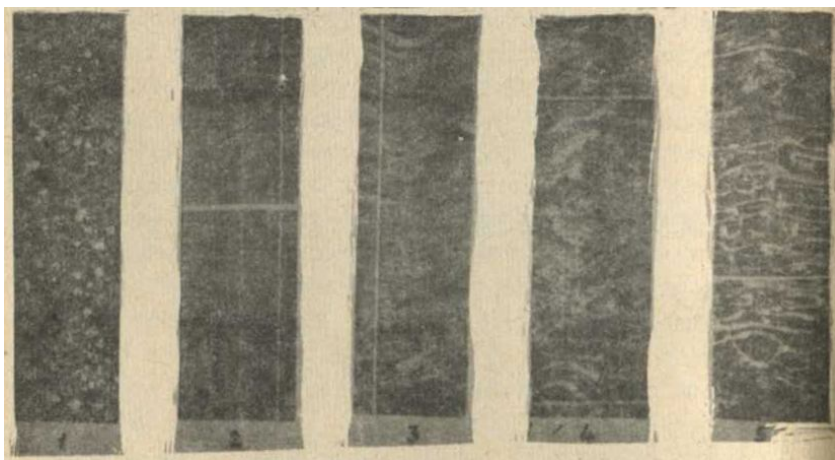


Рис. 12.1. Телефотопанорама буровой скважины определенного интервала

Геологическое дешифрирование ТФП может выполняться безмашинным, автоматизированным и автоматическим способами.

Геологическое дешифрирование подразделяется на литологическое и структурное.

Литологическое дешифрирование заключается в обнаружении и распознавании горных пород по комплексу признаков, выделениях. Ими служат структурно-текстурные особенности горных пород: цвет, фототон основной массы породы, характер контактов и взаимоотношений горных пород, проявление специфического структурного рисунка (трещиноватость, кливаж, складки волочения). Комплекс признаков (цвет, макротекстура, структурный рисунок).

Структурное дешифрирование производится для определения пространственной ориентировки структурных элементов.

Структурные элементы (контакты, слоистость, полосчатость, кливаж, сланцеватость, трещины, прожилки).

Для проведения ТФГ скважинных исследований требуется обеспечение прозрачности скважинной среды и заполняющей скважину воды. Наиболее благоприятные условия для этих исследований имеются в скважинах, бурение которых производится с промывкой водой.

Скважины, проходимые с промывкой глинистым раствором, могут быть исследованы только после специальной подготовки и промывки чистой водой до полного осветления промывочной жидкости.

Для осаждения тонкодисперсных глинистых и поверхностно-активных веществ из глинистых и эмульсионных растворов требуется длительное время, а интенсивная промывка водой при неустойчивом геологическом разрезе может привести к обвалам стенок. Поэтому требуется проведение ряда мероприятий для быстрой очистки скважины (в частности, электрокоагуляция).

ВИДЕОКАРОТАЖ

Видеокаротаж – это относительно новый вид исследования скважинного пространства.

Принцип исследования заключается в том, что в скважину опускается видеооборудование (рис.12.2), которое передает изображение на монитор скважинного оборудования, что позволяет:

- детально осмотреть стенки обсадной трубы на предмет их разрыва или сдавливания,
- оценить состояние фильтрующих элементов,

- увидеть посторонние предметы или застрявшее насосное оборудование.

В результате видеокаротажа даёт окончательный приговор дальнейшей судьбе скважины, т.е. установить есть ли возможность её восстановить или она не подлежит дальней эксплуатации, что в свою очередь позволяет экономить значительные средства.

Видеокаротаж – это неотъемлемая часть геофизических исследований, которая осуществляется вместе с проведением буровых и ремонтных работ в разведочно-эксплуатационных скважинах на воду. Применение видеокаротажа наиболее актуально для решения задач, связанных с контролем и диагностикой технического состояния скважины, в том числе и во время проведения аварийных и ловильных работ.



Рис.12.2 Оборудование для видеокаротажа

Благодаря съемке осевой и радиальной камерами удастся определить и детально изучить механические нарушения конструкции скважины, такие как порывы, свищи, смещения и замятия эксплуатационной и обсадной колонн, посторонние предметы в скважине, обрушения и завалы в открытом стволе. Видеозапись позволяет определить глубину расположения, форму и размеры изучаемого объекта.

Также благодаря видеосъемке удастся определить движение воды в скважине, а также направление, характер и скорость этого движения. Полученные результаты позволяют установить герметичность башмака обсадной колонны, определить зоны активного водопритока и погло-

щения, а также места перетока между вскрытыми водоносными горизонтами.

Видеокаротаж позволяет оценить ремонтпригодность рабочих и нерабочих скважин, степень закальматированности отверстий эксплуатационных колон, определить целесообразность проведения восстановительных работ в скважине, выделить места, требующие обработки, оценить мощность шламовых отложений, и проконтролировать результаты восстановительных мероприятий.

ЛЕКЦИЯ 13. МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН

Технические операции в скважинах и её положение в пространстве определяются углом отклонения от вертикали в скважинах и выполняют специальными приборами с использованием оборудования обычных каротажных станций.

ИНКЛИНОМЕТРИЯ. В процессе бурения происходит отклонение скважины от заданного вертикального или наклонно-направленного положения, что объясняется большим числом сложно действующих факторов геологического и технического характера.

Искривление скважины и положение её в пространстве определяются углом отклонения от вертикали (δ) и азимутом отклонения (ϕ), определяемого углом между направлением на магнитный север и проекцией оси скважины на горизонтальную плоскость, взятой в сторону увеличения её глубины.

Оба угла изменяются с увеличением глубины скважины h , и на каждом конкретном интервале скважины через вертикаль и ось скважины можно провести плоскость, называемую **плоскостью искривления**.

Сведения об искривлении скважин необходимы для построения:

а) геологических разрезов; б) структурных карт; в) точного определения положения геологических границ.

Буровые скважины могут быть как вертикальными, так и наклонными, исходя из геологических или технических соображений. Наклонные скважины приходится бурить при добыче нефти с морских платформ, с насыпных оснований в заболоченных и труднодоступных районах, чтобы, не меняя положения буровой вышки, вскрыть нефтяную залежь в нескольких местах (рис. 13.1, б), наклонными бурят и дополни-

тельные стволы, ответвляющиеся от основного. На рудных месторождениях наклонные скважины задают при разведке крутопадающих рудных тел (рис. 13.1 а). В процессе бурения скважины могут отклоняться от заданного направления – т.е. искривляться.

Положение скважины в пространстве определяется ее глубиной и двумя угловыми параметрами - зенитным и азимутальным углами. Зенитный угол - это угол между осью скважины и вертикалью.

Азимутальный угол - это угол между направлением на север и горизонтальной проекцией скважины. Иногда прибегают к такому термину как угол наклона скважины - это угол, дополняющий зенитный до 90° .

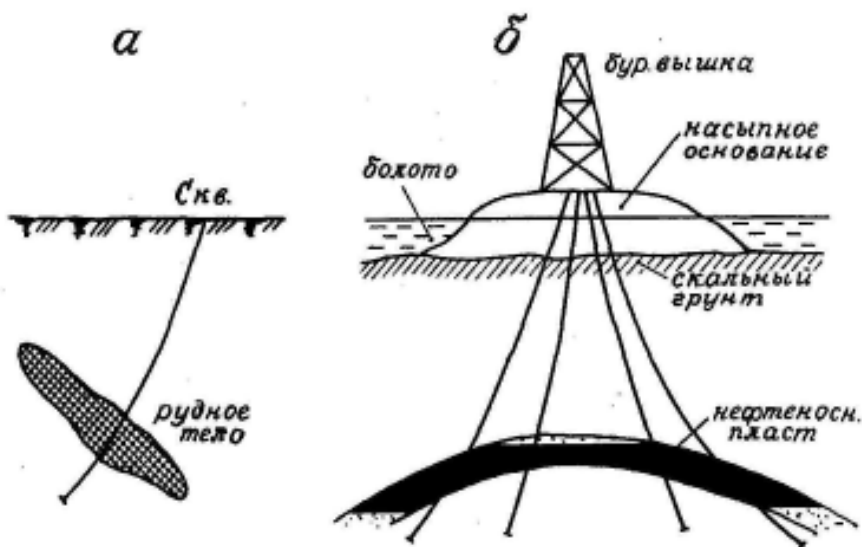


Рис. 13.1. Расположение наклонных скважин при разведке рудной (а) и нефтяной (б) залежи.

Знать углы искривления необходимо, чтобы правильно определить, в какой точке пространства скважина пересекает полезное ископаемое, на какой истинной глубине, чтобы по видимой мощности рассчитать истинную мощность, т.е. чтобы не допустить ошибок при подсчете запасов.

Отклонения скважин измеряют специальными приборами - инклинометрами

Наибольшим распространением пользуются электроинклинометры с датчиком азимутального угла в виде буссоли с магнитной стрелкой.

Упрощенная электрическая схема такого инклинометра приведена на

рис. 13.2

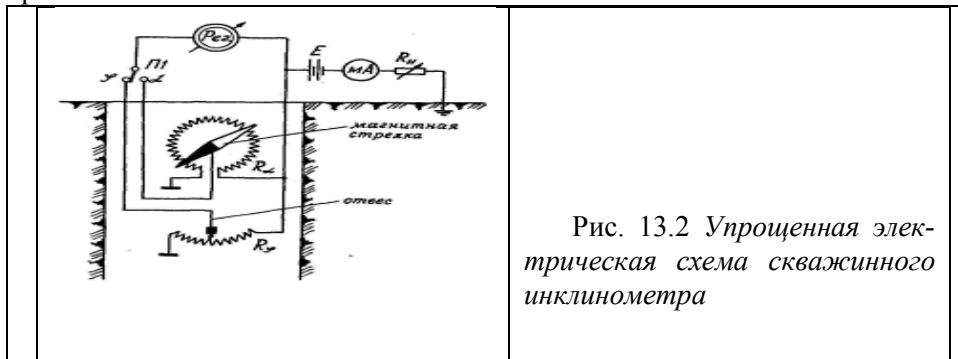


Рис. 13.2 Упрощенная электрическая схема скважинного инклинометра

Датчик азимутального угла представляет собой буссоль с магнитной стрелкой. Вместо лимба с отсчетами в ней имеется кольцевой реостат (реохорд) R_{φ} , а магнитная стрелка снабжена контактом, скользящим по этому реохорду.

Датчик зенитного угла - это отвес, положение которого преобразуется в электрический сигнал с помощью аналогичного реохорда

Оба датчика размещены в поворотной рамке, снабженной осью, совпадающей с продольной осью СП, и эксцентричным грузиком. Под действием грузика рамка устанавливается так, что плоскость качания отвеса совпадает с апсидальной плоскостью скважины, плоскость буссоли располагается горизонтально благодаря горизонтальной оси, закрепленной в поворотной рамке, и собственному грузику буссоли.

Начало реохорда азимутального угла совмещено с плоскостью качания отвеса и смотрит в сторону направления нижнего конца прибора.

При измерениях, которые выполняют поточно, контакты магнитной стрелки и отвеса прижимают с помощью специального арретирного устройства к соответствующим реохордам и поочередно (в зависимости от положения переключателя Ш) измеряют величину сопротивления между началом каждого из реохордов и его подвижным контактом. Величина этих сопротивлений характеризует, соответственно, азимутальный и зенитный углы.

Измерения углов искривления проводят через 20, 50 или 100 м в зависимости от глубины скважины.

Кроме электроинклинометров, есть еще так называемые одноразовые инклинометры. Эти инклинометры также имеют буссоль и отвес, но их положение просто фиксируется в приборе с помощью часового механиз-

ма и определяется визуально после извлечения прибора из скважины. Одноразовые инклинометры свободно опускают в устье скважины и через некоторое время извлекают с помощью бурового инструмента. Измерения производятся силами буровой бригады без привлечения геофизической службы.

Инклинометры с магнитной стрелкой не пригодны для измерений в обсаженных скважинах или скважинах, пересекающих магнитные руды.

В таких случаях используют гироскопические инклинометры. В этих приборах датчиком азимута служит раскрученный гироскоп - гироскоп, уравновешенный в карданном подвесе. Уравновешенный, т.е. подвешенный за центр тяжести, гироскоп обладает свойством сохранять постоянной ориентировку оси своего вращения. Как магнитная стрелка смотрит северным концом на северный полюс, так и уравновешенный гироскоп, как его ни поворачивай, направляет свою ось туда, куда она смотрела при его раскручивании.

Зенитный угол в гироскопическом инклинометре измеряется с помощью такого же отвеса, как и в других инклинометрах.

Абсолютная погрешность описанных инклинометров по азимутальному углу составляет $\pm 4-5^\circ$, а по зенитному - $\pm 0,5^\circ$.

Точность измерения зенитного угла может быть повышена при использовании датчика конструкции с проф. А.В. Давыдова. Такой датчик (рис.13.3) состоит из цилиндрической измерительной камеры, в которую залита жидкость с высокими отражающими свойствами, например, ртуть. Выше на оси прибора находится источник света и кольцевой фотоприемник. При вертикальном положении датчика на фотоприемник попадает наибольшее количество света, и он вырабатывает максимальный сигнал.

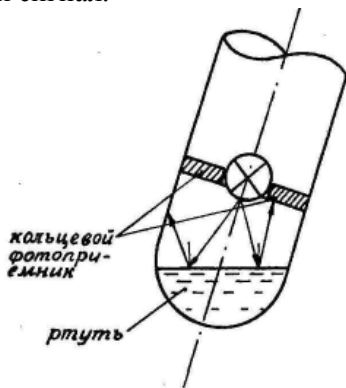


Рис.13.3.. Жидкостный датчик угла наклона скважины (конструкция А.В. Давыдова и И.Г. Сквородникова)

При отклонении датчика от вертикали часть отраженных лучей уходит за пределы фотоприемника, и его выходной сигнал уменьшается. Дополнительное достоинство такого датчика - возможность непрерывного измерения зенитного угла.

В необсаженных скважинах, пробуренных в нормальном магнитном поле, используют дистанционные электрические инклинометры или фотоинклинометры. В обсаженных скважинах или при наличии аномального магнитного поля применяют **гироскопические инклинометры**.

Электрические и фотоинклинометры главной механической частью имеют буссоль и отвес для измерения соответственно азимута и угла отклонения от вертикали. Буссоль и отвес помещены в свободно вращающейся рамке. Ось вращения рамки совпадает с осью инклинометра, а центр тяжести смещен относительно оси.

При наклоне инклинометра в скважине плоскость рамки обязательно вертикальна и перпендикулярна к плоскости искривления. Буссоль располагается в рамке таким образом, что остриё, несущее магнитную стрелку, устанавливается вертикально, а колодка с расположенным на ней круговым реохордом - горизонтально. Реохорд играет роль лимба с указателем азимута в обычной буссоли. Магнитная стрелка располагается по магнитному меридиану и в момент замера пружинными контактами закорачивает часть реохорда так, что сопротивление незамкнутой части реохорда и, следовательно, напряжение, снимаемое с неё, становится пропорциональными величине азимута.

Отвес, являющийся измерителем угла отклонения, жестко связан со стрелкой и образует с ней плоскость, перпендикулярную к плоскости рамки, но совпадающую с плоскостью искривления.

При отклонении прибора от вертикали на некоторый угол стрелка перемещается вдоль реохорда, в момент замера - прижимается к реохорду и с незамкнутой части последнего снимается напряжение, пропорциональное величине угла наклона скважины.

Азимутальный и угловой реохорды попеременно подключаются в мостовую электрическую схему, позволяющую измерять напряжения и переводить их в соответствующие углы.

В гироскопических инклинометрах использовано свойство гироскопа (т.е. волчка) охранять заданную ориентировку оси вращения, поэтому направление этой оси служит началом отсчета для замеров угла наклона и азимута скважины.

В фотоинклинометрах отвес и магнитная стрелка движутся вдоль лимбов с цифровыми указателями углов, и показания приборов в момент замера фотографируются на пленку.

Примером инклинометров с дистанционным управлением относятся (ИШ-4, КИТ, ИФ-6, МИ-30 и др. . К гироскопическим относятся ИГ-50, ИГ-32 и др.

КАВЕРНОМЕТРИЯ. При бурении и после его завершения диаметр скважины по ряду причин геологического и технического характера могут отклоняться от заданного размера. Против глинистых, известковых или просто сильно разрушенных тектоническими процессами пород диаметр скважины может увеличиться за счет вывалов или размывов буровым раствором, а это оказывает влияние на результаты скважинных измерений.

Кавернометрия (КМ) заключается в измерении среднего диаметра буровой скважины. Фактический диаметр скважины не всегда определяется диаметром бурового наконечника (долота). Так, на хрупких породах (ископаемых углях, например), в зонах дробления диаметр скважин увеличивается по сравнению с номинальным d_0 ; из-за выкрашивания и вывалов пород в скважине образуются каверны. Каверны образуются и в глинистых пластах из-за размывания глин в процессе бурения. Уменьшение диаметра по сравнению с номинальным наблюдается обычно против пластов-коллекторов. Благодаря хорошей проницаемости в них заливается буровой раствор. Из-за малого диаметра пор в пласт проникает только фильтрат (жидкая основа) бурового раствора, а глина оседает на стенках скважины, образуя глинистую корку, которая уменьшает диаметр скважины.

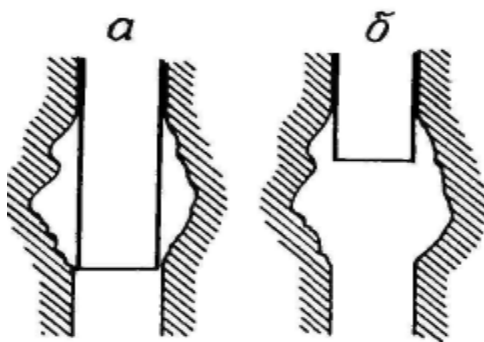


Рис. 13.4. Пример правильной (а) и неправильной (б) установки обсадной трубы в скважине

Знание диаметра скважины необходимо для решения как технических, так и геологических задач. Так, например, знать диаметр скважины нужно для того, чтобы правильно установить обсадную трубу в скважине (рис. 13.4), рассчитать объем цемента, необходимого для закрепления обсадных колонн, правильно выбрать скважинные приборы для каротажа.

Знание диаметра скважины необходимо при количественной интерпретации результатов таких методов, как КС, БКЗ, БК, ИК, ГК, НГК и др., а также для литологического расчленения разреза (рис. 13.5).

Приборы для измерения диаметра скважины называются каверномерами. Они бывают различными по конструкции: рычажными, фонарными, управляемыми и неуправляемыми. В любом случае в них имеется какой-то следящий механизм, скользящий по стенке скважины, и преобразователь положения этого механизма в электрический сигнал, чаще всего, посредством изменения активного сопротивления электрической цепи. На рис. 13.6 показана нижняя часть рычажного каверномера.

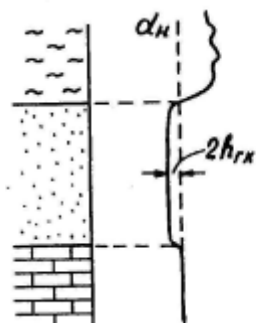


Рис. 13.5. Зависимость среднего диаметра скважины от литологии разреза

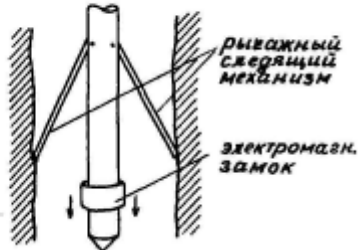


Рис. 13.6. Устройство каверномера рычажного

К корпусу этого скважинного прибора крепятся на шарнирах 3 подпружиненных рычага, образующих следящий механизм. Нижние концы рычагов скользят по стенке скважин. Один из рычагов управляет ползунком переменного сопротивления R_d , два других служат для центрирования каверномера по оси скважины (поэтому измеряемый параметр и характеризует средний диаметр скважины). Перед спуском такого каверномера в скважину его рычаги прижимаются к корпусу и удерживаются в этом состоянии с помощью специального чашеобразного замка, который по достижении снарядом забоя раскрывают с помощью специального электромагнита, на который подают питание с поверхности.

Каверномер фонарного типа не нуждается в замковом устройстве, конструкция его рычагов, на виде сбоку напоминающих китайский фонарик, обеспечивает ему хорошее прохождение как вверх, так и вниз по скважине. На этом же рисунке изображена электрическая схема измерений с каверномером.

Перед спуском прибора в скважину выполняют градуировку прибора. Для этого на концы рычагов одевают кольца известного диаметра, и соответствующие им показания регистрирующего прибора записывают на диаграммной ленте в виде своеобразных ступенек. Масштаб записи регулируют посредством изменения питающего тока.

Современные каверномеры имеют абсолютную погрешность порядка $\pm 0,5$ см, микрокаверномеры - до $\pm 0,1$ см.

Для измерения фактического (отклоненного от номинального) диаметра скважины применяют скважинные приборы - каверномеры. Имеется несколько типов каверномеров, отличающихся системой рычагов и способом преобразования раскрытия рычагов в электрические сигналы

Так, например, фонарный каверномер имеет ромбовидные рычаги. Каверномер состоит из металлической гильзы, вдоль ствола которой располагаются ромбовидные рычаги-щупы, прижимаемые к стенкам скважины мощными пружинами. При изменении диаметра скважины изменяется угол раскрытия рычагов и следом за рычагами начинает перемещаться закрепленный на них шток, связанный с ползунком реостата. С изменением положения штока меняются сопротивления реостата и напряжение, подаваемое на регистратор.

В процессе градуировки устанавливается зависимость между напряжением и радиусом раскрытия рычагов и строится график изменения напряжения тока от характера изменения диаметра скважины (кавернограмма).

Ромбовидный каверномер (типа КВ-2) позволяет выполнять измерения как при спуске, так и при подъеме прибора. Механическая часть ромбовидного каверномера представляет собой фонарь с тремя парами шарнирно соединенных измерительных рычагов, расположенных через 120° . Перемещения рычагов через фигурные кулачки передаются на шток, управляющий датчиком.

При детальном исследовании разрезов скважин с целью выделения пород-коллекторов применяют **микрокаверномеры** и **коркомеры**, дающие возможность измерить толщину глинистой корки.

ПРОФИЛЕМЕТРИЯ - метод, регистрирующий изменение диаметра скважины одновременно в нескольких вертикальных плоскостях (обычно от двух до четырех).

Основное назначение профилометрии скважины - выявление зон желобообразования, возникающих в результате скольжения замковых соединений бурильных труб по стенкам скважины при спуско-подъемных операциях. Наличие в стволе скважины желобов повышает вероятность возникновения аварий при бурении скважин и проведении в ней геофизических исследований. (рис.13.7).

Одновременное измерение диаметров скважины в двух взаимно перпендикулярных плоскостях выполняется каверномером-профилемером СКП.

При проведении детальных исследований применяют профилемер Спрут, по точечным измерениям которого строят более полный профиль сечения ствола скважины и определяют его ориентацию. Для контроля за состоянием обсадных металлических колонн используют скважинные трубные профилемеры, записывающие шесть профилеграмм.

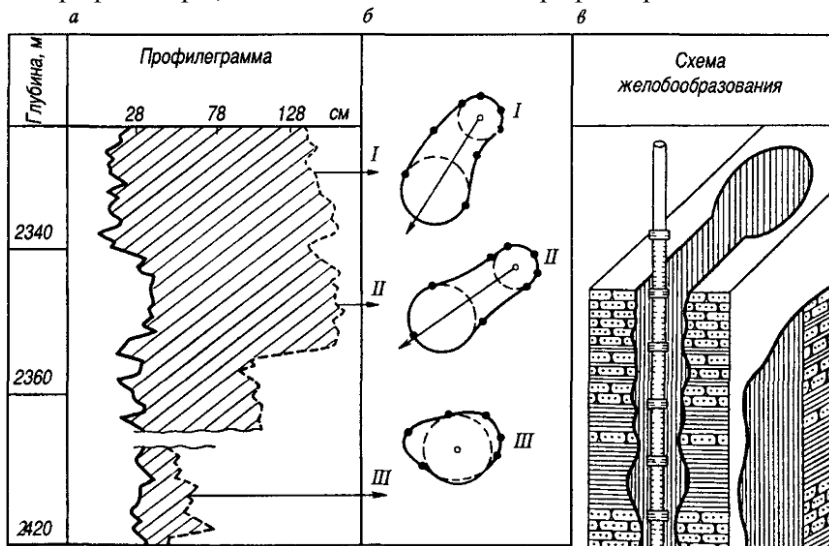


Рис.13.7. Схема желобов скважины, определяемых профилемерами

Профилометрия - это измерение сразу нескольких диаметров в одном поперечном сечении скважины. Необходимость в таких измерениях возникает потому, что скважины не всегда имеют сечение круговой формы. На глинах, алевролитах и др. непрочных породах часто образуются так называемые "желоба" со стороны висячего бока наклонной скважины

-трубы бурового набора, имеющие диаметр меньший, чем буровой наконечник, проделывают углубление в стенке скважины - желоб. Такие же углубления может образовывать и каротажный кабель при подъеме скважинного прибора (рис. 13.8). Эти желоба создают опасность "прихвата" бурового снаряда или скважинного прибора при их подъеме. Возможно также изменение сечения обсаженной скважины из-за неравномерного действия горного давления и сжатия обсадных труб.

При профилометрии обычно измеряют 2 взаимно перпендикулярных диаметра с помощью 2 пар рычагов, каждый из которых управляет своим реостатным (или индуктивным) преобразователем, вырабатывающим электрический сигнал, пропорциональный отклонению рычагов от корпуса СП.

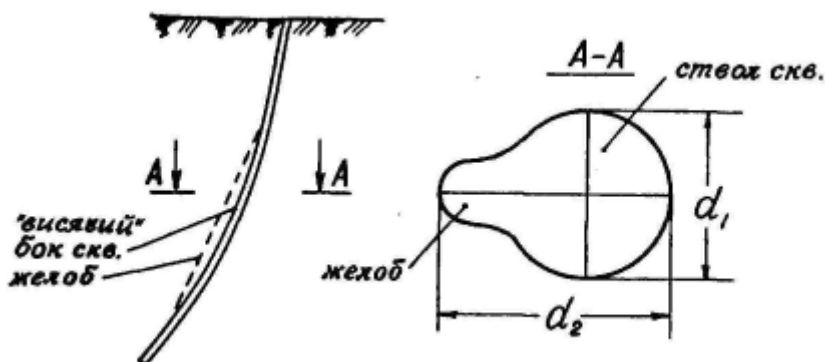


Рис. 13.8. Образование желоба в висячем боку наклонной буровой скважины.

Имеются также приборы, называемые радиусомерами. Такой прибор имеет 8 рычагов, каждый из которых управляет своим реостатным преобразователем. Кроме того, в нем имеется еще и датчик положения прибора относительно апсидальной плоскости, т.е. вертикальной плоскости, проходящей через ось скважины в точке измерения. Этот датчик представляет собой кольцевой реостат (реохорд), установленный перпендикулярно продольной оси СП. Начало реохорда совмещено с положением первого рычага. Подвижный контакт реохорда снабжен грузиком, благодаря которому контакт располагается в апсидальной плоскости скважины в стороне, противоположной той, куда направлен забой скважины. Сопротивление участка реохорда от начала до подвижного контакта определяет положение первого рычага относительно апсидальной плоскости,

положение последней относительно сторон света определяют по результатам инклинометрии. В СП радиусомера имеется переключатель, который по команде с поверхности производит опрос всех датчиков, включая датчик ориентировки прибора. В наземном измерительном пульте содержится также указатель позиций скважинного переключателя. Результаты измерений с радиусомером представлены на рис. 13.9, а.

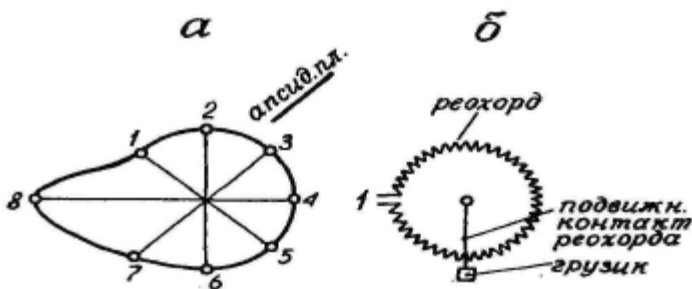


Рис. 13.9. Результаты измерений со скважинным радиусомером СПР-1 (а) и конструкция датчика положения радиусомера относительно апсидальной плоскости скважины (б)

НАКЛОНОМЕТРИЯ скважин заключается в определении угла и азимута падения пластов по данным геофизических измерений в скважине, знание которых необходимо при геологическом изучении районов (особенно со сложной тектоникой) с целью поисков и разведки МПИ, а также при интерпретации данных ГИС.

Измерения проводят с пластовым наклонмером (например, НИД-1), который включает в себя инклинометр и три электродные установки, расположенные под углом 120^0 друг к другу, с центрами, лежащими в одной плоскости, перпендикулярной к главной оси прибора. Поскольку электродные установки должны обеспечить максимальную дифференциацию регистрируемых кривых, отражающих изменение свойств пластов по разрезу скважины, в их качестве обычно используют микро- или бокового каротажа.

Пластовая наклонметрия (ПН) заключается в определении угла и азимута падения пластов, пересеченных скважиной.

Скважинный прибор для ПН представляет собой комбинацию из 3-х датчиков, предназначенных для записи диаграмм ПС, МСК, СЭЗ, ГК или КМВ, расположенных в одной горизонтальной плоскости под углом 120^0

друг к другу. Прибор дополняется устройством для определения его ориентировки относительно апсидальной плоскости скважины.

На рис. 18.10 изображен такой наклонмер, пересекающий наклонный контакт пород, обладающих различными свойствами, например, разной магнитной восприимчивостью. Датчики 1, 2, 3 в этом случае должны быть датчиками КМВ. Если бы скважина пересекала контакт по нормали к нему, скачок на диаграммах, записанных всеми тремя датчиками, наблюдался бы на одной и той же глубине, т.к. все датчики перешли бы контакт одновременно.

При наклонном пересечении скважиной контакта сначала его пересечет датчик 1, затем 2 и только потом датчик 3 (при движении наклонмера снизу вверх). Соответственно, и аномалии, зафиксированные этими датчиками, придутся на разную глубину (рис. 13.10).

Разработаны приемы, с помощью которых по разности глубин Δh_{1-2} , Δh_{2-3} и Δh_{1-3} можно рассчитать угол встречи скважины и контакта и, следовательно, зная зенитный угол скважины, определить угол падения пласта. Направление падения определяют с помощью датчика ориентировки прибора относительно апсидальной плоскости.

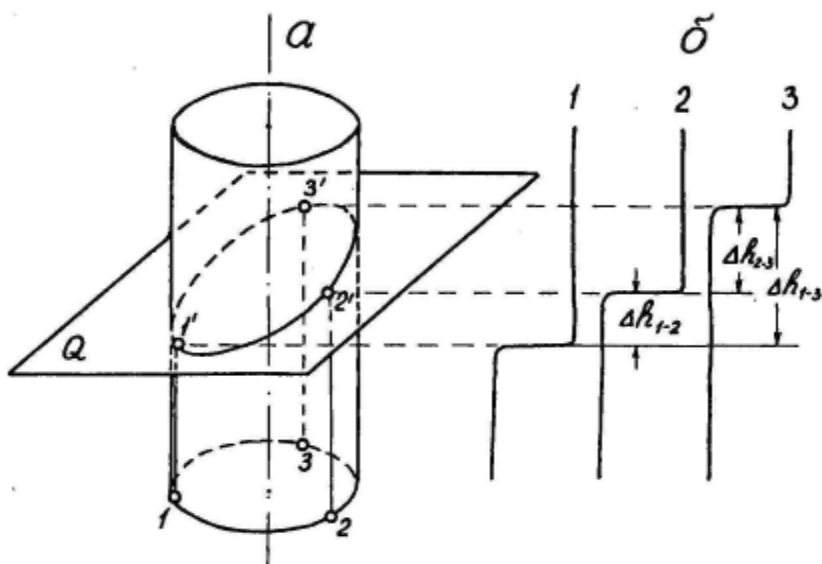


Рис. 13.10. Принцип действия пластового наклонмера: а - расположение датчиков наклонмера; б - диаграммы, зарегистрированные этими датчиками на контакте пород с различными физическими свойствами

ЛЕКЦИЯ 14

ПРОСТРЕЛОЧНЫЕ И ВЗРЫВНЫЕ РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ

Для уточнения литологической характеристики пород или определения их физических свойств иногда бывает недостаточно извлеченного керна и появляется необходимость в отборе проб пород из стенок скважины.

В случаях бескернового бурения такой отбор крайне необходим. Поэтому в пробуренных скважинах намечают интервалы и отбирают образцы посредством специальных пробоотборников - боковых стреляющих или сверлящих грунтоносов.

Геофизическая служба выполняет ряд операций, связанных с прострелочными и взрывными работами в скважинах, поскольку выбор объектов для опробования и вскрытие пластов основаны на данных геофизических исследований, проводимых с целью изучения разрезов скважин и их технического состояния. Кроме того, при прострелочно-взрывных работах и при изучении разрезов скважин геофизическими методами используется одно и то же оборудование.

Прострелочные работы в скважинах предусматривают:

1. перфорацию обсадных колонн и цемента для вскрытия нефтяных, газовых и водоносных пластов;
2. срезание в скважинах колонн и труб с целью их извлечения;
3. отбор образцов горных пород в необсаженных скважинах;
4. отбор проб пластовых жидкостей и газов для опробования пластов.

Взрывные работы в скважинах проводятся для следующих целей:

- а) повышения продуктивности эксплуатационных скважин;
- б) разобщения пластов;
- в) очистки фильтров;
- г) освобождения и извлечения труб из скважин при авариях;
- д) борьбы с поглощением промывочной жидкости при бурении;
- е) ликвидация открытых фонтанов и тушении пожаров на скважинах и пр.

Основные узлы опробователя пластов - прижимные устройства, герметизирующий башмак и камера для пластовой жидкости. После установления прибора на интервале опробования прижимное устройство прижимает башмак опробователя к стенке скважины. Затем к башмаку подключают

ется прибор. Вследствие большого перепада давлений в камере и пласте жидкость из пласта через отверстие в башмаке поступает в опробователь. После взятия пробы камера герметизируется, прижимное устройство убирается, давление под башмаком уравнивается с давлением в скважине, благодаря чему башмак удается оторвать от стенки скважины. После подъема опробователя на поверхность извлекают пробу и исследуют ее. При незначительном проникновении фильтрата промывочной жидкости интерпретация ОПК однозначна: характер пробы соответствует насыщенности пласта. При глубоком проникновении фильтрата результаты ОПК интерпретируются с помощью компонентного анализа растворенных газов.

***Отбор образцов пород.** Основные данные о горных породах, слагающих геологический разрез, получают по их образцам (кернам), отобранным в процессе бурения скважины. В нефтяных, газовых и углеразведочных скважинах в дополнение к кернам отбираются образцы (грунты) со стенок скважины при помощи боковых стреляющих грунтоносов или сверлящих керноотборников. Отбор грунтов проводят после геофизических исследований и предварительно геологического изучения разреза в необсаженной скважине.*

Боковой стреляющий грунтонос состоит из корпуса с гнездами, в каждое из которых при снаряжении прибора закладывается боек - пустотелый цилиндр, кромка которого приспособлена для врезания в породу. Боек стальным тросиком соединяется с корпусом. В нижней части гнезда помещается пороховой заряд с электрозапалом. После установки грунтоноса на нужной глубине по жиле кабеля напряжение подается на электрозапал, который накаляется и воспламеняет пороховой заряд. При этом образуются пороховые газы, под давлением которых боек выстреливается из гнезда и врезается в породу. После выстрелов всеми бойками путем натяжения кабеля при помощи тросиков бойки вместе с захваченным грунтом извлекаются из пласта и грунтонос поднимается на поверхность.

ЛЕКЦИЯ 15.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ОКОЛОСКВАЖИННОГО И МЕЖСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА

Эта группа методов ГИС относится к дистанционным методам подземной геофизики, предназначенным для исследования отдаленных окрестностей скважин и горных выработок, а также массивов пород, залегающих между скважинами (горными выработками) и земной поверхностью.

Физические поля измеряют при расположении источника поля и приемника в различных сочетаниях: скважина - земная поверхность, скважина - скважина, одиночная скважина и т.д.

Практически все методы полевой геофизики могут быть использованы в скважинной модификации.

Скважинные модификации геофизических методов применяют на всех стадиях геологоразведочного процесса:

- на стадии поисков, т.е. для поисков глубокозалегающих месторождений;
- на стадии разведки - для подсчета запасов МПИ; создания ФГМ (физико-геологическая модель), для выбора оптимальной системы эксплуатации месторождения;
- на стадии эксплуатации - в помощь эксплуатационной разведке, а также для решения разнообразных горно-технических задач, направленных на повышение безопасности ведения работ;
- на всех стадиях - для определения физико-механических свойств пород и руд в естественном залегании.

Скважинная геофизика (в отличие от каротажа), - это методы исследования больших объемов горных пород, находящихся в межскважинном пространстве или околоскважинном пространстве, с целью поисков и разведки полезных ископаемых.

Как самостоятельный раздел ГИС **скважинная геофизика** сформировалась в 50-х годах XX века, хотя отдельные ее методы были известны с начала века (например, метод заряженного тела - с 1908 г.).

В настоящее время скважинная геофизика имеет на вооружении почти те же методы, что и полевая геофизика, но при этом отличается большей глубинностью, т.к. позволяет приблизить к объекту исследования измерители естественных и искусственных физических полей и источников последних.

Иногда скважинную геофизику объединяют с шахтно-рудничной под общим названием «подземная геофизика» (А.Г. Тархов,).

Большой вклад в развитие скважинной геофизики внесли сотрудники Института геофизики УрО РАН и геофизического факультета Уральской государственной горно-геологической академии.

МЕТОД ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ КОРРЕЛЯЦИИ (МЭК) разработан проф. А.К. Козыриным. МЭК применяется в двух вариантах - скважинном и поисково-картировочном.

Назначение скважинного варианта - увязка проводящих подсечений в разных скважинах, поисково-картировочного - поиски проводников в окрестностях скважин и картирование геоэлектрических неоднородностей под наносами.

Физические основы метода

Сущность скважинного варианта МЭК поясняется рис. 15.1. В рудное (проводящее) подсечение в скважине С-1 помещают токовый электрод А, подключенный к "+" источника тока. Второй электрод В относят на достаточно большое расстояние (в «бесконечность», т.е. $B \rightarrow \infty$).

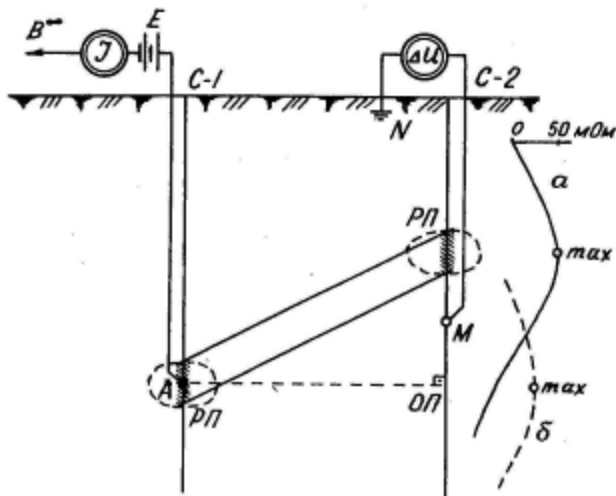


Рис. 15.1. Схема наблюдений и кривые потенциала в скважинном варианте МЭК при наличии (а) электрической связи рудных подсечений в скважинах С-1 и С-2 и при ее отсутствии (б)

По соседней скважине С-2, также имеющей рудное (проводящее) подсечение, перемещают электрод М и измеряют разность потенциалов между ним и электродом N, заземленным на поверхности, вблизи устья скважины С-2.

В случае, если рудные подсечения в обеих скважинах электрически связаны между собой, ток по хорошему проводнику устремляется из зарядной скважины С-1 в исследуемую скважину С-2, и против рудного подсечения в ней будет зафиксирован максимум потенциала (кривая а). Если же электрической связи нет, а среда между скважинами однородная и изотропная, то максимум потенциала будет наблюдаться там, где электрод М ближе всего к источнику тока А, т.е. в точке ОП – основании

перпендикуляра, опущенного из точки заряда на ось исследуемой скважины (*кривая б*).

Таким образом, признаком увязки или идентификации рудных подсечений является смещение максимума потенциала корреляционной кривой с точки ОП на проводящее подсечение в исследуемой скважине.

При поисково-картировочном варианте МЭК токовый электрод А помещают на поверхности, в точках, расположенных на лучах, проходящих через устье скважины на разных расстояниях от него (рис. 15.2, а), а измерения потенциала проводят по стволу скважины так же, как и в предыдущем варианте.

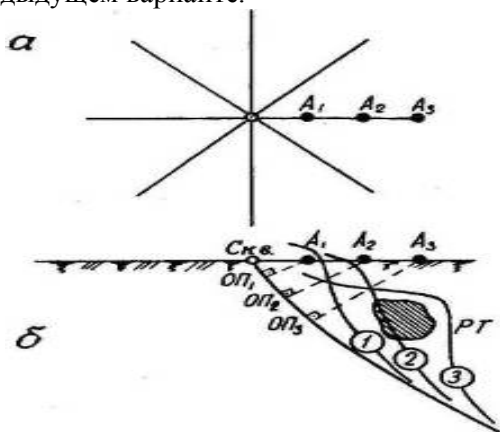


Рис.15.2. Поисково-картировочный вариант МЭК. Расположение питающего электрода (а) и кривые потенциала (б)

Если между токовым электродом и скважиной оказывается проводник, это проявляется в том, что максимум потенциала смещается с точки основания перпендикуляра и располагается там, где проводник ближе всего подходит к скважине (рис. 15.2, б).

Измеренные значения потенциала в мВ приводят к единичному току $\frac{\text{мВ}}{\text{А}} \approx \text{МОм}$. Масштаб изображается в виде стрелки, указывающей направление возрастания потенциала.

Получаемая величина имеет простой физический смысл. Она представляет собой сопротивление фиктивного объемного питающего электрода, по форме и положению совпадающего с эквипотенциальной поверхностью, пересекаемой скважиной в данной точке.

Интерпретация и изображение результатов

В основу интерпретации данных МЭК положены геометрические принципы, а именно: анализ взаимного расположения осей исследуемых

скважин, точек заряда и оснований перпендикуляров ОП, а также точек максимумов, минимумов и площадок равных значений на кривых потенциала.

Максимумы потенциала формируются на кривых МЭК, как это показано на рис. 15.1, там, где исследуемая скважина пересекает заряженный проводник. При хорошей проводимости проводника над ним может наблюдаться площадка равных значений потенциала, т.к. здесь происходит осреднение потенциала по всей мощности проводника.

Максимум потенциала может наблюдаться и в скважине, не пересекающей заряженное тело, если она находится в зоне эмиссии тока хорошим проводником (скважина С-4 на рис. 15.3). Наличие максимума потенциала свидетельствует о том, что между зарядом и исследуемой скважиной располагается хороший проводник или вблизи скважины находится оконечность заряженного проводника. Разработаны приемы геометрической интерпретации, позволяющие определить расстояние проводника от скважины.

Важной особенностью корреляционных кривых являются точки минимума, которые наблюдаются в зонах натекания тока на проводник (скважина С-2 на рис. 15.3). Явление натекания тока имеет место на ближней к точке заряда части проводника, не связанного электрически с зарядным подсечением. Как показано на рис. 15.3, токовые линии здесь изгибаются, как бы втягиваясь в проводник, а т.к. изолинии потенциала перпендикулярны токовым линиям, то над проводником образуется зона минимума потенциала.

Таким образом, наличие минимума на корреляционной кривой свидетельствует, во-первых, о том, что проводник в исследуемой скважине не имеет электрической связи с зарядом и, во-вторых, о том, что этот проводник имеет большую протяженность в сторону, противоположную от заряда.

Результаты наблюдений по МЭК изображаются в виде схем корреляционной увязки, корреляционных профилей и планов корреляционных осей.

Схемы корреляционной увязки строят с учетом рельефа. На них выносят спрямленные оси скважин с рудными подсечениями, геологическими колонками и диаграммами КС, выносят точки зарядов и кривые МЭК (рис. 15.4).

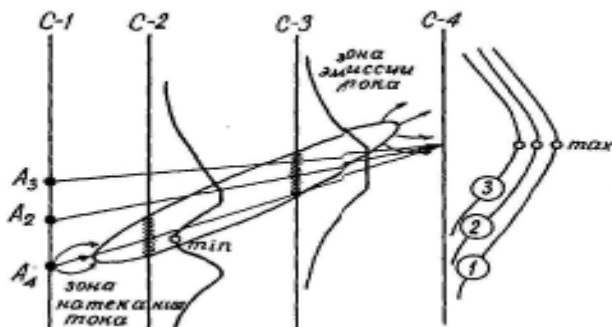


Рис. 15.3. Формирование кривых потенциала в зоне натекания и эмиссии тока

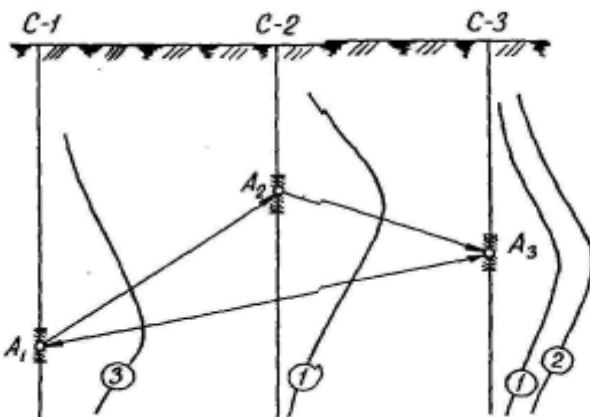


Рис. 15.4. Схема корреляционной увязки рудных подсечений по данным МЭК

Кривые нумеруют в соответствии с номером заряда. На схеме проводят корреляционные оси, соединяя точки заряда с точками других скважин, над которыми наблюдаются максимумы потенциала при этом заряде, и делают заключение о наличии электрической связи между рудными подсечениями в разных скважинах.

Корреляционные профили - это обычные профильные геолого-геофизические разрезы с нанесенными на них результатами МЭК. Их составляют в том случае, когда все исследуемые МЭК скважины лежат в одном разрезе.

Планы корреляционных осей изображают результаты МЭК в горизонтальной плоскости. На план выносят устья скважин и между ними на-

носят корреляционные оси в виде стрелок. Направление стрелки указывает, в какой скважине располагался заряд. Сплошные стрелки означают наличие электрической связи, стрелки с разрывом - ее отсутствие. С учетом этих результатов отрисовывают контуры рудных тел в плане. Пример плана корреляционных осей представлен на рис. 15.5.

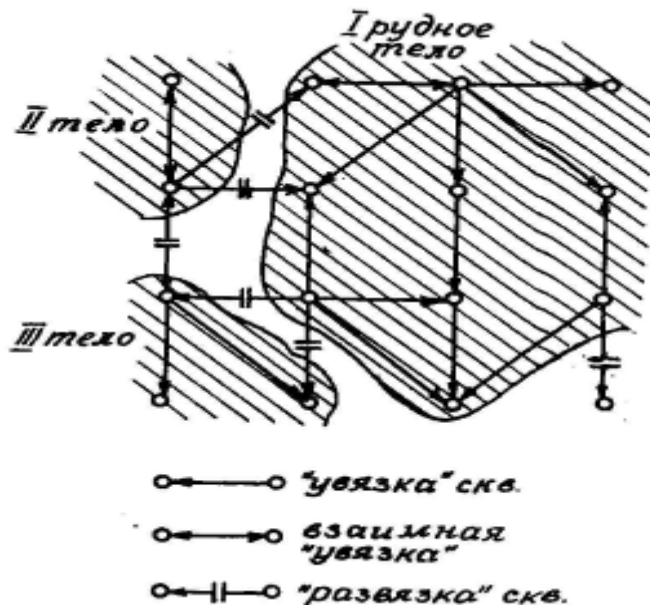


Рис. 15.5. План корреляционных осей

Метод электрической корреляции позволяет увязывать не только проводящие, но и высокоомные образования. Соответствующие примеры будут рассмотрены нами на практических занятиях.

РАДИОВОЛНОВОЕ ПРОСВЕЧИВАНИЕ

Физические основы метода

Метод радиоволнового просвечивания (РВП) основан на изучении распространения электромагнитного поля (ЭМП) высокой частоты в горных породах. Хорошо проводящие геологические образования обладают способностью повышенного поглощения этих полей.

В РВП используют ЭМП радиочастот от 150 кГц до 40 МГц. Скорость распространения ЭМП в воздухе равна скорости света $V=c$, а длина волны λ_0 связана с ней соотношением: $\lambda_0 = \frac{c}{f}$, где f - частота ЭМП.

В горных породах происходит укорочение длины волны по сравнению с воздухом в $\sqrt{\epsilon}$ раз (ϵ - диэлектрическая постоянная среды): $\lambda = \frac{\lambda_0}{\sqrt{\epsilon}}$.

В настоящее время нет теории, достаточно полно объясняющей процессы распространения радиоволн в горных породах. По этой причине во многих случаях для объяснения результатов РВП приходится пользоваться теоретическими положениями, справедливыми только для однородных и изотропных сред. Многие особенности длинноволновых полей хорошо объясняются при помощи принципов геометрической оптики:

1. В однородной изотропной среде лучи, по которым волны распространяются от источника, - прямые.
2. На границе раздела двух сред с разными свойствами происходят отражение и преломление волн.
3. За «непрозрачными» объектами образуется зона тени, границы которой определяются лучами, проходящими через края препятствия.
4. В неоднородной среде путь волны подчиняется принципу Ферма, т.е. он должен быть таким, чтобы время, затрачиваемое на его прохождение, было минимальным.
5. Все отклонения от принципов геометрической оптики называются дифракцией.

РВП проводят с целью выявления проводников в окрестностях скважин или горных выработок и в пространстве между ними, а также для определения длины выклинка и размеров рудных тел, подсеченных выработками и скважинами.

Работы выполняют в вариантах: скважина-скважина, скважина-горная выработка, скважина-поверхность и т.д. При этом в одной скважине (горной выработке, на поверхности) устанавливают источник радиоволн (передатчик), а в другой - приемник. Проводя измерения при различных положениях приемника и передатчика, «просвечивают» радиоволнами исследуемое пространство.

Аппаратура РВП обеспечивает возможность работы на разных фиксированных частотах. Переход с одной частоты на другую осуществляется за счет смены частотных фильтров в схемах передатчика и приемника и за счет изменения параметров антенн.

В качестве антенн, излучающих и принимающих радиоволны, при работах в скважинах используют электрические диполи, при работах в горных выработках и на поверхности - магнитные диполи. И те, и другие характеризуются определенной направленностью излучения и приема.

Напряженность E электрической компоненты ЭМП вычисляют по формуле:

$$E = E_0 \frac{e^{-\alpha_k r}}{r} \sin \theta_1 \cdot \sin \theta_2 \cdot \cos \varphi$$

где E_0 - напряженность поля при $r=0$ (мощность передатчика);

r - расстояние между приемником и передатчиком;

θ_1 — угол между осью передающей антенны и направлением на приемник (см. рис. 15.6, а);

θ_2 - угол между осью приемной антенны и направлением на передатчик;

φ - угол между плоскостями, одна из которых проходит через антенну передатчика и отрезок r , соединяющий передатчик с приемником, другая - через антенну приемника и тот же отрезок r (рис. 15.6, б);

α_k — кажущийся коэффициент поглощения радиоволн. Таким образом,

$\sin \theta_1$, $\sin \theta_2$ и $\cos \varphi$ учитывают взаимную ориентировку антенн передатчика и приемника и являются множителями направленности.

Множитель $1/r$ - характеризует рассеяние поля в пространстве, а $e^{-\alpha_k r}$ - его поглощение на пути от передатчика к приемнику.

Коэффициент поглощения α_k зависит от электромагнитных свойств среды и частоты поля

$$\alpha_k = \Psi(f, \gamma, \mu, \epsilon)$$

При этом поглощение тем больше, чем выше частота поля f и чем больше электропроводность γ , магнитная проницаемость μ и диэлектрическая постоянная ϵ среды, в которой распространяется ЭМП.

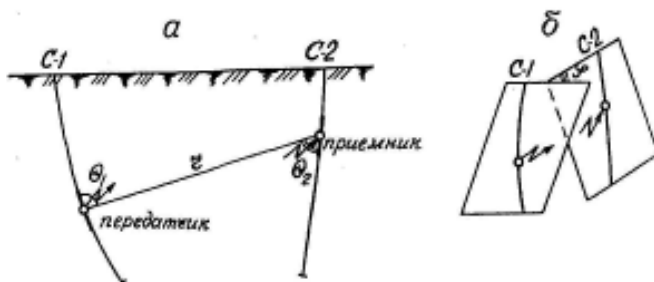


Рис. 15.6. Схема наблюдений в скважинном варианте метода РВП (а). Угол между вертикальными плоскостями, в которых лежат антенны передатчика и приемника радиоволн (б)

Влиянием μ на коэффициент поглощения можно пренебречь, поскольку для большинства горных пород и руд $\mu \approx 1$; ε изменяется в пределах от 1 до 81, а диапазон изменения γ составляет несколько (до 6) порядков. Это означает, что наибольшее влияние на величину коэффициента поглощения оказывает электропроводность горных пород: чем больше электропроводность, тем большая часть энергии ЭМП уходит на возбуждение в среде вихревых токов.

Методика измерений в скважинах. При измерениях в скважинах (вариант скважина-скважина) используют несколько способов просвечивания: синхронный, шаговый, односкважинный.

При синхронном способе (рис. 15.7.1) приемник и передатчик помещают в разные скважины (не обязательно на одинаковую глубину) и начинают их синхронный подъем с одинаковой скоростью. Лучи просвечивания в этом случае можно изобразить в виде параллельных отрезков. Преимущество этого способа - высокая производительность, недостаток - невозможность точной локализации поглощающего объекта в пространстве между скважинами.

При шаговом способе передатчик неподвижно устанавливают в одной скважине, по другой перемещают приемник. Точки стояния передатчика меняют (делают шаги по скважине). Такая методика наблюдений (рис. 15.7.2) требует больших затрат времени, но зато позволяет точно определить местоположение поглощающего объекта.

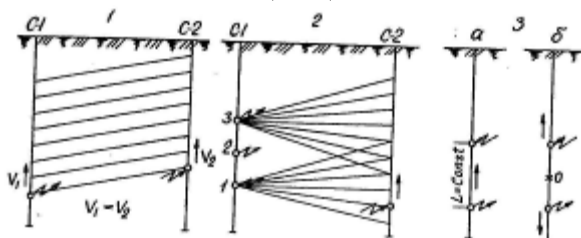


Рис. 15.7. Различные способы наблюдений в методе РВП: 1 - синхронный; 2 - шаговый; 3 - односкважинный (а - односкважинное РВ профилирование; б - РВ зондирование)

Односкважинный способ применяют в тех случаях, когда в распоряжении исследователя имеется только одна скважина. В эту скважину и помещают и приемник, и передатчик (рис. 15.7.3). При этом возможны варианты радиоволнового профилирования (когда передатчик и приемник перемещают по скважине с сохранением постоянного расстояния

между ними) и РВ зондирования (когда передатчик и приемник разносят на разные расстояния или при сохранении постоянного расстояния меняют частоты просвечивания).

Важным вопросом методики РВП является выбор оптимальной частоты ЭМП. С одной стороны, желательно, чтобы частота была наименьшей, т.к. чем меньше частота, тем меньше поглощение и, следовательно, больше дальность просвечивания. С другой стороны, чем меньше частота, тем больше длина волны и тем легче такие волны огибают препятствия (проводники), следовательно, уменьшается разрешающая способность метода. По этой причине работы в РВП, как правило, проводят на 2-х частотах: основной и дополнительной. В качестве основной выбирают наиболее высокую частоту, обеспечивающую необходимую дальность просвечивания; в качестве дополнительной - ближайшую к ней более низкую частоту из диапазона частот, на которых работает аппарата.

Интерпретация результатов

Интерпретацию результатов РВП выполняют разными способами. Наиболее простым является способ засечек. Суть этого способа поясняется рис. 21.8, а. При каждой точке стояния передатчика определяют границы радиотени, пользуясь правилом полумаксимума аномалии, и эти границы соединяют с точкой стояния передатчика - проводят засечки. Проводя засечки при разных стоянках передатчика, оконтуривают общую для всех точек стояния передатчика зону, где располагается поглощающий объект.

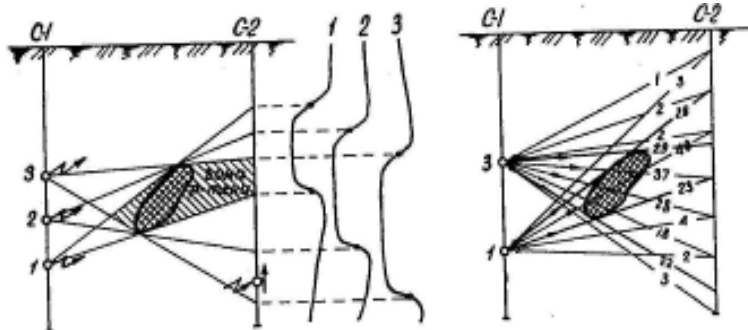


Рис. 15.8. Интерпретация результатов РВП методом засечек (а) и лучевым методом (б)

Этот способ позволяет определить местоположение и размеры объекта, но не дает информации о распределении поглощающих свойств внутри него.

Более информативен **лучевой способ**. Согласно этому способу, по различным лучам просвечивания вычисляют так называемые «коэффициенты экранирования»

$$\Xi = \frac{E}{E_{\text{изм}}},$$

где E - напряженность нормального поля, вычисленная для данного расстояния просвечивания по формуле) или определенная по соответствующей номограмме;

$E_{\text{изм}}$ - измеренная напряженность поля по тому же лучу. Рассчитанные значения коэффициентов экранирования подписывают на соответствующих лучах или откладывают в виде стрелок в определенном масштабе, а затем по лучам с повышенными значениями Ξ .

Есть и более сложные способы обработки и интерпретации результатов РВП, дающие количественную характеристику поглощающих свойств всего просвечиваемого пространства. Примером может служить способ обобщенной плоскости наблюдения.

Областью применения метода РВП являются месторождения хорошо проводящих руд, и месторождения калийных солей, на которых метод используют для поисков карстовых пустот, заполненных минерализованными водами. Метод оказался эффективным при выделении зон распространения радиоактивных элементов, в силу ионизации горных пород радиоактивными излучениями (α , β , γ), в результате чего эти зоны стали участками повышенной проводимости и экранами при прохождении через них радиоволн (Г.И.Аванесьянц и др.)

СКВАЖИННАЯ ТЕРМОРАЗВЕДКА основана на изучении тепловых полей в недрах земли, преимущественно естественного происхождения.

Источниками аномального теплового поля в земной коре могут быть:

1. окислительно-восстановительные реакции, протекающие на сульфидных, угольных и др. типах месторождений;
2. различие в теплопроводности пород и руд;
3. скопления радиоактивных элементов;
4. месторождения термальных вод;
5. вулканическая и тектоническая деятельность;
6. подземные пожары и возгорания и пр.

Измерения температур проводят с помощью точечных замеров и непрерывной записью изменений тепловых полей.

Точечные измерения температуры выполняют полупроводниковыми термосопротивлениями (термисторами), электрическое сопротивление которых уменьшается с возрастанием температуры. Для перевода величины сопротивления в градусы (Цельсия или Кельвина) термисторы градуируют, используя при этой операции высокоточные ртутные термометры.

При шпуровой съемке температуру измеряют в шпурах, специально пробуренных для этих целей с поверхности земли на глубине, куда не проникают суточные вариации температуры на земной поверхности. Глубина измерений 0,7 - 1,5 м. При наличии картировочных, разведочных, гидрогеологических и др. скважин измерения проводят и на больших глубинах (более 10-15 м).

Скважинную терморазведку применяют для:

1. картирования пород, различающихся по теплопроводности;
2. выявления структурных особенностей (разрывных нарушений, антиклиналей и др.) участка исследований;
3. поисков и разведки месторождений термальных вод и массивных руд (полиметаллы, сульфидные, железные и др. руды), обладающих повышенной теплопроводностью по сравнению с вмещающими породами;
4. обнаружения очагов самовозгорания на угольных и сульфидных месторождениях.

МЕТОД РЕГИСТРАЦИИ КОСМИЧЕСКИХ МЮОНОВ основан на зависимости интенсивности космических мюонов (I_μ) от массы пройденного ими вещества (горных пород).

Космические мюоны, представляющие собой элементарные частицы с массой в 207 раз тяжелее электрона, образуются в атмосфере Земли в результате взаимодействия протонов первичных космических лучей с ядрами химических элементов воздуха.

Образовавшиеся мюоны имеют большие энергии $E_\mu = 10^{15} - 10^{17}$ эВ, слабо взаимодействуют с веществом, поэтому могут проникать в горные породы до глубины 2-3 км.

Так же, как и γ -излучение, космические мюоны по мере прохождения через породы поглощаются по экспоненциальному закону. Таким образом, по измеренной интенсивности мюонов под землей и закону их

поглощения можно получить плотность блока пород, через который прошли мюоны.

В скважинах измерения интенсивности мюонов выполняют на отдельных точках аппаратурой типа ИИКМ-С (измеритель интенсивности космических мюонов -скважинный). Аппаратура состоит из скважинного зонда, включающего сцинтилляционный или черенковский детектор мюонов, и наземного пульта для энергопитания и счета электрических импульсов. Используя градуировочные кривые, по величине измеренной интенсивности мюонов определяют плотность пород.

Мюонный метод применяется для определения плотности пород, залегающих между земной поверхностью и точкой измерения, или слоя пород, расположенного между двумя точками измерения интенсивности мюонов. По размерам исследуемого пространства, для которого определяется плотность, мюонный метод занимает промежуточное положение между плотностным гамма-гамма - и гравиметрическим каротажем.

НАЗЕМНО-СКВАЖИННОЕ СИНХРОННОЕ ПОТЕНЦИАЛЬНОЕ ЗОНДИРОВАНИЕ

Метод представляет собой попытку изучения объемной картины электромагнитного поля, т.е. электроразведку типа 3D.

Он представляет новый этап в планомерном изучении геологического пространства – массива по трем осям направлениям (X , Y , Z) и синхронном изучении поля на различных расстояниях от источника создаваемого им искусственного поля. (рис.15.9).

Сущность метода заключается в следующем: в скважине размещается один из питающих электродов, создающий постоянное (или переменное) электрическое поле, другой относится в « ∞ » (бесконечность), с целью создания неискаженного потенциального изотропного электрического поля.

Приемные электроды на околоскважинном участке дневной поверхности составляют различные системы наблюдений: градиентная, потенциальная, потенциально-симметричная, асимметричная и т.д.

Путем перемещения (спуска – подъема) питающего энергоизлучателя, помещенного в скважине, производится возбуждение электрического поля. При этом осуществляют синхронную многоканальную запись электрических потенциалов, которые в итоге представляют собой квази-каротажные кривые, отражающие изменяющуюся геологическую ситуацию и могли быть получены только при наличии большого числа

картировочно-поисковых, эксплуатационных, разведочных скважин и поведения в них каротажа.

Способ на практике реализуется следующим образом: в пробуренную и необсаженную скважину опускают питающий электрод (А), подключаемый через блок-баланс к одному полюсу генератора постоянного или пульсирующего тока низкой частоты. Другой электрод (В), подключаемый ко второму полюсу генератора, относится в «бесконечность». Приемные электроды [М1, М2, М3 ...Мn-1, Мn] располагаются на площади участка дневной поверхности, охватывающим скважину и через синхронно-коммутационные устройства подключаются к соответствующим каналам регистрирующего прибора (например, шлейфовому осциллографу). Расстояние между электродами устанавливается в зависимости от требуемой детальности исследования разреза по латерали.

Метод может быть использован при решении широкого круга задач в поисково-разведочной геологии, при инженерно-геологических изысканиях, а также в урановой геологии при изучении реального геологического строения массива и выяснения пространственного положения ореола рассеяния металлов при извлечении радиоэлементов способом подземного выщелачивания.

Оцениваемые достоинства метода сводятся к следующему:

- обеспечивает увеличение точности определения границ геоелектрических слоев в 10-15 раз;
- увеличивает мобильность и экспрессность метода;
- приводит к получению объемной картины исследуемого массива;
- получению дополнительной информации, затронутой в реальных условиях влиянием одинаковых постоянно- переменных помеходействующих факторов;
- значительно сокращается объем бурения при получении сведений о геоелектрическом строении блока пород с объемом, равным кубу глубины единственной скважины, пробуренной в центре этого блока.

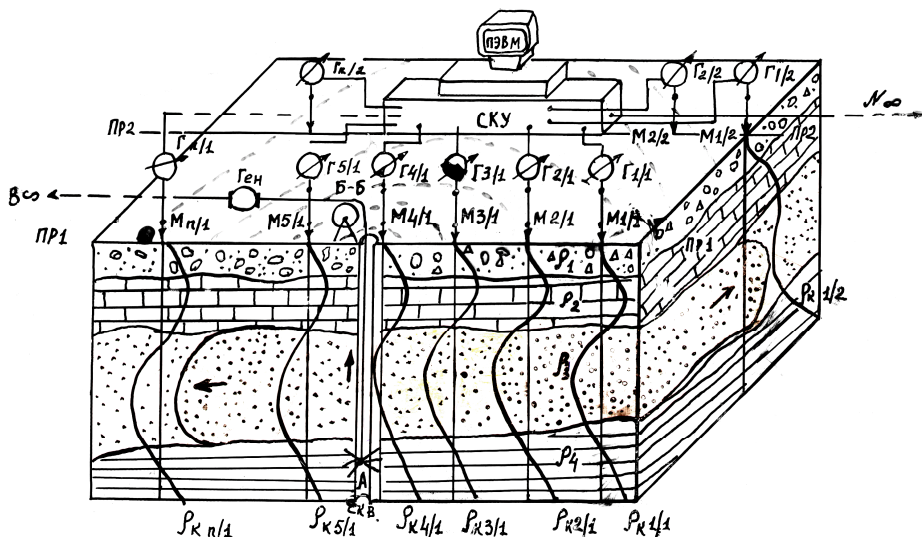


Рис.15.9. Схема реализации метода НССПЗ в практике.

ЛЕКЦИЯ 16

ОБРАБОТКА и ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Данные полевых ГИС обрабатывают и интерпретируют вручную и на ЭВМ.

При ручной интерпретации производят визуальное сравнение данных измерений с теоретическими кривыми и градуировочными графиками с целью получения сведений о мощности и параметрах пласта (удельном сопротивлении, глинистости, пористости, содержании полезного флюида (жидкое состояние) или химического элемента).

При использовании автоматизированных систем применяют специальные алгоритмы обработки и интерпретации данных каротажа на ЭВМ.

ОБРАБОТКА КАРОТАЖНЫХ ДИАГРАММ

Подлинник каротажной диаграммы должен иметь: а) заголовок; б) нулевые линии; в) масштаб кривой; г) значения измеряемой величины через каждые 2 см.

Глубину отмечают по линии глубин в точках, соответствующих целому числу десятков метров.

Положение нулевой линии для диаграмм ρ_k наносят по отметкам нуля, замерам в колонне и записям нуль-сигнала, а на диаграммах радиоактивного каротажа - по записям нулевого положения пишущего устройства.

Подлинник каротажных диаграмм должен содержать:

- сведения о предприятии и площади бурения;
- данные о скважине, промывочной жидкости и цементном растворе;
- информацию о скорости каротажа, масштабах регистрируемых показаний глубин;
- наземном и скважинном оборудовании;
- даты измерений, начала и окончания разбуривания;
- тип зонда, его размер и коэффициент;
- тип и номер радиоактивного источника, его активность;
- тип и количество детекторов, их размеры;
- тип дегазатора непрерывного действия;
- градуировочные и контрольные записи, данные эталонирования скважинных приборов, их диаметр;
- пределы измерений скважинной и наземной аппаратуры;
- фамилию, имя, отчество оператора.

С **подлинника диаграммы** вычерчивают первую копию, с которой снимают последующие.

На **первой копии** при выходе основной кривой (КС) за пределы диаграммы или в случае, если она располагается вблизи нулевой линии (менее 0,5 см от неё), на диаграмму наносят дополнительные кривые так, чтобы обеспечить возможность отсчета показаний против всех глубин.

Кривую ПС смещают вправо от **кривой КС** на такое расстояние, чтобы они возможно меньше пересекались друг с другом.

Кривые КС двух стандартных зондов наносят разными линиями на одно поле со смещением нулевых линий на 1 и 2 см.

На базе ЭВМ созданы автоматизированные системы обработки и интерпретации данных ГИС, которые осуществляют сбор, обработку и хранение информации.

Сбор данных заключается в преобразовании геофизической информации в цифровую форму записи её на перфоленту, магнитную ленту, магнитные диски (жесткие, гибкие) для ввода в ЭВМ.

Эти данные передают от каротажной партии на геофизическое предприятие или в вычислительный центр (ВЦ), где осуществляют считывание и контроль цифровых данных путем сравнения кривых, произведенных, воспроизведенных) по цифровым данным, с каротажных кривых в аналоговой форме.

Хранение информации ГИС предусматривает запись геолого-геофизических данных и результатов их интерпретации в информационно-поисковую систему, которая **хранит, осуществляет поиск по запросу** и выдает на печать данные в виде таблиц, графиков, литологических колонок.

Для интерпретации каротажных данных на ЭВМ аналоговые кривые представляют в цифровой форме в виде последовательности чисел, характеризующих показания геофизических приборов на различной глубине в скважине.

Шаг квантования (дискретизации) представляет собой интервал, через который значение каротажной кривой вводится в ЭВМ. *(По глубине он равен 0.5 и 1.0 мм, что соответствует 0.1 и 0.2 м при масштабе глубин 1:200).*

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ИСТОЛКОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ КОМПЛЕКСНЫХ СКВАЖИННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Геофизические исследования в скважинах служат;

- для геологической документации разрезов (при бескерновом бурении);
- дают сведения о литологии (петрографии) пород; наличии полезных ископаемых определенного типа;
- мощности отдельных пластов, коллекторских, фильтрационных свойствах, пористости окружающих пород и т.д.

Интерпретация данных скважинных геофизических исследований часто бывает **качественной** - когда по графикам (кривым) тех или иных параметров, полученных вдоль ствола выявляют аномалии (минимумы, максимумы, средние, нулевые значения и т.д.) По ним оценивают местоположение пластов с разными физическими свойствами, а затем дается геологическое истолкование разреза.

Конечная цель интерпретации - определение мощности и физических свойств выделенных в разрезе пластов, а по ним оценка литологических, коллекторских, фильтрационных свойств и пр. и на-

личия тех или иных видов полезных (особенно, нефти, газа, воды, руды).

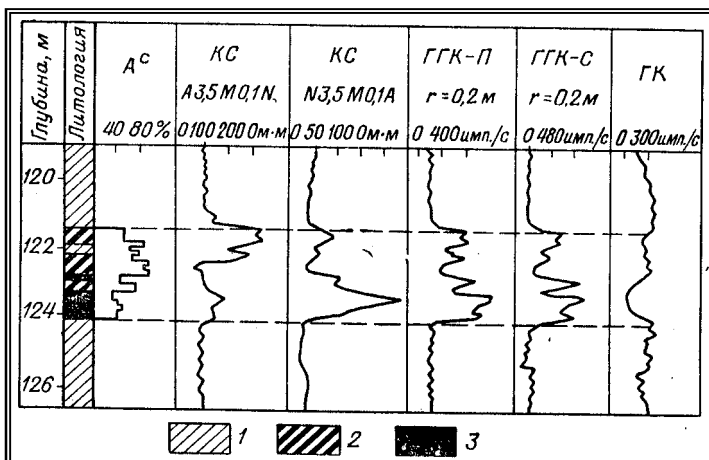


Рис 16.1 Выделение угольного пласта в определении его зольности A^c по результатам каротажа (по В. А. Гречухину).

1 - аргиллиты; 2 - углистые аргиллиты; 3 - уголь.

Это задача количественной, порой и полуквантитативной (оценочной) интерпретации, которые осуществляются с помощью:

- а) теоретических кривых; б) номограмм; в) таблиц, составленных для каждого скважинного метода.

Главнейшей задачей скважинных геофизических исследований является геологическое расчленение разрезов скважин (в т.ч. определение литолого-петрографических разностей, мощностей слоев, наличия полезных ископаемых и пр.).

Эти задачи решаются в такой последовательности:

- на диаграммах (различных методов) выделяются аномалии (максимумы, минимумы, положительные, отрицательные, повышенные, пониженные, средние и нулевые значения тех или иных параметров поля);
- производится расчленение разреза на пласты, выясняются их положение и мощность, которая может быть определена по ширине большинства аномалий (методов ПС, КС, ГК и др.). Так, кровля и подошва пластов выделяется по экстремумам КС (с помощью градиент-зондов $I_{нг}$, $I_{гг}$), акустическому каротажу.

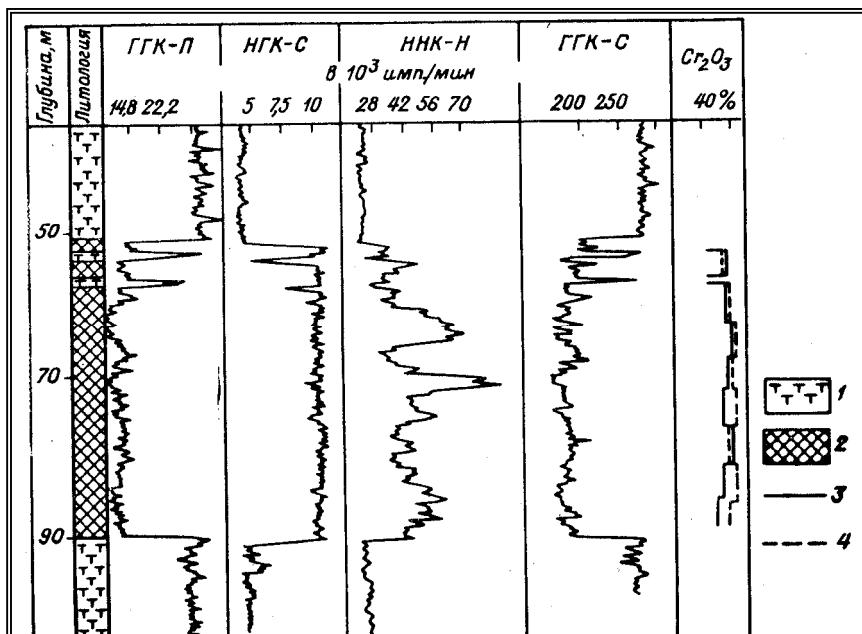


Рис. 16.2. Выделение и оценка хромитовых руд по данным ядерно-геофизических методов каротажа (по И. И. Фельдману).

1- дуниты; 2 - хромитовые руды; 3 и 4 - содержание Cr_2O_3 : 3 - по керну, 4 - по данным каротажа.

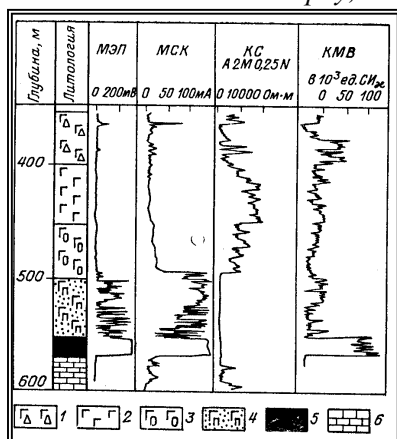


Рис.16.3. Выделение медно-никелевых сульфидных руд на одном из месторождений Норильского района (по Г. К. Зорину).

1- габбродиориты; 2 –габбро-диабазы; 3-габбродиабазы оливиновые; 4-габбродиабазы пикритовые; 5 и 6 - руды : 5 - массивные, 6 - вкрапленные.

Далее производится корреляция одинаковых по виду аномалий по соседним скважинам. Сначала выделяются опорные (репера)

горизонты, т.е. такие участки диаграмм, которые связаны с выдержанными по простираению пластами, четко отличающимися по физическим свойствам от окружающих пород (например, пласт глин среди песчано-глинистых отложений).

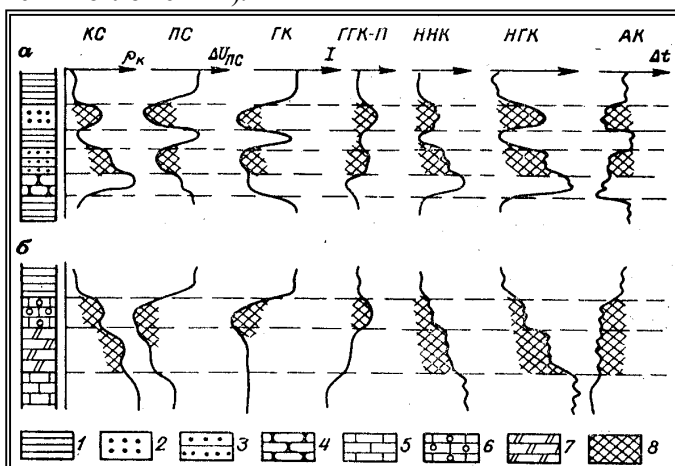


Рис 16.4 Характеристика песчано-глинистого (а) и карбонатного (б) геологических разрезов месторождений нефти и газа по данным различных видов каротажа. 1 -глины; 2 - пески; 3 и 4 - песчаники: 3 -рыхлые, 4 - плотные; 5-7 - известняки: 5 - плотные, 6 - кавернозные, 7 - трещиноватые; 8 - коллекторы (по геофизической характеристике).

далее по каротажным диаграммам соседних скважин производится корреляция всех слоев с одинаковым типом и формой аномалий.

Следующий этап интерпретации - сопоставление выявленных по аномалиям разных методов каротажа пластов с определенными литологическими комплексами, или геологическое истолкование результатов.

Для увязки геофизических данных с литологией используются все сведения по геологическому строению района, в т.ч. и данные картировочного бурения, поинтервального отбора керна, анализа образцов, полученных с помощью грунтоносов, а также шлама и буровой жидкости в процессе проходки скважин.

В результате сопоставления геологических данных с типичными диаграммами каротажа, полученными разными методами, составляются нормальные или сводные геолого-геофизические разрезы, которые

служат эталоном для интерпретации материалов ГИС в данном районе.

При подготовке этих разрезов используют диаграммы, полученные стандартными зондами, однотипной аппаратурой, с учетом характера бурового раствора, обсадных колонн и пр.

При расчленении разрезов скважин, пересекающих осадочные породы, наибольшей информативностью обладают данные электрического (КС, ПС) и ядерно-физического (ГК, ННК, НГК) каротажа.

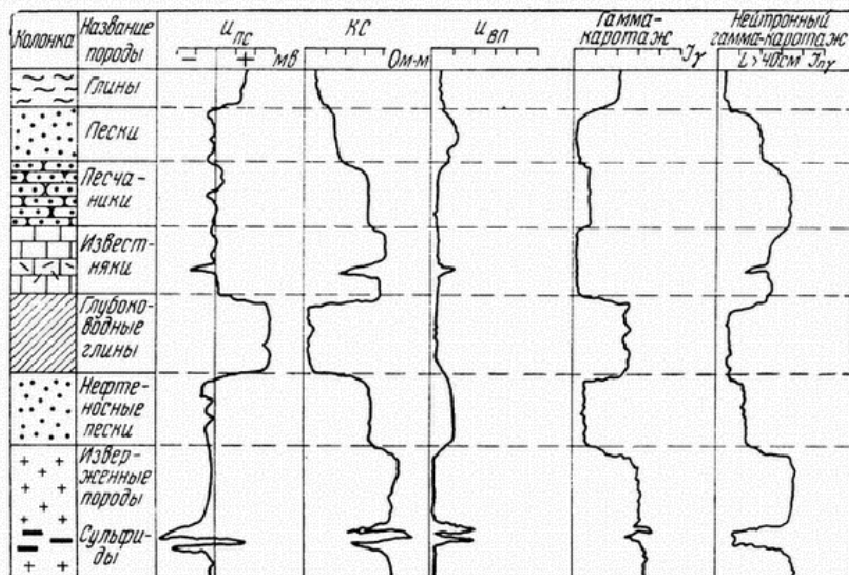


Рис. 16.5. Типичные диаграммы электрического и ядерного методов ГИС

ГЛИНЫ И ГЛИНИСТЫЕ СЛАНЦЫ на каротажных диаграммах выделяются **низкими значениями ρ_k** , положительными потенциалами ПС и высокими значениями ГК.

ПЕСКИ и **ПОРИСТЫЕ ПЕСЧАНИКИ** отличаются от глин более низкими показаниями ПС и ГК и высокими (ρ_k). (Исключение представляют водоносные песчаные ласты, имеющие низкие ρ_k) при высокой минерализации вод, и глауконитовые, монцанитовые пески и песчаники, характеризующиеся высокими показаниями ГК).

На диаграммах каротажа породы характеризуются следующими свойствами:

ИЗВЕРЖЕННЫЕ ПОРОДЫ на диаграммах естественного поля (ПС) выделяются слабыми аномалиями положительного и отрицательного знака. Кажущиеся сопротивление (КС) у этих пород высокие (сотни и тысячи Ом м), потенциалы ВП небольшие ($\eta = 1-2\%$). На графиках акустического и магнитного каротажа они выделяются максимумами.

КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ характеризуются **отрицательными значениями** (ПС), высокими сопротивлениями (сотни и даже тысячи Ом м) - у плотных пород; и низкими (десятки Ом м) - у трещиноватых и обводненными, а также небольшими аномалиями ВП. На диаграммах ГК - низкими значениями (1 - 2 пА/ кг), а на диаграммах ННК и НГК повышенными значениями - у сухих; и пониженными у трещиноватых и обводненных. Для них характерны высокие скорости распространения упругих волн и очень низкие значения МК (магнитной восприимчивости).

ПЕСКИ и ПЕСЧАНИКИ - выделяются отрицательными аномалиями (ПС), сопротивление их меняется от долей (Ом м) - у песков, насыщенных минерализованными водами, до сотен Ом м - у сцементированных песчаников; ВП бывают повышенными (особенно если в породе присутствуют глинистые частицы). ГК дает более высокие значения по сравнению с глинами, наблюдаются также большие значения НГК.

ГЛИНЫ и ГЛИНИСТЫЕ СЛАНЦЫ отмечаются положительными аномалиями ПС, низкими значениями КС (1 - 50 Ом м), низкими значениями ВП. Гамма-излучение у глин выше, чем у всех других осадочных пород. На диаграммах нейтронных методов глины отмечаются минимумами, тем большими, чем больше их кавернозность, пористость и влагонасыщенность.

Скорость распространения упругих волн у глин больше, чем у песков, и меньше, чем у песчаников.

ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКИЕ, ЖЕЛЕЗНЫЕ, СУЛЬФИДНЫЕ руды отличаются следующими аномалиями:

- интенсивными максимумами и минимумами ПС (особенно сульфидные руды);
- минимумами КС, максимумами ВП;
- повышенными значениями гамма-поля;
- повышенными значениями скорости упругих волн и магнитной восприимчивости (особенно у железных руд);
- пониженной интенсивностью рассеянного гамма-излучения.

УГЛИ отличаются резкими положительными значениями ПС, широким диапазоном изменения КС (от единиц - у антрацитов, до сотен (Ом м) у коксующих и газовых углей); максимумами ВП. На диаграммах ядерных, акустических и магнитных методов пласты угля выделяются минимумами.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ ЗАЛЕГАНИЯ И МОЩНОСТИ ПЛАСТОВ. Определение местоположения и мощности пластов различных горных пород и полез-

ных ископаемых основано на использовании характерных особенностей аномальных кривых каротажа.

Наиболее сложный характер имеют аномалии на диаграммах метода КС, форма которых во многом зависит от размера зонда и мощности пласта.

Для мощных пластов на диаграмме, полученной при записи кровельным градиент-зондом, кровля определяется по точке, смещенной на ρ_k выше максимума, а подошва смещена на такое расстояние вверх от характерного минимума.

МОЩНОСТЬ определяется как расстояние между экстремальными точками $(\rho_k)_{\max}$ и $(\rho_k)_{\min}$.

На **диаграммах** методов ПС, ВП, КМВ, ГК и других методов ГИС границы пластов большой мощности определяются по точкам, расположенным на середине амплитуды аномалии.

В точке Р значение регистрируемого параметра равно половине амплитуды аномалии.

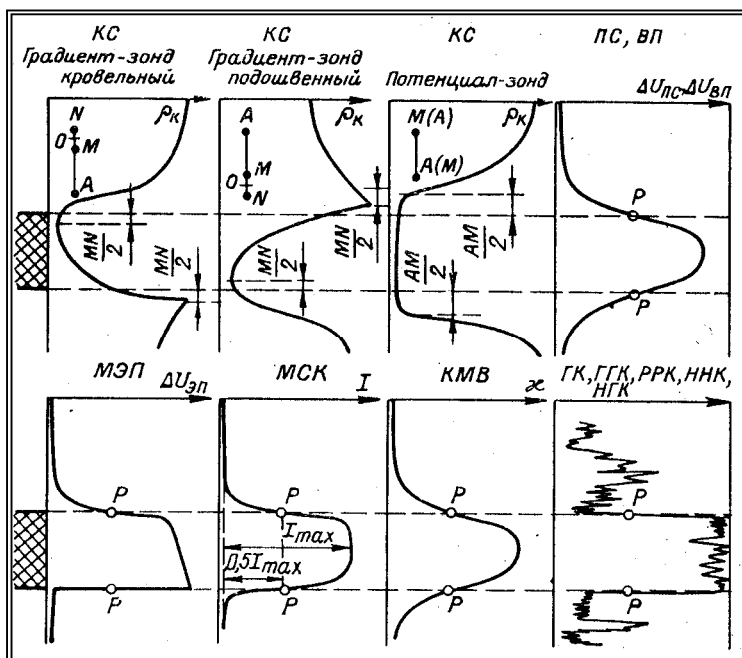


Рис. 16.6 Определение границ мощности рудных тел или пластов по данным различных видов каротажа (мощность больше длины зонда).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПОРОД

Высокопористые обводненные пласты выделяются низкими значениями на диаграммах КС и микрозондов., нейтронного и акустического каротажа (по скорости упругих волн).

Высокопористые газовые пласты отмечаются высокими значениями **КС и НГК**.

При благоприятных условиях в водоносных пластах по методам: КС, ННК и АК имеется возможность оценить коэффициент пористости $K_{пор}$.

Для определения величины ($K_{пор}$) используются кривые зависимости относительного удельного сопротивления $P = f(K_{пор})$. построенные по результатам экспериментальных исследований.

При $P = \rho_n / \rho_v$, где ρ_n - удельное сопротивление водоносного пласта, найденное БКЗ и др. методам.

ρ_v - уд. сопротивление насыщающей пласт воды, которое определяют по результатам лабораторных измерений проб пластовой воды.

По результатам акустического каротажа ($K_{пор}$) рассчитывают

по формуле:
$$K_{\Pi} = \frac{V_{ж}(V_m - V)}{V(V_m - V_{ж})},$$

где V - скорость упругих волн в горных породах на участке пласта.

V_m - скорость упругих волн в минеральном скелете горной породы;

$V_{ж}$ - скорость упругих волн в жидкости, заполняющей поровое пространство горных пород.

Скорости V_m и $V_{ж}$ определяются в лабораторных условиях.

Для определения пористости пластов по методам ННК и НГК составляют график корреляционной зависимости показаний НК от пористости на моделях различного состава, пористости для определенных видов аппаратуры, длины зонда, диаметра скважины, наличия или отсутствия обсадной колонны и т.д.

В дальнейшем показания, полученные в пластах для идентичных эталонированию условий, наносят на график и определяют величину ($K_{пор}$).

ЛЕКЦИЯ 17

ПРИМЕНЕНИЕ ЭВМ ДЛЯ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Эффективность геофизических исследований в скважинах в большей степени зависит от **полноты и качества интерпретации** результатов исследований.

Автоматическая обработка диаграмм и применение ЭВМ для интерпретации позволяют:

- более полно использовать все геофизические материалы для получения полезной информации по всему вскрытом скважиной разрезу, а не только в пределах наиболее перспективных толщ;
- повысить качество интерпретации каротажных диаграмм, а, следовательно, и геологическую эффективность геофизических исследований;
- ускорить выдачу заключений о скважине геологической службе.

К настоящему времени наиболее разработана система оперативной интерпретации, предусматривающая индивидуальную обработку каротажных диаграмм по отдельной скважине.

Цель оперативной интерпретации - расчленение разреза скважины, выделение коллекторов и оценка их насыщения, определение коллекторских свойств пород по разрезу.

Сводная интерпретация включает обобщение всех геофизических и геологических данных по площади участка (месторождения).

Практическая реализация автоматизированной сводной интерпретации возможна при создании развитых территориальных банков геолого-геофизических данных (ТБД) и систем управления ими.

Система оперативной интерпретации работает по следующей структурной схеме.

Результаты исследований представляются или в **аналоговой** или в **цифровой** форме.

Для перевода из аналогового вида в цифровой записывается последовательность чисел a_i , соответствующих амплитудам отсчета показаний геофизических параметров на различной глубине (z_i) скважины (*Интервал глубин между двумя соседними отсчетами a_i называется шагом квантования по глубине. Шаги квантования бывают 0,1- 0,2, иногда 0,3 м.*

Шаг квантования может быть постоянным - равномерная система квантования, или изменяться по глубине - неравномерная система квантования.

При равномерной системе квантования кривая ГИС имеет вид последовательности чисел - отсчетов показаний метода, для которых запоминается только глубина начальной точки. Для всех остальных точек значения глубин не записывается, а рассчитывается по формуле:

$$Z_i = Z_1 - i\Delta,$$

где i - номер точки, Δ - шаг квантования

Оцифровка диаграмм производится от забоя к устью, а целью уменьшения ошибок в определении глубины весь интервал оцифровки разбивают на зоны, задавая метками им через 20, 40, 80 м.

При неравномерной системе квантования показания геофизического метода преобразуются в цифровой код через постоянный по глубине интервал $\Delta = 0,0625$.

(Показания в каждой последующей точке сравниваются только в том случае, когда оно отличается от предыдущего на некоторую заданную небольшую величину).

Всегда отмечается первое значение a_1 , соответствующее началу оцифровки на глубине $Z_1 = Z_{\text{нач}}$.

Далее фиксируется лишь значение (a_i) в точке (i) , удовлетворяющее условию $(a_i - a_1) > \varepsilon$.

Для определения глубины любой точки фиксируется значение k_j пропущенных точек.

Преобразование аналоговых кривых в цифровую форму осуществляется с помощью полуавтоматических Ф014 или автоматических Ф 018 преобразователей.

Цифровая регистрация результатов непосредственно в процессе проведения измерений осуществляется посредством цифровых регистрирующих комплексов с записью информации на магнитную ленту.

Цифровые регистраторы устанавливаются в типовых аналоговых станциях, переводя их тем самым в разряд цифровых станций.

После получения геофизической информации в цифровом виде она должна быть передана в ВЦ для обработки и интерпретации.

Обработка информации в ЭВМ, удаленной от места получения исходных данных и связанной с ним средствами связи, называется телеобработкой.

Типичная система телеобработки включает центральную ЭВМ, на которой выполняется программа, осуществляющая прием информации от абонентских пунктов, мультиплексоры передачи данных (МПД), абонентские пункты (АП) и средства связи.

Мультиплексор передачи данных осуществляет обмен между основной памятью ЭВМ через каналы « **ВВОДА - ВЫВОДА** » и абонентскими пунктами через средства связи.

Средства связи включают линию связи и аппаратуру передачи данных (АПД), которая реализует соединение между МПД и АП по каналу связи.

Важным этапом являются обработка и интерпретация данных на ЭВМ по какой-либо программе или системе программ, печать и воспроизведение результатов интерпретации в удобной для обозрения и хранения форме.

Наиболее важный элемент схемы - система программ, по которой обрабатываются и интерпретируются данные в ЭВМ.

Системы программ формируют по принципу открытой библиотеки программ, пополняемой новыми программами по мере усовершенствования процесса интерпретации для более полного и эффективного решения геологических задач.

В системе АСОИГИС обработку и интерпретацию данных каротажа выполняют в четыре этапа: предварительная обработка исходных данных; оценка констант обработки, расчленения кривых на пласты, определение (ρ_k); оценка литологии, коллекторских свойств, характера насыщенности; заключительная обработка.

В современных каротажных станциях для обработки на ЭВМ геофизические данные необходимо преобразовать в цифровую форму, т.е. перейти от каротажных кривых (аналоговых) к последовательности чисел a , представляющих значения геофизической величины на различных глубинах.

При этом возможны 2 способа преобразования каротажных данных в цифровую форму: с равномерным и неравномерным интервалом (или шагом дискретизации) по глубине. Наибольшее распространение получил первый способ.

При равномерной системе преобразования последовательность чисел имеет вид:

$$a_1, a_2, a_i, \dots, a_b, a_{i+1}, \dots, a_n.$$

Значения глубин, к которым относятся эти числа, могут не записываться, а глубина каждой точки z_i определяется по формуле:

$Z_j = Z_i + \Delta \cdot i$, где z_1 - глубина первой точки;

Δ - шаг дискретизации;

i - порядковый номер точки.

При этом неточность синхронизации может привести к погрешности в величине Δ и, следовательно, в определении Z_i . Чтобы избежать накопления ошибок, последовательность чисел a_n разбивают на зоны.

Начало и конец зоны формируются по сигналу «Метка», который подается меткоуловителем, считывающим метки глубин с кабеля, на котором они установлены заранее через 20, 40, 50 или 100 м. В этом случае глубина определяется иначе:

$$z_k = (k-1) \cdot l + \Delta \cdot i,$$

где l - расстояние между метками на кабеле;

k - номер зоны (метки);

i - номер точки внутри зоны.

При этой системе погрешность в определении глубины снижается во столько раз, во сколько расстояние между метками меньше глубины исследуемого интервала.

Шаг дискретизации Δ по глубине выбирается таким, чтобы отклонение кривой, построенной по цифровым данным, от исходной аналоговой кривой не превышало погрешности измерений. Обычно это 0,1-0,2 м. Для участков детализации на рудных и угольных интервалах шаг дискретизации уменьшают в 2-4 раза.

Напряжение, соответствующее величине измеряемого параметра в каждой точке, преобразуют в цифровой код с помощью аналого-цифровых преобразователей (АЦП).

Запись цифровых данных каротажа может быть осуществлена как на магнитную ленту, так и на перфоленту. Запись на перфоленту обеспечивается быстродействующими ленточными перфораторами (150 строк в секунду), которые дают возможность, не снижая скорости каротажа, одновременно регистрировать до 5 параметров.

Цифровая запись обычно дублируется аналоговой (с помощью ФР). Аналоговая запись необходима для предварительной оценки результатов каротажа прямо на буровой.

В настоящее время отечественной приборостроительной промышленностью разработано и выпускается несколько видов цифровых регистрирующих комплексов: аппаратура цифровой регистрации данных ка-

ротажа АЦРК-2 «Тюмень», цифровые регистраторы «Триас», «Пласт», информационно-вычислительные комплексы ИВК-Н078, ИВК-Н090 и др.

С устройством цифровых регистраторов познакомимся на примере ЦР «Триас», структурная схема которого представлена на рис. 17.1.

Регистратор предназначен для цифровой регистрации данных каротажа на магнитной ленте в формате, обеспечивающем непосредственный ввод информации в ЭВМ серии ЕС. Он имеет магистральную структуру на основе шин интерфейса по международному стандарту МЭК - 625 -1.

Аналоговая информация АИ из измерительной панели каротажной лаборатории поступает непосредственно на АЦП, где преобразуется в цифровую форму.

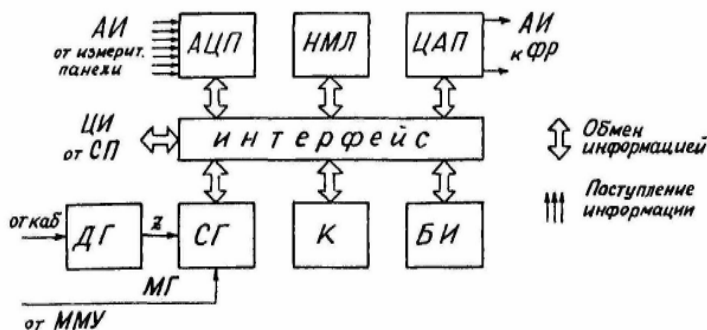


Рис.17.1. Функциональная схема цифрового регистратора "Триас"

Подача информации на АЦП производится путем последовательного опроса аналоговых выходов измерительных каналов панели по командам, получаемым от счетчика глубин СГ. Результаты преобразования сигналов передаются в интерфейс, а затем в накопитель на магнитной ленте НМЛ для записи в заданном формате. Управление передачей информации из АЦП в интерфейс и из интерфейса в НМЛ производится контроллером К.

Определение глубины z точек измерения скважинного прибора СП производится с помощью датчика глубин ДГ и счетчика глубин СГ. Последний определяет глубину z , формирует и передает на шины интерфейса такты запуска регистратора в соответствии с выбранным шагом квантования D , цифровые отсчеты глубин z , признаки «Метка глубин» (МГ) и признаки направления перемещения СП в скважине.

При работе регистратора *в режиме воспроизведения* СГ формирует сигналы МГ и передает их устройствам каротажной лаборатории. При воспроизведении информация поступает в цифро-аналоговый преобразователь ЦАП по шинам интерфейса, а оттуда - в блок индикации БИ для визуального контроля данных каротажа и глубин при регистрации и воспроизведении. БИ производит индикацию фиксируемых данных в любом из 16 каналов регистрации в зависимости от установленного номера канала.

Регистратор обеспечивает несколько режимов работы с учетом его применения в каротажных лабораториях и системах обработки данных:

1. «Контроль»- режим для контроля входной информации при подготовке к записи.

2. «Контроль с записью» - для оценки работоспособности регистратора и записи процедур подготовки к регистрации цифровой информации на магнитной ленте (МЛ).

3. «Запись метки начала файла» - для записи на МЛ признака начала и номера файла.

4. «Запись проверок» - для регистрации положения нуля, калибровочных сигналов, стандарт-сигналов и пр.

5. «Запись данных» - для записи на МЛ величин z , МГ и показаний измерительных систем в выбранных каналах регистрации.

6. «Запись метки конца файла» - для записи на МЛ признака конца файла и его номера.

7. «Поиск» - для поиска необходимой информации на МЛ по номеру и меткам конца или начала файла.

8. «Воспроизведение» - для воспроизведения данных в аналоговой форме с помощью каротажного осциллографа.

В случае использования скважинных приборов с цифровым преобразователем информации внутри СП цифровая информация из него подается непосредственно на шины интерфейса, по которым поступает в НМЛ, где и фиксируется.

Число одновременно регистрируемых параметров - 16, включая канал глубин z .

Шаг квантования по глубине - 0,01; 0,1 и 0,2 м.

Дискретность преобразования сигнала - 100 или 500 мкВ.

Диапазон цифрового преобразования - 80 дБ.

Носитель информации - магнитная лента шириной 25 мм, максимальная глубина каротажа, результаты которого умещаются на одной

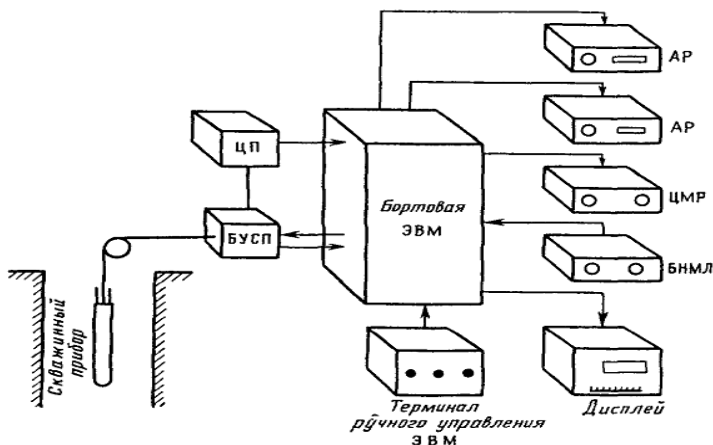
ленте - 2000 м при $D=0,1$ м. Максимально допустимая скорость каротажа - 5000 м/час. Питается регистратор от сети с переменным напряжением 220 В.

Лаборатории, оснащенные цифровыми регистраторами: ЛЦК-10, ЖЦС-10, СКР-1и др.

Компьютеризированные каротажные станции

За последнее десятилетие прошлого века произошло техническое переоснащение отечественной каротажной службы, выразившееся в замене обычных каротажных станций с аналоговыми или цифровыми регистраторами новыми, компьютеризированными каротажными станциями, а обычных скважинных приборов - комплексными скважинными приборами, зачастую с цифровым выходом информации.

Функциональная схема компьютеризированной каротажной станции представлена на рис17.2.



Рис, 17.2. Функциональная схема компьютеризированной каротажной станции (по В.М. Добрынину)

С датчиков, размещенных в комплексном скважинном приборе СП, информация поступает на блок управления скважинным прибором БУСП. Назначение БУСП - это определение точки записи и совмещение по глубинам диаграмм различных регистрируемых параметров; проверка, настройка и градуировка измерительных каналов.

С БУСП предварительно обработанная информация о регистрируемых параметрах в аналоговой форме и преобразованная в цифровую

форму на АЦП подается на бортовую ЭВМ, которая обеспечивает: управление работой станции, интерпретацию получаемых результатов, выдачу информации на аналоговый регистратор АР, запись ее в цифровом коде на магнитную ленту цифрового магнитного регистратора ЦМР и передачу информации на экран дисплея.

В понятие «управление работой» включаются: автоматизированная настройка измерительных и регистрирующих каналов, калибровка приборов, градуировка измерительных каналов, выбор и установка масштабов регистрации, диагностика неполадок.

Автоматизированная обработка получаемой информации обеспечивает контроль качества материалов. Кроме того, в процессе каротажа непосредственно на скважине получают сведения о литологии разреза, о наличии и местоположении в нем коллекторов; проводят предварительную оценку пористости и характера насыщения.

Управление бортовой ЭВМ осуществляется из блока накопления НМЛ, где на магнитной ленте сконцентрирована библиотека программ управления процессом измерения и интерпретации. Предусмотрена также возможность ручного управления ЭВМ с терминала ручного управления.

Примером компьютеризированных станций могут служить станции "Гектор", "Мега", "Карат-П", "Гранит-Оникс", "Кедр" и др.

ЛЕКЦИЯ 18.

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ МЕТОДОВ ГИС ПРИ РАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РАЗЛИЧНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Прежде чем рассматривать вопросы комплексирования ГИС, отметим, что интерпретация данных ГИС условно может быть подразделена на 2 этапа.

I этап - оперативная или геофизическая интерпретация.

Здесь определяют местоположение в разрезе скважины отдельных литологических разностей и определяют их физические свойства; выделяют интервалы, занимаемые полезным ископаемым, и определяют его качественные и количественные характеристики.

II этап - сводная или комплексная геологическая интерпретация.

На данном этапе по совокупности геофизических данных об отдельных пластах и имеющимся геологическим материалам дают заключение о строении залежей полезного ископаемого и его запасах.

На этом этапе производят корреляцию разрезов скважин, строят профильные геолого-геофизические разрезы, структурные и пластовые карты, подсчитывают запасы полезного ископаемого.

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ГИС ПРИ РАЗВЕДКЕ РУДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Выбор рационального комплекса методов ГИС на рудных месторождениях зависит от физических свойств руды и вмещающих пород. При выборе комплекса учитывают УЭС, электрохимическую активность, поляризуемость, магнитную восприимчивость, естественную радиоактивность, плотность, эффективный атомный номер, нейтронные свойства. Как правило, любая руда хотя бы по одному из этих свойств, а чаще всего по нескольким из них, отличается от вмещающих пород. Почти все руды имеют характерные особенности ядерно-физических свойств, позволяющие не только выделять рудные интервалы, но и определять в них процентное содержание металла.

Задачи, решаемые ГИС на рудных месторождениях, следующие:

1. Литологическое расчленение разрезов скважин.
2. Выделение рудных интервалов, определение их мощности и строения.
3. Определение процентного содержания металла в рудах.
4. Изучение строения рудных тел в пространстве между скважинами.
5. Изучение технического состояния скважин.

Специфическими задачами в этом перечне являются определение процентного содержания металла в рудах и изучение строения рудных тел в межскважинном пространстве. Последняя задача возникает потому, что рудные залежи, как правило, имеют очень сложную морфологию и поэтому проводить корреляцию разрезов скважин так, как это делается на нефтяных или угольных месторождениях, на рудных месторождениях невозможно.

Геофизические исследования в рудных скважинах проводят, как правило, в 3 этапа:

I этап основных исследований охватывает всю скважину и направлен на решение задач литологического расчленения разрезов скважин, выделение рудных интервалов и изучение технического состояния скважин. Масштаб глубин каротажных диаграмм - 1:200.

На этом этапе используют обычно комплекс методов, общий для большинства рудных месторождений и включающий такие методы, как КС, ПС, ГК, ПГГК, кавернометрию и инклинометрию.

II этап детальных исследований решает задачу уточнения мощности и строения рудных интервалов и определения процентного содержания металла в руде. Масштаб диаграмм здесь более крупный - 1:50 или 1:20, а исследования проводят только в пределах рудных интервалов.

На этом этапе основным является тот специфический метод, который обеспечивает определение количественных характеристик руды, в первую очередь, процентного содержания в ней металла.

Так, например, для элементов, обладающих повышенным сечением активации (Cu, Al, Mn и др.) - это нейтронно-активационный каротаж; для руд тяжелых металлов с большим атомным номером (Cu, P, Hg, Sr и др.) - рентген-радиометрический каротаж; для элементов с высоким сечением поглощения тепловых нейтронов (B, Hg, Mn) - нейтронный каротаж по тепловым нейтронам; для радиоактивных металлов (U, Th, K) - гамма-каротаж; для Be - фотонейтронный каротаж; для магнитных руд железа - каротаж магнитной восприимчивости и т.д.

Для уточнения границ и строения рудных интервалов в комплекс на этом этапе часто включают методы МСК и МЭП.

III этап решает задачу изучения строения рудных тел в межскважинном пространстве. К выполнению этого этапа приступают тогда, когда уже пробурены все необходимые для этого скважины. На этом этапе выполняют исследования методами скважинной геофизики: при повышенной электропроводности руд - методами заряженного тела (МТЗ), радиоволнового просвечивания (РВП), дипольного электромагнитного профилирования скважин и пр.; при повышенной намагниченности - скважинной магниторазведкой.

ПРИМЕНЕНИЕ ГИС НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РАЗЛИЧНЫХ РУД

Железные руды. Железо(Fe) входит в состав большого количества минералов. Из них рудными являются: магнетит, титаномагнетит, гематит, гетит, гидрогетит, сидерит и некоторые др. Руды Fe содержат скопления рудных минералов с примесью нерудных. Промышленные руды должны иметь содержание Fe не менее 20% и мощность рудных тел - не менее 1-2 м.

Выделяют несколько типов железных руд по минеральному составу, структуре или условиям образования.

Для большинства типов железных руд характерны повышенные магнитные свойства, большая плотность ($3-5 \text{ г/см}^3$) и хорошая электропроводность, а также повышенный эффективный атомный номер, т.к. для ^{56}Fe .

Указанные особенности определяют выбор комплекса ГИС: на I этапе - КС, ПС, ГК, ПГГК, на II этапе - КМВ и ГГК-П или ГГК-С, на III этапе -ТСМ, РВП, МЭК. На рис.18.1 представлен комплекс каротажных диаграмм в рудной скважине одного из магнетитовых месторождений контактово-метасоматического типа.

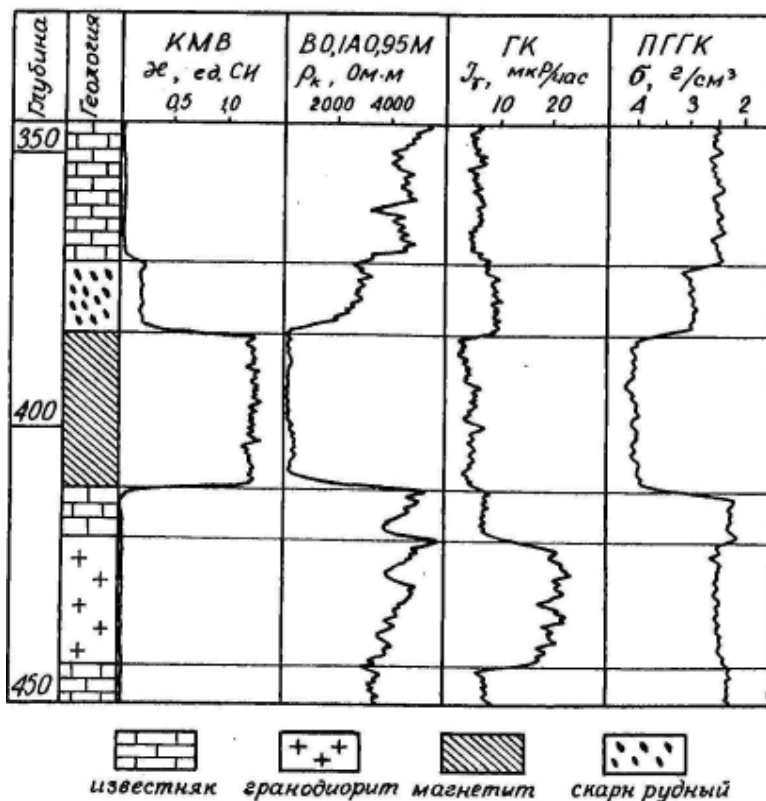


Рис.18.1. Комплекс каротажных диаграмм разведочной скважины одного из магнетитовых месторождений контактово-метасоматического типа

Рудный интервал 383-411 м выделяется низким кажущимся сопротивлением, повышенной до ($4,5 \text{ г/см}^3$) плотностью и очень отчетливой аномалией магнитной восприимчивости.

На рис. 18.2 приведены данные скважинной трехкомпонентной магниторазведки на Кизирском месторождении (Рудный Алтай).

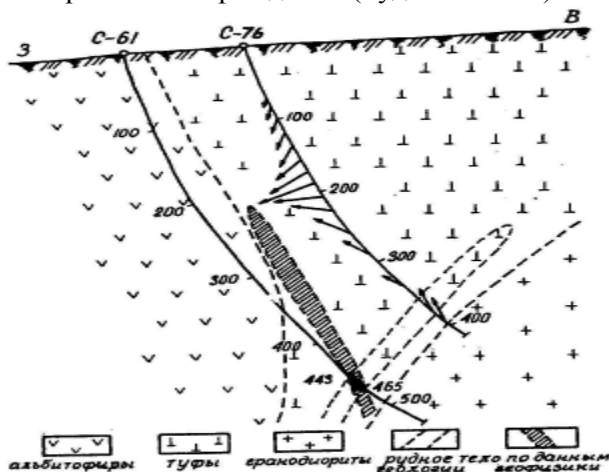


Рис.18.2. Уточнения геологического строения магнетитового месторождения по данным трехкомпонентной скважинной магниторазведки (по А.Г. Тархову и др.)

Скважиной 61 была вскрыта зона сплошных магнетитовых руд в интервале 443-465 м. Согласно геологическим представлениям, рудная залежь должна была располагаться в вулканических туфах вдоль их контакта с гранодиоритами. Однако скважина 76, пробуренная для проверки этих предположений, руду не вскрыла. При проведении магнитных измерений в скважине 76 (скважина 61 к этому времени завалилась) был получен характерный сходящийся веер векторов T_a , направленный к западу от скважины 76.

Этот веер T_a позволил установить, что верхняя кромка рудного тела находится на глубине около 200 м недалеко от скважины 61, и руда вытягивается вдоль контакта туфов с альбитофирами, как показано на рис.18. 2.

Марганец. Окисные и карбонатные руды Mn образуют пластовые залежи массивной или вкрапленной текстуры. Вмещающие породы - песчано-глинистого состава.

Руды марганца в осадочных месторождениях очень мало отличаются от вмещающих пород по основным физическим свойствам. Иногда руды более магнитны, однако их магнитные характеристики очень не выдержаны. При метаморфизме руд повышаются их магнитность и электропроводность. Плотность руд также несколько выше, чем вмещающих пород.

Основная особенность физических свойств Мп - это повышенное сечение захвата тепловых нейтронов (13,2 Барн). По этой причине на диаграммах ННК-Т рудные интервалы выделяются понижениями значениями, как при большой, так и при малой длине зонда. Обычно применяют зонды длиной 0,15-0,35 м.

Определение процентного содержания возможно также по методу нейтронной активациипо изотопу, образуемому из стабильного изотопа Мп-55 по реакции (n, γ) .

На рис.18.3, а представлены диаграммы КМВ, ГГК-П и ННК по тепловым нейтронам, на которых уверенно выделяется интервал сплошных марганцевых руд на глубине от 47,6 до 54,7 м.

На рис.18.3,б приведена диаграмма точечного нейтронно-активационного каротажа в сопоставлении с результатами химического опробования керна (по Музюкину Л.В. и др., 1967). Погрешность НАК на Мп - порядка 15-20% отн. Недостаток метода - низкая производительность. По этой причине НАК целесообразно использовать для опробования пластов, уже выделенных по ННК-Т.

Хром. Характерная особенность хромитов - их тесная связь с ультраосновными породами, серпентинитами, дунитами и перидотитами, среди которых и залегают рудные тела, имеющие форму жил и линз.

По магнитным, электрическим и упругим свойствам хромиты слабо отличаются от вмещающих пород: УЭС хромитов выше, а магнитная восприимчивость ниже, чем у вмещающих пород. Зато они очень хорошо выделяются по плотности. Для хромитовых руд характерна плотность $4,0-4,8 \text{ г/см}^3$, для ультраосновных пород - $3,1-3,2 \text{ г/см}^3$.

У хромитов повышенный эффективный атомный номер $Z_{\text{эф}}=9$, у перидотитов и дунитов $Z_{\text{эф}}=12,5$. И еще Сг обладает повышенным сечением захвата тепловых нейтронов с испусканием жесткого ($E_{\gamma}=8 \text{ МэВ}$) γ -излучения.

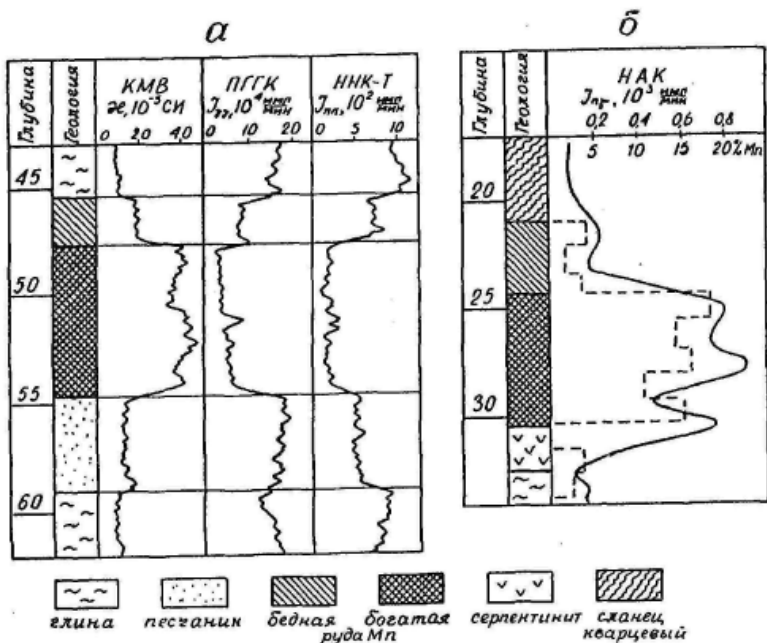


Рис.18.3. Выделение марганцевых руд в разрезе скважины по данным комплекса методов ГИС (а) и сопоставление результатов нейтронно-активационного каротажа на марганец с данными опробования керна (б) (по Л.В. Музюкину и И.М. Сенько-Булатному, 1967)

Таким образом, для выделения хромитовых интервалов в разрезах скважин и оценки содержаний имеются благоприятные предпосылки к применению НГК-С, ГГК-П и ГГК-С.

Этот вывод подтверждается результатами каротажа, приведенными на рис.18. 4.

Как показывают исследования (Карониколо В.Ф. и др., 1968), по НГК-С возможна количественная оценка хромитовых руд при содержаниях 0,203 До 20%, при более высоких содержаниях наблюдается концентрационное вырождение.

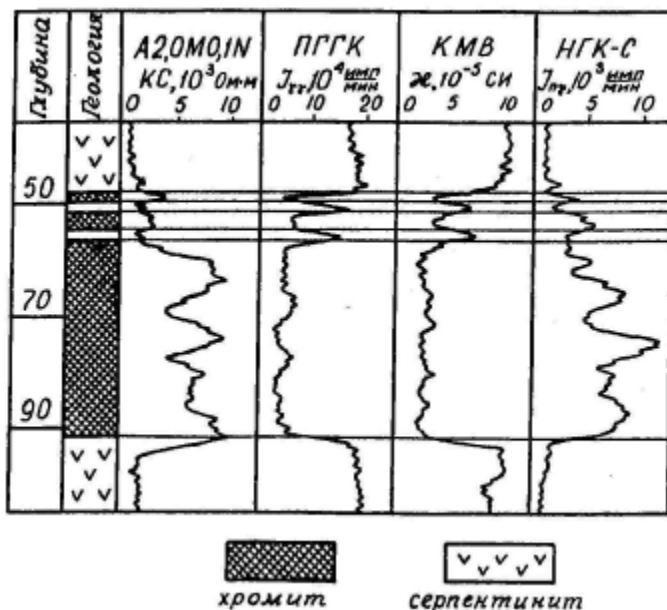


Рис.18.4. Пример выделения хромитовых руд в скважинах по данным комплекса методов ГИС (по В.Ф. Карониколо и др., 1968)

Медь. Основными типами медных месторождений являются месторождения медноколчеданных руд и медистых песчаников.

Наиболее благоприятный для применения геофизических методов объект - это медноколчеданные месторождения. Среди минералов меди главное промышленное значение имеют сульфиды, как правило, обладающие высокой электропроводностью и повышенной плотностью, у них также повышено значение $Z_{эф}$. Обычно медноколчеданные руды комплексные и кроме Cu содержат еще Zn, Pb, Fe, Au и др. металлы.

На основном этапе ГИС на медноколчеданных месторождениях применяют методы КС, ПС, ГК, ГГК-П, на детальном этапе - МСК и МЭП для уточнения границ рудных интервалов и метод наведенной активности для определения процентного содержания Cu.

Исторически первым в 60-х годах XX века был разработан метод определения содержаний по долгоживущему изотопу

Cu^{64} ($T_{1/2} = 12,6$ ч; $E_{\gamma} \approx 0,5$ МэВ),

образующемуся из стабильного изотопа Cu^{63} , содержание которого в природной меди около 69%.

Наблюдения выполняют поточно. Облучение нейтронами продолжают от 8 до 12 часов, затем на место источника нейтронов помещают детектор у-квантов и измеряют наведенную активность также в течение нескольких часов, чтобы избавиться от мешающего влияния других, более короткоживущих изотопов Na^{10} , Mn^{24} , K^{40} . Результаты наблюдений приводят к бесконечному времени облучения и к единичной мощности источника, после чего делят полученный результат на пересчетный коэффициент, найденный опытным путем и выражающий наведенную активность, приходящуюся на 1% Cu. Порог чувствительности этого метода 0,3-0,5%.

Позднее появление спектрометрической γ -каротажной аппаратуры позволило отказаться от этого метода и перейти к определению меди по короткоживущему изотопу

$$\text{Cu}^{66} (T_{1/2} = 5,1 \text{ мин.}, E_{\gamma} \approx 1 \text{ МэВ})$$

В этом методе от влияния мешающего излучения других изотопов избавляются с помощью энергетической селекции. Порог чувствительности - около 1%.

На рис.18.5 представлены результаты комплекса методов каротажа на Гумешевском медноскарновом месторождении (Средний Урал). Рудные интервалы 50,8-54,8 и 98.7-100.8 уверенно выделяются по хорошей электропроводности (диаграммы КС и МСК) и повышенной плотности (ГГК-П).

На месторождениях медных руд для изучения строения рудных тел в межскважинном пространстве и поисков нескрытых (слепых) рудных тел успешно применяются все методы скважинной электроразведки - от метода заряда до метода радиоволнового просвечивания (РВП) и дипольного электромагнитного профилирования скважин (ДЭМПС).

На рис. 18.6 приведены результаты работ по методу электрической корреляции (МЭК) на одном из медноколчеданных месторождений Среднего Урала. Рудными телами являются кварцевые жилы, обогащенные сульфидными минералами (пиритом, халькопиритом, магнетитом, молибденитом и др.). Рудные жилы локализуются в рассланцованных породах среди плагиогранитов, диоритов и порфириров. Сопротивление рассланцованных зон - около 200 Ом*м, вмещающих пород - свыше 2000 Ом*м.

По результатам бурения и геологического изучения керна предполагалось, что рудные подсечения в скважине Скв. 58 и на глубине около 190 м в скважине Скв. 190 объединяются в одно рудное тело, которое, сохра-

няя постоянный угол падения, уходит ниже забоя скважины Сква. 219, остановленной в то время на глубине 277,6 м. Подсечение на глубине 263 м в скважине Сква. 190 объединялось с подсечением в скважине Сква.- 190 на глубине 163 м в другое, параллельное первому, тело.

Однако корреляционные кривые, снятые при зарядах ЗП-1 в скважине Сква.219 и ЗП-2 в скважине Сква.190, убедительно показывают, что рудные подсечения в скважине Сква.58 и скважине С-190 на глубине 190 м соединяются с рудным подсечением в скважине С-219. Верхнее же подсечение в скважине скв.190 является локальным и не имеет связи ни с одним подсечением в других скважинах.

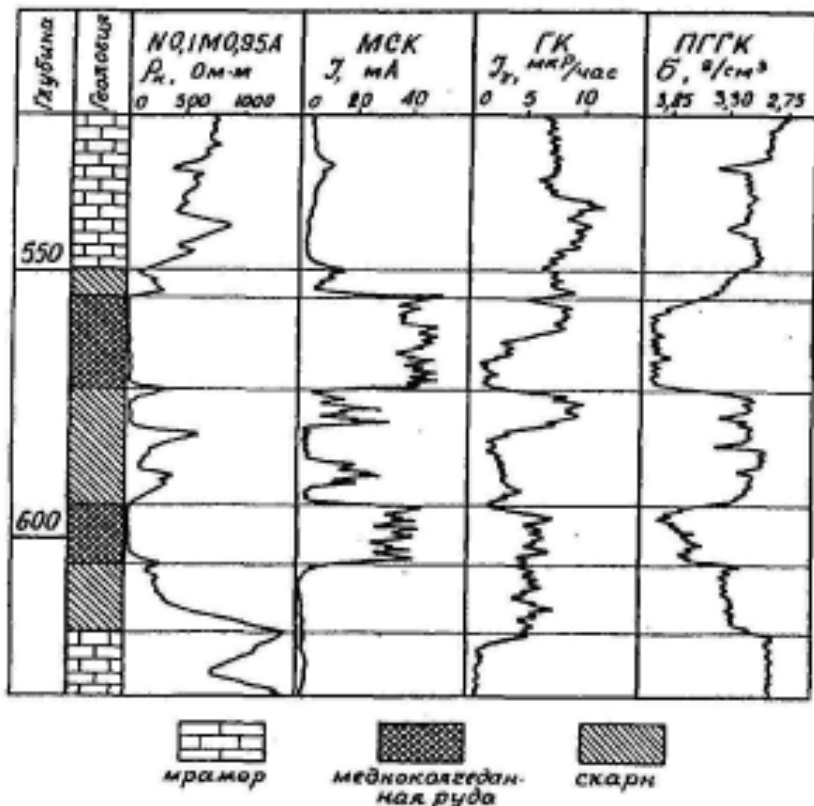


Рис.18.5. Пример выделения медных руд по комплексу каротажных диаграмм на Гумешевском месторождении (по В.Т. Перельгину)

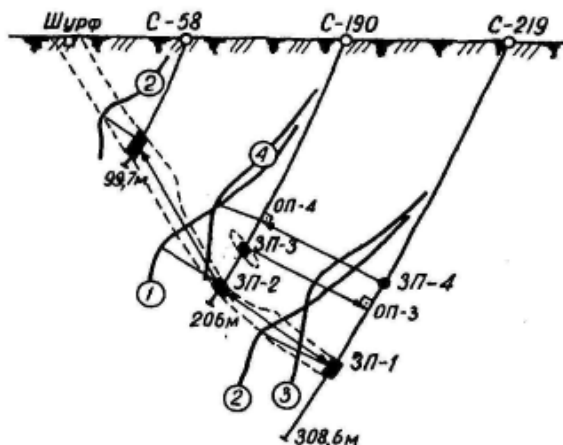


Рис. 18.6. Результаты метода электрической корреляции по одному из медноколчеданных месторождений Среднего Урала (по А.К. Козырину)

Свинец и цинк. Свинцово-цинковые месторождения относят к полиметаллическим, т.к. в их рудах, кроме Pb и Zn, бывают промышленные содержания Cu, Ag, Au и др. металлов. Основные минералы полиметаллических руд - галенит и сфалерит. Кроме них в рудах много других сульфидов, в первую очередь, халькопирита и пирита. Как правило, полиметаллические руды отличаются низким сопротивлением (за исключением богатых сфалеритовых руд), повышенной плотностью и высоким $\sigma_{эф}$ (т.к. для ^{82}Pb , а для ^{30}Zn).

Комплекс ГИС такой же, как на медноколчеданных месторождениях. Основное отличие заключается в применении метода РРК для определения процентных содержаний Pb и Zn.

Определение Pb производят в геометрии прямой видимости с источниками Se-75 или Co-51, γ -спектрометр настраивают на энергию K_{α} - линии характеристического спектра (в диапазоне 70-90 кэВ). Чувствительность определений - 0,2-0,3%, относительная погрешность - около 20%.

Определение Zn выполняют с источником Cd с измерением K_{α} излучения Zn в диапазоне 6,3-8,8 кэВ. Порог чувствительности - 0,1-0,2%. При этом возможно одновременное определение содержания Pb по L_{α} излучению в диапазоне 20-24 кэВ.

На рис. 18.7 приведены результаты рентген-радиометрического каротажа по определению процентного содержания Pb на одном из полиметаллических месторождений.

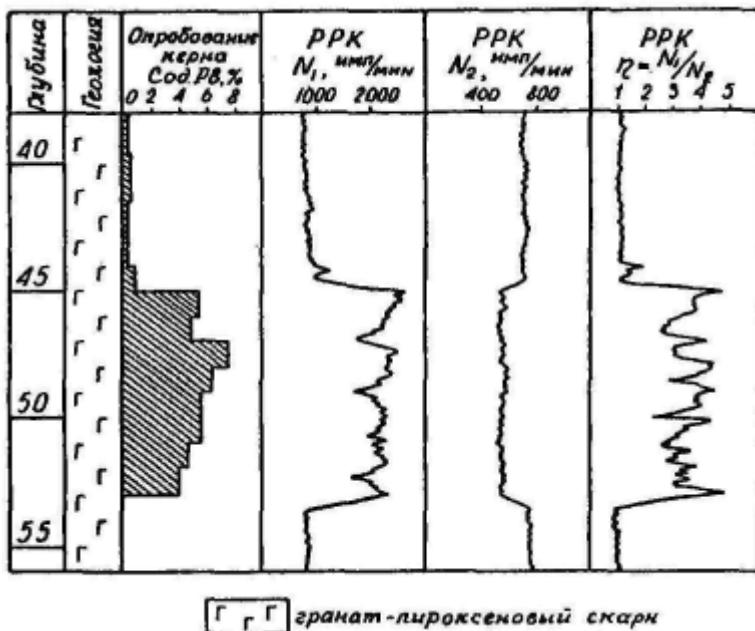


Рис.18.7. Результаты рентген-радиометрического каротажа на свинец по одному из полиметаллических месторождений (по Ю.П. Яшишвскому и др., 1976)

Измерения проводились с источником ^{60}Co ($E_\gamma = 123 \text{ кВ}$) при длине зонда $L=30 \text{ см}$. Сопоставление кривой спектральных отношений $\eta = N_1/N_2$ с содержаниями Pb, определенными по керну, показывает, что между значениями η и содержанием Pb существует линейная зависимость.

На полиметаллических месторождениях так же, как и на медноколчеданных, широко применяются методы скважинной геофизики, многочисленные примеры которых приведены в специальной литературе.

Алюминий. Основным сырьем для получения Al являются бокситы. В состав бокситов входит глинозем Al_2O_3 (50-65%); от 2 до 20% окислов железа, от 2 до 10% окислов кремния SiO_2 и от 10 до 30% конституционной воды. Бокситы образуют линзо- или пластообразные залежи в толще осадочных пород или коре выветривания магматических пород. По генезису выделяют платформенные и геосинклинальные залежи бокситов.

По своим физическим свойствам бокситы близки к глинам: у них низкое УЭС, повышенная естественная радиоактивность и несколько повышенная магнитная восприимчивость. На рис.18.8 приведен комплекс ка-

ротажных диаграмм, хорошо выделяющих бокситы среди карбонатных пород.

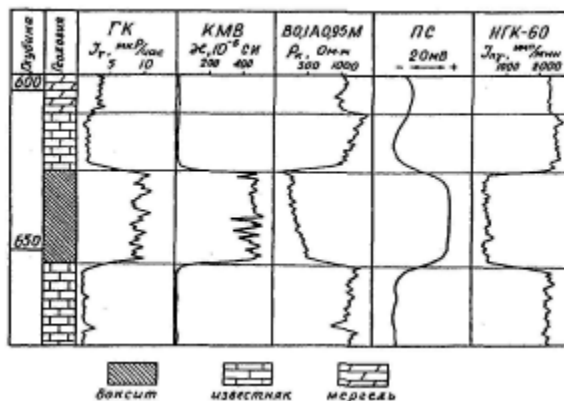


Рис.18.8. Выделение бокситов в разрезе скважины по данным комплекса ГИС

Основным методом выделения и изучения бокситов в разрезах скважин является нейтронно-активационный каротаж по изотопу Al . Причем, поскольку этот изотоп имеет короткий период полураспада $T_{1/2} = 2,3$ мин., НАК возможен в непрерывном варианте.

Чтобы избежать активации Si , который также содержится в бокситах и активируется быстрыми, с энергией $E_n \geq 3,9$ МэВ нейтронами, в качестве источника используют Cf^{252} , дающий нейтроны низких энергий (основное количество нейтронов, испускаемых Cf^{253} , лежит в диапазоне от 0 до 4 МэВ с максимумом в районе 0,6 МэВ) и имеющий $T_{1/2} = 2,55$ года. Длина зонда $l=2$ м, скорость каротажа - 25 м/час.

Поскольку источник нейтронов располагается в нижней части зонда, то при спуске прибора измеряют сумму наведенного и естественного γ -излучения (НАК+ГК), а при подъеме - только естественное γ -излучение (ГК). Разность показаний при спуске и подъеме дает чистый наведенный эффект, который пропорционален содержанию Al в руде. Пример применения НАК на Al представлен на рис.18. 9. Наведенный эффект пропорционален содержанию глинозема.

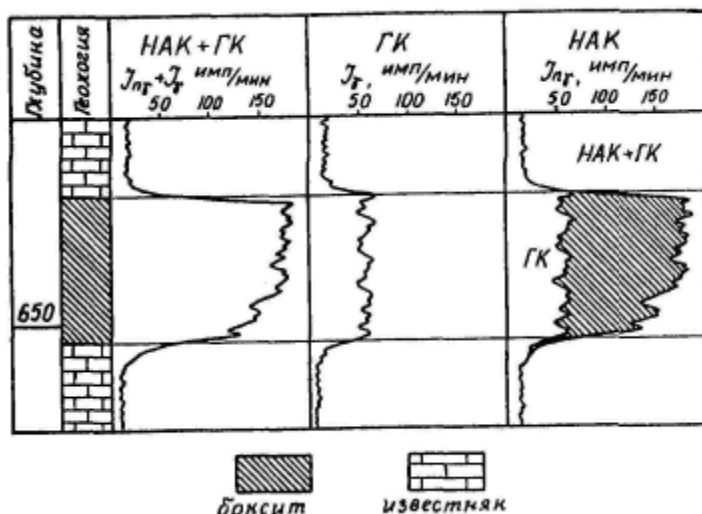


Рис.18. 9. Результаты нейтронно-активационного каротажа на алюминий

Для оценки такого технологического параметра руды как кремниевый

$$M = \frac{C_{Al_2O_3}}{C_{SiO_2}}$$

модуль НАК выполняют дважды - с источником $Cf-252$ для определения содержания Al_2O_3 , и с $Po-Be$ источником для определения суммарного содержания Al_2O_3 и SiO_2 .

Кремниевый модуль может быть определен также с помощью ГГК-С, результаты которого зависят от общего содержания Fe в руде, а оно однозначно коррелируется с суммарным содержанием Al_2O_3 и SiO_2 .

Кроме НАК, в комплекс ГИС входят ГК (для учета естественной радиоактивности), ННК-НТ (для определения влажности) и ПГГК (для определения плотности руд).

Бериллий. К промышленным типам месторождений Be относят жилы, линзы и тела сложной формы гранитных пегматитов и бериллоносных магнетит-флюоритовых скарнов.

Эти тела характеризуются повышенным УЭС и минимальными значениями χ . Но основной особенностью Be , является способность к ядерному фотоэффекту при сравнительно невысокой ($E_\gamma = 1/67$ Мэв) энергии γ -квантов.

По этой причине основным методом для выделения бериллоносных интервалов в скважинах и определения процентного содержания Be яв-

ляется метод ГНК, на диаграммах которого эти интервалы выделяются четкими повышениями $I_{\gamma, n}$

Калий. Основным источником **К** являются месторождения калийных солей, которые приурочены к толщам гидрохимических отложений (каменная соль, гипс, ангидрит). Эти толщи включают также и песчано-глинистые и карбонатные породы. Минералы, содержащие калий: сильвинит (KCl), карналлит

$(KCl \cdot MgCl_2 \cdot 6H_2O)$ и полигаллит $(Ca_2MgK_2(SO_4)_4 \cdot 2H_2O)$.

Основная особенность физических свойств калийных солей - их повышенная радиоактивность, связанная с содержанием в природном K естественного радионуклида K^{40} .

Калийные соли характеризуются очень высоким, как у всех гидрохимических осадков, УЭС и пониженной плотностью.

Основной метод выделения калийных солей в скважинах - ГК, по нему же определяют и процентное содержание K . Включение в комплекс ГИС методов НТК (или ННК) и ГГК-П позволяет определить минеральный состав калийных солей. Карналлит и кизерит содержат много кристаллизационной воды и поэтому на диаграммах НТК выделяются пониженными по сравнению с сильвинитом показаниями. ГГК-П выделяет пониженными показаниями наиболее плотную соль - сильвинит.

На рис.18. 10 приведен фрагмент из геологического разреза скважины 419 Старобинского месторождения калийных солей (Белоруссия).

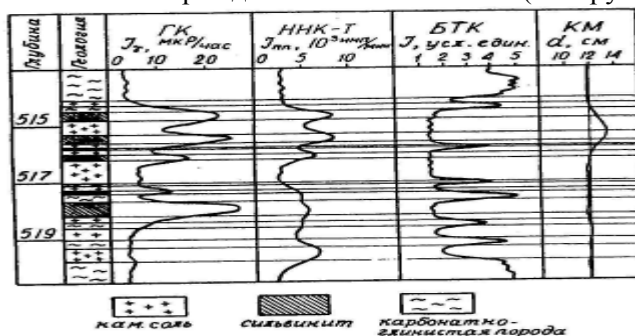


Рис.18.10. Расчленение толщи гидрохимических отложений по данным комплекса ГИС (по И.А. Зыкову и Л.И. Родионову, 1977)

Кроме калийных солей, толща гидрохимических отложений содержит карбонатно-глинистые породы пониженного сопротивления и каменную соль - галит. На приведенном фрагменте калийные соли представлены

сильвинитом, который характеризуется повышенной (до 27 мкР/ч) естественной радиоактивностью и повышенными показаниями на диаграмме ННК-Т с большим зондом. Карбонатно-глинистым отложениям соответствуют максимумы силы тока на диаграммах БТК и пониженные показания ННК-Т. Каменной соли соответствуют пониженные значения на кривых БТК и ННК-Т.

Бор. Боратовые руды залегают среди глин и песчаников, в турбогенных образованиях, а также среди ископаемых солей.

Основную роль при разведке месторождений В играют нейтронные методы, поскольку В обладает аномально высоким (755 Барн) сечением захвата тепловых нейтронов. На диаграммах нейтронных методов интервалы руд бора выделяются резкими понижениями показаний. Для исследования скважин на В применяют метод НТК с зондом длиной 40-50 см и ННК-Т с зондом 15-20 см. При невысоких (до 5%) содержаниях по данным этих методов можно провести количественные определения содержания В в руде.

На рис.18.11 приведены результаты нейтронных методов каротажа в сопоставлении с данными спектрального анализа керна по одной из скважин Жолдыбайского рудопроявления в Казахстане. Содержащим В интервалам соответствуют пониженные значения и на диаграмме ННК-Т с малым зондом, и на диаграмме НТК с большим зондом.

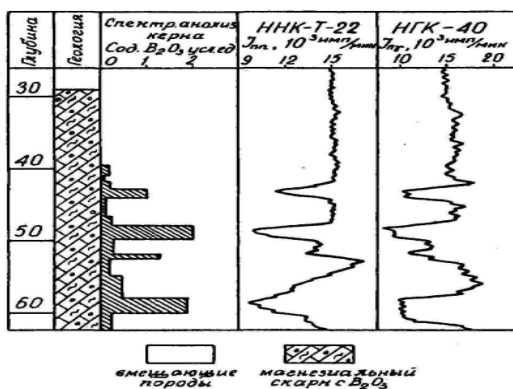


Рис.18.11. Выделение содержащих В интервалов по данным нейтронных методов каротажа (по В.А. Щербакову и П.Д. Рябинову, 1984)

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ МЕТОДОВ ГИС ПРИ РАЗВЕДКЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Роль ГИС при разведке подземных вод

Потребление пресных вод для обеспечения промышленности, сельского хозяйства и бытовых нужд населения неуклонно увеличивается во всем мире. Доля подземных вод в общем водопотреблении страны составляет около 8%, в то время как в развитых европейских странах она достигает 60-80%. Нет сомнений, что и в нашей стране роль подземных вод, будет возрастать, поскольку ресурсы поверхностных вод ограничены, а загрязнение их увеличивается.

Уже в настоящее время для целей водоснабжения, гидрогеологических и инженерно-геологических исследований на территории страны ежегодно сооружается свыше 18 тыс. скважин, причем бурение их ведется в большинстве случаев сплошным забоем, без отбора керна. По этой причине ГИС становятся основным источником информации для решения задач изучения геологического разреза и технического оборудования этих скважин.

В настоящее время при разведке подземных вод с помощью ГИС решаются следующие задачи:

1. Литологическое расчленение разрезов скважин на воду.
2. Выделение в разрезах водоносных горизонтов, определение их мощности и строения.
3. Определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) водоносных горизонтов:
4. Определение пористости;
5. Определение коэффициента фильтрации.
6. Определение минерализации подземных вод.
7. Изучение элементов динамики подземных вод.
8. Изучение технического состояния скважин на воду.

Литолого-гидрогеологическая документация разреза

Решение этой задачи является первым и необходимым этапом гидрогеологического исследования скважин. Очень часто, например, при исследовании рыхлых и слабоцементированных терригенных отложений литологическое расчленение разреза предопределяет его дифференциацию по коллекторским свойствам, которые для этих пород обусловлены межзерновой пористостью. Не меньшее значение имеет литологическое расчленение разреза при разведке трещинных вод, хотя в этом случае коллекторские свойства водоносных горизонтов и не определяются их литологией.

Задача литологического разреза скважин на воду решается, в принципе, так же, как и при исследовании нефтяных и газовых скважин.

Отличительной особенностью гидрогеологических скважин является их малая глубина. *Около 90% всех скважин на воду имеют глубину, не превышающую 400 м.* Применение для исследования таких малометражных скважин сложных и дорогих методов становится нерентабельным.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ

Точное определение границ водоносных горизонтов в разрезах скважин позволяет правильно установить фильтры и тем самым повысить эффективность бурения на воду. Несмотря на важность этого вопроса, традиционные гидрогеологические исследования не располагают методами, позволяющими точно определить границы водоносных горизонтов в скважинах и, тем более, оценить их неоднородность.

Методы ГИС, напротив, дают возможность не только точно установить отметки кровли и подошвы водоносного горизонта, но и изучить его характеристики. Кроме того, для выделения водоносных горизонтов в скважинах могут быть применены и прямые методы, такие как расходометрия, резистивиметрия и термометрия

Проф.И.Г. Сковородниковым и доц. В.Н. Калашниковым предложен еще один, названный ускоренным методом выделения водоносных горизонтов. Этот метод заключается в протаскивании по скважине уплотненного поршня-сваба, прикрепленного к каротажному кабелю, при одновременном измерении силы натяжения кабеля.

На рис.18.12б изображена схема осуществления метода (а) и график изменения силы натяжения кабеля (б) в сравнении с контрольной расходограммой (в). При движении сваба против непроницаемых пород сила натяжения кабеля остается постоянной, при пересечении им водоносных горизонтов происходит подсос воды, и сила натяжения падает, как это показано на диаграмме рис.18.12. б.

Дополнительным преимуществом способа является то, что во время его осуществления происходит разглинизация водоносных горизонтов, и открывается доступ для подземных вод в скважину.

Определение пористости водоносных горизонтов

Коэффициент пористости $K_{\text{пор}}$ водоносных горизонтов может быть определен по данным одного из каротажных методов (ГГК-П, НГК или АК), которые уже рассматривались нами ранее. Наиболее подходящим

является способ определения $K_{\text{пор}}$ по данным электрического каротажа поскольку он применяется в скважинах на воду наиболее часто.

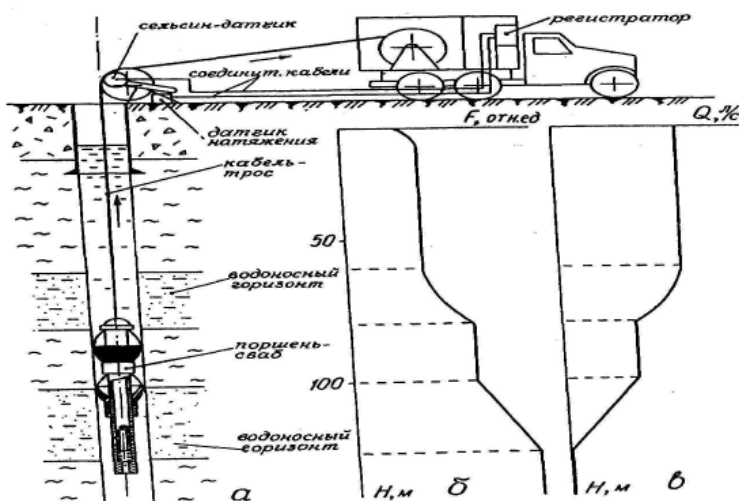


Рис.18.12. Способ выделения водоносных горизонтов в разрезах буровых скважин с помощью уплотненного поршня - сваба: а - схема осуществления способа; б - график изменения силы натяжения кабеля по скважине; в - контрольная расходограмма

Емкостные свойства трещиноватых коллекторов характеризуются коэффициентом объемной трещинной пустотности (для краткости - коэффициент трещиноватости - $K_{\text{тр}}$). Для определения $K_{\text{тр}}$ имеется новый способ (Сковородников и др.), основанный на измерении вызванной поляризации пород при различных токах пропускания. Экспериментально установлено, что чем больше коэффициент трещиноватости, тем медленнее происходит возрастание $\Delta U_{\text{вп.}}$ при увеличении $\Delta U_{\text{пр.}}$.

Определение коэффициента фильтрации

Коэффициент фильтрации $K_{\text{фил}}$ водоносных горизонтов определяют по результатам расходомерии скважин в установившемся режиме возбуждения. Для осуществления этих способов на кафедрах геофизики и технологии и техники разведки месторождений полезных ископаемых разработан ряд оригинальных скважинных расходомеров и уровнемеров.

Одновременно с определением $K_{\text{фил}}$ расходомерия позволяет уточнить границы водоносных горизонтов, изучить их однородность, определить удельный дебит и т.п.

Вообще, при исследовании скважин на воду расходомертия является самым информативным методом.

Оценка минерализации подземных вод

Определение минерализации вод по первым же скважинам, вскрывающим водоносные горизонты, играет важную роль, т.к. позволяет оперативно оценить качество вод, определить их пригодность для питьевого водоснабжения и в зависимости от результатов решать вопросы их дальнейшей разведки. Напомним, что пригодными для питья считаются воды с минерализацией до 1 г/л.

Сведения о минерализации подземных вод могут быть получены после исследования проб воды, отобранных опробователями пластов на кабеле, или в результате интерпретации диаграмм ПС, в случае их диффузионно-адсорбционного происхождения.

Наиболее точные и достоверные результаты дает исследование проб подземных вод, полученных при пробной откачке из скважин,

Определение элементов динамики подземных вод

Изучение динамики подземных вод необходимо при решении вопросов обеспечения водоснабжения различных объектов, борьбы с обводнением горных выработок и нефтяных залежей, при использовании коллекторов для захоронения промышленных стоков и радиоактивных отходов. Из всех вопросов динамики подземных вод остановимся на определении напора подземных вод, направления и скорости их фильтрации.

Определение напора подземных вод в наиболее простых случаях, когда скважиной пересечен только один водоносный горизонт, производится по измерениям статического уровня в скважине.

В более сложных случаях, когда скважина вскрывает несколько водоносных горизонтов, в ней устанавливается статический уровень, обусловленный взаимодействием водоносных горизонтов между собой, в результате которого возникают осевые перетоки в скважине, направление и интенсивность которых зависят от напора, мощности и коэффициента фильтрации каждого из пересеченных горизонтов.

Напор каждого из горизонтов определяют в результате комплексных расходометрических и уровнеметрических наблюдений при нескольких уровнях возбуждения скважины, по данным которых строят графики зависимости расхода каждого горизонта от динамического уровня в сква-

жине. Продолжение этих графиков до уровня нулевого расхода и дает величину статического уровня (т.е. напора) каждого из горизонтов.

Комплексирование ГИС на месторождениях ископаемых углей

Значение ГИС на месторождениях ископаемых углей обусловлено тем, что из-за хрупкости угля бывает, мал выход керна из угольных пластов. По этой причине по данным бурения невозможно точно установить мощность угольных пластов, а иногда и определить их свойства. Нередко случаются пропуски угольных пластов. Благоприятными предпосылками для применения ГИС служат различия физических свойств углей и вмещающих пород (глин, аргиллитов, алевролитов, песчаников).

Физические свойства углей и вмещающих пород

Физические свойства ископаемых углей зависят от степени их метаморфизма, влажности (W) и минерального состава.

По степени метаморфизма различают: бурые угли (содержание углерода 60-70%, влажность до 40%), каменные угли (углерода 80-95%, влажность до 5%) и антрациты (углерода более 95%, $W \sim 0$).

Эти разновидности углей, кроме того, подразделяются на группы (технологические марки), имеющие разное промышленное значение.

Важной качественной характеристикой углей является зольность. Зольность определяется процентным содержанием в угле негорючих компонентов, представленных глиноземом, кремнеземом и окислами железа. Эти компоненты попадают в уголь в процессе образования его залежей и являются примесью вмещающих пород. При зольности от 50% и выше порода называется горючим сланцем. Рабочая мощность угольных пластов в различных географо-экономических районах - от 0,45 до 1 м.

По сравнению с вмещающими породами каменные и бурые угли характеризуются повышенным УЭС. Так, например, УЭС углей возрастает с увеличением степени метаморфизма от 10-200 Ом*м у бурых до 50-1000 Ом*м - у тощих каменных. При переходе к антрацитам УЭС резко падает - до 5,0-0,01 Ом*м. С увеличением зольности сопротивление бурых и каменных углей уменьшается, антрацитов - увеличивается.

Угли способны окисляться и, следовательно, создавать аномалии естественного электрического поля.

Аномалии ПС над антрацитами достигают 400-600 мВ, над каменными углями - 100 мВ, над бурыми - ± 50 мВ. Над бурыми углями аномалии ПС возникают не только под действием окислительно-восстановительных, но и в результате диффузионно-адсорбционных и фильтрационных процессов.

Угли также обладают способностью поляризоваться и создавать аномалии вызванной поляризации (ВП).

Естественная радиоактивность углей, как правило, ниже, чем вмещающих песчано-глинистых пород.

Плотность углей (1,15-1,75 г/см³) значительно меньше, чем у вмещающих пород (на 0,5-1,0 г/см³). Плотность углей растет с увеличением степени метаморфизма. Растет она и с увеличением зольности. Тем не менее, плотность - это то физическое свойство, по которому все типы углей всегда однозначно отличаются от вмещающих пород.

Кроме того, угли обладают сравнительно низким эффективным атомным номером (у чистого углерода $Z=6$), у вмещающих пород $Z_{эфф.} = 13-15$, т.е. значительно выше. Даже небольшая примесь золы заметно увеличивает $Z_{эфф}$ угля.

Скорость распространения упругих волн в углях меньше, чем во вмещающих породах.

На кавернограммах угли отмечаются, как зоны увеличенного диаметра из-за их разрушения при бурении.

Таким образом, существуют благоприятные предпосылки для применения в углеразведочных скважинах электрических, радиоактивных и ряда других методов ГИС.

Задачи, решаемые ГИС в углеразведочных скважинах и методика работ

С помощью ГИС при разведке ископаемых углей решается следующий широкий комплекс геологических и технических задач:

1. Литологическое расчленение разрезов скважин.
2. Выделение пластов угля, определение их мощности и строения.
3. Определение зольности углей.
4. Определение элементов залегания угольных пластов.
5. Определение тектонических нарушений угольных пластов.
6. Построение корреляционных разрезов, структурных карт и т.п.
7. Изучение технического состояния скважин.

Геофизические исследования углеразведочных скважин выполняют, как правило, в 2 этапа.

I этап основных исследований охватывает всю глубину скважины. Запись диаграмм ведется в масштабе 1:200. Решаются задачи литологического расчленения разрезов, выделения угольных пластов и их корреляции, изучения технического состояния скважин.

II этап детальных исследований охватывает только ту часть скважины, где локализируются угольные пласты. Масштаб записи диаграмм - 1:50. Решаются задачи определения мощности и строения угольных пластов, их зольности, элементов залегания, зон тектонических нарушений.

Комплекс методов основного этапа включает, как минимум, 4 метода: КС, ГГК-П, ГК, КМ, причем главенствующую роль играют ГГК-П и КС. Диаграммы ГК и кавернометрии нужны для более точной интерпретации первых двух и играют вспомогательную роль.

Для записи диаграмм КС используют на бурых углях градиент-зонды длиной от 0,5 до 3,0 м и потенциал-зонд $AM=0,1$ м; на каменных углях -большие градиент-зонды длиной 2,5-3,6 м; на антрацитах - потенциал-зонд длиной 0,1 или 0,2 м.

Зонды ГГК-П для углей всех типов имеют длину 0,4 м при использовании источника Со-60 и 0,2 м - при источнике Cs -137.

Зольность углей обычно определяют методом ГГК-С. Кроме того, зольность может быть определена методом наведенной активности по изотопу Al^{28} или по методу КС на основе корреляционной зависимости между зольностью и электрическим сопротивлением углей (В.В. Гречухин, 1965).

ЛЕКЦИЯ 19. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Эффективность ГИС зависит от разработок в области теории методов, петрофизических исследований, аппаратуры и методик обработки и интерпретации.

Особая роль принадлежит интерпретации (истолкованию) получаемых данных, которая невозможна без использования математических методов и современной вычислительной техники.

Использование технических и теоретических достижений кибернетики открывает новые горизонты перед работниками различных специальностей: геологами, геофизиками, геохимиками, гидрогеологами.

Еще до недавнего времени во всех звеньях, связанных с получением и обработки геолого-геофизических данных роль «регулятора системы» играл человек, причем выполнял их в «ручную», не будучи вооруженным какими-либо устройствами, облегчающими, в первую очередь, анализ этих данных.

Малая эффективность «ручной» обработки связана с целым рядом причин объективного и субъективного характера.

Радикальное повышение эффективности «обработка - интерпретации» геолого-геофизической информации возможно на основе автоматизации с привлечением современной кибернетической техники.

Применение этой техники может идти по двум линиям:

1. по пути совершенствования интерпретации текущей информации с использованием самой современной вычислительной техники (включая и автоматизированный сбор первичного материала);
2. углубленной обработке материалов прошлых лет («разведка архивов»).

Повторная обработка «архивов» связана со следующим:

а) в процессе разведки, полученные выводы устаревают часто довольно быстро, вновь полученные данные требуют пересмотра положений, легших в основу первоначальной обработки материалов;

б) со временем совершенствуется и методика обработки материалов, в результате ранняя обработка данных становится неэффективной с точки зрения сегодняшнего дня.

Так, например, в США в результате «разведки архивов» был открыт целый ряд месторождений различных полезных ископаемых (прежде всего нефти и газа).

В настоящее время речь идет о применении ЭВМ всех классов не столько для решения отдельных задач, связанных с громоздкими вычислительными работами, а сколько о применении этой техники для широкой автоматизации хранения и обработки разнообразной геолого-геофизической информации, получаемой от компьютеризированных каротажных станций и лабораторий.

Повышение эффективности ГИС, и, следовательно, поисков и разведки месторождений полезных ископаемых различных видов, связывается с разработкой технологии комплексной интерпретации разных видов информации о районе работ - данных полевой геофизики, в первую очередь сейсмики, гравиразведки, электроразведки, геологических и др. данных, ГИС.

Формальное объединение существующих автоматизированных систем обработки разнообразной информации в единую систему с переводом на новые более мощные вычислительные средства не позволит обеспечить резкого повышения эффективности, из-за отсутствия единого методического подхода в разных системах.

Техническое перевооружение геофизических организаций новыми современными вычислительными средствами - персональными компьютерами, станциями интерактивной графики, мощными ЭВМ, спецпроцессорами, оптическими дисками, аппаратными и программными средствами развития диалога «пользователь -ЭВМ». (включая средства распознавания речи, синтезаторы речи) - явилось благоприятным моментом для создания нового поколения систем регистрации, обработки и интерпретации геолого-геофизической информации, удовлетворяющих возросшим требованиям к детальному изучению месторождений.

В XXI в. основными принципами организации интегрированной системы сбора, хранения, передачи, обработки, истолкования информации должны стать:

- система должна обеспечить сбор и любую обработку геолого-геофизической информации при решении задач на всех этапах геологоразведочных работ на различные виды полезных ископаемых;
- базироваться на использовании персональных компьютеров, сочлененных с большими (даже супер-ЭВМ);
- обработка и интерпретация данных ГИС должна производиться, как в ВЦ на больших ЭВМ, так и в полевых и камеральных подразделениях на персональных компьютерах, соединенных с большой ЭВМ и представляющих собой рабочее место интерпретатора;
- система должна иметь, помимо базы данных, базу знаний, куда загружаются все имеющиеся сведения о районе работ в виде карт, схем, разрезов, таблиц, разного рода теоретических и эмпирических данных, необходимых для совместного анализа данных ГИС и полевой геофизики;
- система должна обеспечить работу со знаниями, находящимися в банке данных, включая их хранение, пополнение, проверку, логические решения, вывод, объяснение;

- система должна обеспечить консультирование геофизика по всем вопросам обработки и интерпретации, вызвавшим затруднения.

Главные тенденции развития методов каротажа проявляются в возрастании роли исследований в скважинах на всех стадиях горно-геологического процесса, в широком использовании их результатов при решении обратных задач наземных полевых методов, в ускоренном внедрении в практику ГИС (каротажа) в процессе бурения многопараметровых и спектрометрических модификаций методов, комплексных цифровых скважинных приборов в модульном исполнении, волоконно-оптических кабелей, полевых компьютеризированных информационно-измерительных комплексов.

Учитывая быстрое развитие технических средств, можно предвидеть оснащение полевых комплексов мультипроцессорами с параллельной обработкой данных, устройствами ввода и синтеза речи, оптическими процессорами и запоминающими устройствами, лазерными устройствами отображения информации, экспертными системами и базами знаний, скоростными средствами связи. Это в свою очередь, будет способствовать созданию автоматизированных систем, предназначенных для сбора, хранения и интегрированной обработки аэрокосмической, геологической, геофизической и технологической информации. Ожидается их появление в ближайшие годы XXI века.

ИНФОРМАЦИОННО - МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Литература

Основная

1. Горбачев Ю.И. Геофизические исследования скважин. – М: Недра, 1990.
2. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин - М.: Недра, 1984.
3. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: Курс лекций. - Екатеринбург: УПТА, 2003. - 294 с.
4. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: Учебное пособие. -3-е изд. Перераб. и дополн.. - Екатеринбург: Институт испытаний, 2009. - 471 с.

Дополнительная

1. Бондаренко В.М., Демура Г.В., Ларионов А.М. Общий курс геофизических методов разведки. -М.: Недра 1986.
2. Бондаренко В.М., Демура Г.В., Савенко Е.И.. Общий курс разведочной геофизики. -М.: Norma 1998.
3. Вахромеев Г.С. Основы методологии комплексирования геофизических исследований при поисках рудных месторождений,- М.; Недра, 1978 .
4. Вахромеев Г.С. Давыденко Моделирование в разведочной геофизике. -М.; Недра, 1987.
5. Губерман Ш.А. Неформальный анализ данных в геологии и геофизике.- М., Недра, 1987.
6. Дьяконова Т.Ф. Применение ЭВМ при интерпретации данных геофизических исследований скважин. Учеб. Пособие для вузов. –М.: Недра, 1991. -220с.
7. Комаров С.Г. Геофизические методы исследования скважин. - М.: Недра, 1973.
8. Кривко Н.Н. Аппаратура геофизических исследований скважин. - М.: Недра, 1991.
9. Обработка и интерпретация данных промыслово-геофизических исследований на ЭВМ. Справочник. /под ред. Н.Н.Сохранова/. -М.: Недра, 1989.
10. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин. -М.: Недра, 1982.
11. Сохранов Н.Н., Аксельрод С.М., Обработка и интерпретация с помощью ЭВМ результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. - М.; Недра, 1984.
12. Физико-геологическое моделирование геологических структур. Методические рекомендации./ Н.Р.Бурьян и др. -Л.: Недра, 1991.

Литература для лабораторных и практических занятий

1. Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П., Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин.- М.: Недра, 1990.
2. Латышова М.Г. Мартынов В.Г, Соколова В.Г., Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. - М.: Недра, 2007.

Справочная литература и инструкции

1. Вычислительная математика и техника в разведочной геофизике. /Под ред. В.И.Дмитриева. Справочник геофизика. 2-ое изд.- М.: Недра, 1990.
2. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика. Под ред. В.М. Запорожца.- М.:Недра, 1983.
3. Скважинная и шахтная рудная геофизика. Справочник геофизика. В 2-х книгах. Под ред. В.В.Бродового. -М.: Недра, 1989.

Приложение 1

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

блок-баланс, гамма-излучение, геологическое расчленение, геофизические измерения, геофизические исследования скважин, геофизическое поле, градиент-зонд, грунтонос, диаграмма, зонд, измерительная аппаратура, инклинометр, интерпретация каротажа, каверномер, каротаж скважин, каротажная станция, каротажный кабель, коллекторские свойства, кривые КС, кривые ПС, кумулятивный перфоратор, микрозонд, перфоратор-рор, пористость, потенциал-зонд, резистивиметр скважинный снаряд, электродные установки, электротеметр

СПИСОК

встречающихся сокращений

АГИС - аппаратура геофизических исследований скважин
АК - акустический каротаж
АКС - автоматические каротажные станции
АСОИГИС – автоматизированные системы обработки и интерпретации геофизических исследований скважин
АЭКС – автоматическая электронная каротажная станция
БД - блок детектирования
БТК - боковой токовый каротаж
ВИКИЗ - метод высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования
ВСП - вертикальное сейсмическое профилирование

ГГК - гамма-гамма-каротаж
ГГК –П - гамма-гамма-каротаж плотностной
ГГК –С - гамма-гамма-каротаж селективный
ГК - гамма-каротаж
ИК - индукционный каротаж
КС - каротаж кажущегося сопротивления
ЛЦК – лаборатория цифровая каротажная
МАТ - метод акустического телевидения
МГП - метод потенциалов гальванических пар
МК - магнитный каротаж
МЭП - метод электродных потенциалов
МЭД - мощность экспозиционной дозы гамма (рентгеновского) излучения
НАК - наведенной активности каротаж
НГК - нейтронный гамма каротаж
НК - нейтронный каротаж
ННК - нейтрон - нейтронный каротаж
НСПЭЗ – наземно-скважинное потенциальное электрическое зондирование
ППД - полупроводниковый детектор
ПРКИ - метод подземной регистрации космического излучения (мюонный метод)
ПС - каротаж собственных потенциалов
РВП - радиоволновое просвечивание (метод)
РК - радиометрический каротаж
РМ - рабочая модель
РРК - рентгено-радиометрический каротаж
СГ - скважинная геофизика
СП - скважинный прибор
ТК - токовый каротаж
ТМС - телеметрическая система
ТМИС -телеметрическая информационная система
ТФГМ - телефотогеологический метод
УЭС - удельное электрическое сопротивление
ФЭУ - фотоэлектронный умножитель
ЭМП - электромагнитное поле
ЭТК - эманационный трековый каротаж
ЯГР - метод ядерного гамма-резонанса (Мёссбауерский метод)

СПИСОК ОСНОВНЫХ ТЕРМИНОВ

Априори – Априори - (от лат. *a priori* - из предшествующего) - понятие логики и теории познания, характеризующее знание, предшествующее опыту и независимое от него;

Апостериори - (от лат. *aposteriori* - из последующего) - происходящее из опыта; понятие теории познания, противоположное априори.

Альтитуда - высота точки земной поверхности относительно среднего уровня океана (для стран СНГ - уровня Балтийского моря).

Аномалия - отклонение от нормы, от общей закономерности.

Башмак - часть управляемого либо пассивного (пружинного) прижимного устройства скважинного прибора, скользящая по стенке скважины. На нем располагаются либо электроды (микрозонда бокового микрокаротажа), либо детекторы излучений (аппаратура нейтрон нейтронного и гамма-гамма каротажа).

Блок-баланс - устройство для изменения направления движения каротажного кабеля от горизонтального (с лебедки подъемника) к вертикальному (по стволу скважины).

Влагомер шпуровой нейтронный – прибор для определения влажности нейтрон-нейтронным методом, датчик которого (содержащий источник нейтронов), детектор и помещенный между ними экран располагаются при измерении в шпуре.

Влагометрия - метод определения характера флюида, поступающего из пласта в обсаженную колонной скважину.

Водонасыщение – относительный объем порового пространства горной породы, заполненный пластовой водой.

Волновод - слой с пониженной скоростью распространения сейсмических волн по сравнению со скоростью в покрывающем и подстилающем слое; волна распространяется вдоль тонкого слоя за счет полного внутреннего отражения от его кровли и подошвы.

Выход керна – отношение длины извлеченного керна к длине пробуренного ствола скважины.

Газометрия – газовый каротаж.

Гальванометр – прибор для измерения слабых токов.

Генератор нейтронный – управляемый источник излучения, генерирующий быстрые нейтроны, возникающие в процессе облучения дейтериевой или тритиевой мишени ускоренными ионами дейтерия;

предназначен для проведения импульсных методов нейтронного каротажа.

Геофизика скважинная – геофизические методы исследования с целью поисков и изучения рудных тел в около- и межскважинном пространстве.

Гидрофон – прибор, реагирующий на изменение давления жидкости. Применяется при морских сейсмических исследованиях, при исследованиях на реках и в скважинах.

Гироскоп - устройство, представляющее собой быстро вращающийся ротор, имеющий три степени свободы. Ось ротора при этом сохраняет почти неизменное положение в пространстве.

Глубина залегания пласта - расстояние от устья скважины до кровли пласта, измеренное вдоль ствола скважины.

Глубина истинная (залегания пласта) – кратчайшее расстояние (по вертикали) от устья скважины до кровли пласта.

Градиент – векторная величина, характеризующая скорость изменения физического поля по определенному направлению. Градиент можно получить расчетным путем или измерить специальными приборами – градиентометрами.

Градиоманометр – скважинный прибор для оценки плотности промысловой жидкости по измерениям давления на двух глубинах, на которых определяется вертикальный градиент давления.

Градуирование - определение цены деления радиометрического прибора (при линейной зависимости) или установление зависимости между показаниями прибора и параметрами изучаемого радиационного поля.

Грунтонос: боковой стреляющий - аппарат, служащий для отбора образцов пород из стенки скважины с помощью выстреливаемого полого цилиндрического бойка, прикрепленного к корпусу стальным тросиком.

Давление геостатическое - давление, создаваемое вышележащими горными породами и определяемое их весом. Давление в жидкости пористого пласта всегда ниже геостатического в силу частичной разгрузки на скелете породы.

Датчик – первичный приемник и преобразователь сигналов (электрических, акустических, тепловых и др.)

Датчик натяжения кабеля - устройство, контролирующее натяжение кабеля в процессе спуско-подъемных операций при проведении геофизических работ в скважинах.

Детектор - чувствительный элемент, обеспечивающий возможность измерения геофизических полей.

Дефектомер- толщиномер - скважинный прибор для одновременного определения состояния цементного камня в затрубном пространстве и толщины стенок обсадных колонн.

Диаметр (номинальный) скважины - диаметр, соответствующий диаметру долота или коронки.

Дискретизация – преобразование непрерывно изменяющегося аналогового сигнала в последовательность мгновенных его значений через равные либо неравные интервалы времени или расстояния (шаг квантования, или шаг дискретизации).

Длина потенциал-зонда - расстояние в метрах между сближенными непарными электродами (АМ)

Доза излучения - величина, характеризующая степень воздействия излучения на вещество.

Жидкость промывочная - раствор, используемый при бурении скважин, служащий для уравнивания давления пластовых флюидов, удаления с забоя скважины шлама, образования глинистой корки, препятствующий уходу этой жидкости в пористые и проницаемые интервалы разреза.

Забой скважины - нижняя часть скважины.

Зона проникновения - зона, образуемая проникновением жидкой фазы (фильтра) промывочной жидкости в проницаемый пласт при превышении гидростатического давления над пластовым; она оттесняет от ствола скважины пластовый флюид.

Зонд электрического каротажа – скважинная установка для регистрации кривых кажущегося сопротивления (КС) и самопроизвольной поляризации (ПС).

Инклинометр - прибор для измерения угла и азимута искривления ствола скважины.

Инклинометрия - определение искривления ствола скважины инклинометрами.

Интерпретация – геологическое истолкование результатов геофизических исследований.

Информация - одно из основных понятий кибернетики, означающее совокупность каких-либо сведений, данных и т.п. Понятие информация раскрывается указанием действий, в которых она участвует: передача, преобразование и хранение.

Кабель – специальный многожильный провод, предназначенный для изготовления многоэлектродных зондов электрического каротажа.

Кабель каротажный – гибкий грузонесущий электрический кабель с одной, тремя, семью токопроводящими жилами, являющийся каналом (линией) связи между опускаемыми в скважину геофизическими приборами (стреляющими и др. аппаратами) и наземными устройствами.

Каверна - 1. увеличение диаметра буровой скважины (преимущественно в глинистых породах). 2. пустоты, образованные процессами выщелачивания скелета горной породы.

Кавернометрия – метод каротажа, позволяющий измерить истинный диаметр ствола скважины.

Калибровка – снятие характеристик измерительного и регистрирующего тракта с помощью подачи на его вход сигналов заданной формы и амплитуды (для точного масштабирования измерений).

Каротаж – совокупность дистанционных методов изучения в стволе-скважины физических свойств и химического состава горных пород.

Керн - образец горной породы, отобранный в процессе бурения скважины.

Коллектор – горная порода с высокой пористостью и проницаемостью, содержащая извлекаемые количества полезного компонента (например, нефти и газа)

Коллиматор – устройство, обеспечивающее формирование направленных пучков излучения.

Компаратор – устройство, сравнивающее два сигнала и показывающее результат сравнения.

Комплексирование - совместное применение нескольких методов для решения определенной геологической задачи.

Корка глинистая - слой уплотненных глинистых частиц, содержащихся в промывочной жидкости и остающихся на стенке скважины.

Корреляция - геологическая увязка отдельных слоев, горизонтов и других элементов разреза между выработками и скважинами.

Магнитострикция - изменение формы и размеров тела при намагничивании, характерное для ферромагнитных веществ.

Меткоуловитель - устройство для считывания магнитных меток каротажного кабеля.

Микрозонд - скважинная установка электрического каротажа с расстоянием между электродами, равным 2.5 см, используемая для детальных исследований кажущегося сопротивления прискважинной части геологического разреза.

Модель – упрощенный образ реального объекта или явления с управляемыми исследователем параметрами.

Модуляция – процесс, в результате которого некоторые характеристики одного сигнала (несущего) изменяются в соответствии с характеристиками другого сигнала (информационного).

Наклонограмма – каротажная диаграмма, отражающая угол наклона пересеченных скважиной пластов и азимут их падения в функции глубин.

Номограмма – графическое изображение функциональной зависимости между несколькими переменными величинами в заданной области их изменения; каждое из значений переменных в этой области изображено точкой или линией.

Нормирование - перевод измеряемых величин в безразмерные путем отнесения к некоторым стандартным значениям величин, имеющих ту же размерность (например, изменение УЭС пород в долях УЭС промысловой жидкости).

Пакер – один из элементов испытателя пластов на трубах, предназначенный для герметического перекрытия кольцевого пространства скважины.

Палетка - семейство теоретически рассчитанных кривых зависимости одной величины от другой при некоторых постоянных значениях третьей величины, являющейся параметром семейства.

Перфорация – пробивание отверстий в обсадной колонне, цементном кольце и окружающих его горных породах для доступа потока флюидов из породы в скважину или в обратном направлении.

Пласт - 1. минимальная, коррелируемая от скважины к скважине часть разреза. 2. участок разреза, вскрытого скважиной характеризующийся той или иной локальной геофизической аномалией, коррелируемой от скважины к скважине.

Пласт большой мощности - это пласт мощностью более 20 м.

Пласт малой мощности имеет мощность менее 6 м.

Поле - особая форма материи, посредством которой осуществляется взаимодействие между источником поля и единичным зарядом той же природы.

Помеха - аддитивная или мультипликативная добавка к основному сигналу, не несущая полезной информации.

Пористость - наличие пустот в горной породе; количественно выражается коэффициентом пористости.

Потенциал - работа, которую необходимо затратить против сил поля источника для перенесения единичного заряда той же природы из бесконечности в данную точку пространства.

Преобразователь - устройство, преобразующее одну форму энергии в другую.

Проницаемость - способность горной породы пропускать через себя жидкости и газы.

Расходомер - дистанционный прибор для измерения скорости потока жидкости в обсаженной колонной скважине.

Резистивиметрия - метод определения удельного электрического сопротивления промывочных жидкостей, заполняющих скважину.

Сейсмовизор - скважинный акустический телевизор.

Сельсин – устройство для дистанционной передачи вращения мерного ролика блок-баланса к регистратору, смонтированному в лаборатории каротажной станции.

Сигнал – физический процесс (или явление), несущий сообщение (информацию) о каком-то событии, состоянии объекта наблюдения либо передающей команды управления и т.д.

Слой - часть пласта (или весь пласт), относительно однородная по литологии и полезному компоненту (например, по продуктивности)

Спектр (в физике) – совокупность всех значений какой-либо физической величины, характеризующей систему или процесс.

Телеметрия – измерение на расстоянии физических величин, характеризующих некоторый процесс.

Термогирлянды – серия термодатчиков, опускаемых в скважину на одном кабеле с заданным шагом. Используется для измерения температуры в скважинах в сложных условиях. Опускаются в скважину сразу же после окончания бурения и находятся там длительное время.

Томография - метод восстановления сечения (образа, разреза) по результатам измерения физического поля в тех случаях, когда измеряемые величины являются линейными интегралами восстанавливаемого параметра.

Цементометрия - определение высоты подъема, характера распределения и степени сцепления цемента с обсадной колонной и горными породами в затрубном пространстве скважины.

Центратор – устройство, позволяющее удерживать в процессе измерений ось скважинного прибора (зонда) в положении, близком к положению оси скважины.

Содержание

Лекция 1. Введение	3
Лекция 2. Принципы получения информации при геофизических исследованиях скважин	9
Лекция 3. Геофизические исследования разреза скважин (каротаж)	18
Лекция 4. Скважинная геофизическая аппаратура и оборудование при выполнении ГИС	25
Лекция 5. Электрический и электромагнитный каротаж	38
Лекция 6. Электромагнитные методы ГИС	45
Лекция 7. Специальные виды электрического каротажа	49
Лекция 8. Радиометрические и ядерно-физические исследования в скважинах	51
Лекция 9. Методы нейтронного каротажа	57
Лекция 10. Специальные виды каротажа	63
Лекция 11. Геохимические и геолого-технологические исследования	73
Лекция 12. Особые методы каротажа	76
Лекция 13. Методы изучения технического состояния скважин	80
Лекция 14. Прострелочные и взрывные работы в скважинах	92
Лекция 15. Методы исследования околоскважинного и межскважинного пространства	93
Лекция 16. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин	108
Лекция 17. Применение ЭВМ для интерпретации данных геофизических исследований скважин	118
Лекция 18. Комплексирование методов ГИС при разведке месторождений	125
Лекция 19. Заключение	147
Литература	150
Ключевые слова	152
Список встречающихся сокращений	152
Список основных терминов	154

Редактор

Ахметжанова Г.М.

Корректор

Марданова Э.З.