

**Құрманбаев Ш.А.**

**Базовый опорный конспект по дисциплине  
«Теоретические основы методов» для специальности 0704000  
«Геофизические методы поиска и разведки месторождений полезных  
ископаемых»**

Утвержден на заседании  
методического совета колледжа

Разработан 2017 год  
(дата)

Переработан 2017 год  
(дата)

**г.Семей, 2017 г**

Базовый опорный конспект разработан в соответствии с рабочей учебной программой и предназначен для студентов 2 курса колледжа специальности 0704000 «Геофизические методы поиска и разведки месторождений полезных ископаемых». Он содержит основные материалы теоретического курса по дисциплине «Теоретические основы методов» и содержит контрольные вопросы и задания по курсу. Сведения наиболее полно систематизированы и конкретизированы. Благодаря четким определениям основных понятий, их признаков и особенностей студент может сформулировать ответ, за короткий срок усвоить и переработать важную часть информации, успешно сдать экзамен. Базовый опорный конспект будет полезен не только студентам, но и преподавателям при подготовке и проведении занятий.

## Содержание

№	Разделы и темы	Стр.
1	Введение. История развития	4
2	Классификация скважин. Задачи решаемые геофизическими методами	5
3	Методы потенциалов собственной и вызванной поляризации горных пород	7
4	Методы кажущегося сопротивления	12
5	Индукционные и диэлектрические методы исследования скважин	15
6	Теоритические основы радиоактивных методов исследования скважин	20
7	Метод естественной гамма активности горных пород	22
8	Метод рассеянного гамма излучения	26
9	Метод стационарного и импульсного нейтронного поля	28
10	Физические основы метода акустического каротажа	34
11	Метод естественного магнитного поля и магнитной восприимчивости	37
12	Ядерно магнитный метод	40
13	Термометрические методы	42
14	Кавернометрия и профилометрия	44
15	Инклинометрия	46
16	Пластовая наклонометрия	49
17	Контроль цементирования скважин	51
18	Отбор образцов пород, проб пластовых флюидов и испытание пластов	56
19	Перфорация и торпедирование	59
20	Геофизические исследования скважин во время бурения	61
21	Геофизические исследования в эксплуатационных нефтяных и газовых скважинах	63

## Урок 1.

### Тема: Введение. История развития

#### План:

#### 1. История развития

1. Электроразведка является одним из основных методов разведочной геофизики. В основе её используется то, что различные рудные тела и горные породы обладают различной проводимостью электрического тока и поэтому пропускаемый через землю электрический ток всегда стремится пройти по наиболее проводящим телам и местам и всегда обтекает и обходит участки и горные породы, имеющие большое омическое сопротивление.

Попытки использовать электрические свойства горных пород с целью геологической разведки отдельными исследователями предпринимались ещё в XIX в., но они, однако, не дали положительных результатов.

В 1903 г. Е.Г. Рогозиным была опубликована монография «О применении электричества для разведки рудных залежей», из которой следует, что автор её располагал уже достаточно точными представлениями о характере распространения электрических токов в земной коре, но предложения его в то время не были реализованы. Промышленное применение электроразведки получила несколько позже, когда во Франции Шлумберже (1914-1918 г.г.) разработал и приметил метод сопротивлений, а в Швеции Лундберг и Зундберг (1919 – 1922 г.г.) положили начало электроразведке переменным током.

С 1930 года учеными В.А. Фоком, А.С. Семеновым, А.М. Пылаевым, Л.Я. Нестеровым, А.И. Заборовским, Л.М. Альпиным, Е.Н. Каленовым и др. был решен ряд теоретических вопросов, были разработаны новые модификации электроразведки и новые приемы интерпретации электроразведочных данных.

В настоящее время количество модификаций методов электроразведки весьма велико, но их можно разделить на две части – на электроразведку постоянным током и на электроразведку переменным током.

К электроразведке постоянным током относятся:

1) метод сопротивлений – электропрофилеирование и электроразведочное зондирование, 2) метод естественных полей, 3) метод заряженного тела, 4) метод изолиний.

В электроразведку переменным током входят: 1) метод изолиний, 2) метод интенсивности, 3) метод индукции, 4) метод спир (петли), 5) ондометрические (волновые) и некоторые другие методы.

Для решения задач структурной геологии, связанных с исследованием больших глубин (порядка 1-2 км. и более), в настоящее время используются главным образом методы постоянного тока, в основном вертикальное электрическое зондирование, а исследование самых верхних слоев земной коры на глубину до 100-200 м. и поиски полезных ископаемых выполняются как методами постоянного, так и переменного тока.

Методы электрической разведки широко применяются при гидрогеологических и инженерно-технических изысканиях. В этих случаях исследования ведутся с целью изучения подземных водных потоков, поисков и разведки минеральных вод, выявления пресных вод среди минеральных, изучения карстовых явлений, изучения оснований под капитальные сооружения – дамбы, плотины и под крупные промышленные строительства.

Электроразведка используется также в дорожном деле при разведке трасс проектируемых железных дорог, при наблюдении за содержанием дорожного полотна, особенно в районах вечной мерзлоты, и при изучении трасс подземных трубопроводов, например, нефтегазопроводов и пр. Наиболее хорошие результаты электроразведка дает в том случае, когда она применяется в комплексе с другими методами разведочной геофизики, и когда она проводится с учетом всех геологических данных.

#### Контрольные вопросы:

1. Что изучает дисциплина «Теоретические основы методов»?
2. Расскажите о цели изучения данной дисциплины.
3. Дайте ясное представление о сущности геофизических методов.

## Урок 2.

### Тема: Классификация скважин. Задачи решаемые геофизическими методами

#### План:

1. Понятие скважины. Структура скважин, её элементы
2. Сопровождение процесса бурения геофизическими методами исследования скважин.
3. Изучение эксплуатационных характеристик пластов.
4. Изучение технического состояния эксплуатационных и нагнетательных скважин

В геофизике как прикладной науке главным объектом изучения являются горные породы и связанные с ними полезные ископаемые. Сведения о составе пород, глубине и форме их залегания и наличии в них полезных ископаемых получают путем изучения физических и физико-химических полей разной природы, интенсивность которых зависит от петрофизических характеристик объекта, его геологического строения, и мощности источника поля.

При геофизических исследованиях горные породы и полезные ископаемые изучаются в разрезах скважин. Скважина представляет собой вертикальную или наклонную цилиндрическую горную выработку, длина которой значительно больше ее диаметра. Она состоит из трех основных частей: устья — ее верх, забоя — ее дно и ствола — вся цилиндрическая часть от устья до забоя. Скважины бурят с целью поисков месторождений нефти, газа, угля, руд, пресных и термальных вод, а также для решения различных геологических задач. Значительный объем скважин приходится на эксплуатационные и нагнетательные, которые бурят при разработке месторождений нефти и газа.

Скважина — это сложное и дорогостоящее сооружение, поэтому получение наиболее полной и качественной информации о ее техническом состоянии, вскрытых горных породах, процессе выработки нефтяных и газовых, угольных и рудных пластов является важной задачей. Геофизические методы исследования скважин играют при этом первостепенную роль, так как только они дают наибольший объем непрерывной информации, позволяющей обнаруживать месторождения полезных ископаемых, обоснованно вести их разработку.

Вскрывая толщи горных пород, скважина нарушает их естественное залегание. В результате частично изменяются физико-химические условия окружающей среды и петрофизическая характеристика пород, прилегающих утенке скважины. Изменяются также первоначальное геостатическое давление и температура.

Горные породы обладают различными механическими свойствами. Плотные сцементированные породы при разбурировании вблизи стенки скважины не разрушаются, рыхлые, хрупкое, трещинные породы, наоборот, размываются промывочной жидкостью, вследствие чего образуются каверны, т. е. увеличивается диаметр ствола скважины.

Вскрытие пород при бурении производится, как правило, при давлении в скважине, превышающем пластовое, поэтому в пористые, проницаемые породы проникает промывочная жидкость. Поры пород-коллекторов обычно имеют небольшие радиусы (от единиц до сотен микрометров), и в такие породы поступает только фильтрат промывочной жидкости, а глинистые частицы оседают на стенке скважины, образуя при этом глинистую корку. Глинистая корка препятствует разрушению породы и снижает дальнейшее поступление фильтрата жидкости в пласт.

В результате воздействия промывочной жидкости на проницаемый пласт под давлением, превышающем пластовое, образуется зона проникновения фильтрата промывочной жидкости (рис. 1). В зоне проникновения физические свойства породы изменены. Прежде всего изменяется физико-химический состав флюида в -поровом- пространстве. При взаимодействии фильтрата промывочной жидкости с породой происходят различные физико-химические процессы: набухание глинистых частиц, реакции окисления и восстановления, образование потенциалов фильтрации и т. д. Диаметры зоны проникновения в радиальном направлении могут изменяться в достаточно широких пределах — от единиц сантиметров до десятков метров. Вблизи стенки скважины фильтрат промывочной жидкости вытесняет в значительной мере первоначальный флюид (пластовую воду, нефть, газ). Наиболее измененная часть пласта вблизи стенки скважины называется промытой зоной.

При изучении физических характеристик неизменной части пласта геофизическими методами сама скважина, промытая зона и зона проникновения фильтрата промывочной жидкости являются препятствиями для установления истинных параметров породы — ее пористости, проницаемости, глинистости, нефтегазонасыщения и т. д. Для устранения влияния измененной части пласта на показания геофизических методов созданы специальные аппаратные устройства, позволяющие увеличить глубинность метода в радиальном направлении, и разработаны способы интерпретации, исключающие влияние скважины и промывочной жидкости, промытой зоны и зоны проникновения. При использовании установок с (малым радиусом исследования (микрометоды) на показания геофизических методов оказывают влияние, кроме того, толщина и физические свойства глинистой корки.

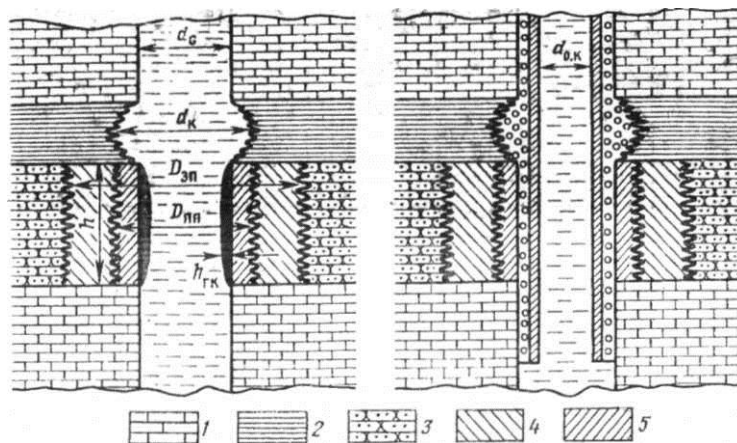


Рис. 1. Схема участка разреза горных пород с необсаженной (а) и обсаженной колонной (б) скважинах. 1 — известняк плотный; 2 — глина; 3 — песчаник проницаемый; 4 — зона проникновения фильтрата промывочной жидкости; 5 — промытая зона; 6 — глинистая корка; 7 — цемент; 8 — колонна; 9 —

промывочная жидкость.  $d_c$ ,  $d_K$ ,  $dQ$   $\kappa 1$   $l > 3\Pi g D_{np}$  — диаметры скважины, каверны, обсадной колонны, зоны проникновения и промытой зоны соответственно;  $h_{гк}$  — толщина глинистой корки;  $H$  — мощность пласта.

При бурении скважин в качестве промывочных жидкостей, используемых для выноса на поверхность выбуренных частиц горных пород, а также для укрепления стенок скважин и вращения долота при турбинном бурении, применяются специально приготовленный глинистый раствор с добавлением различных реагентов и утяжелителей, техническая вода, обогащенная глинистыми частицами из разбуриваемых глинистых толщ, и так называемые нефилтрующие растворы на нефтяной или других основах. Промывочные жидкости характеризуются определенной плотностью, вязкостью, водоотдачей, содержанием песка, концентрацией растворенных солей и т. д. От физико-химических свойств промывочной жидкости зависит эффективность методов ГИС.

После окончания бурения и проведения геофизических исследований в открытом стволе скважину укрепляют обсадными металлическими колоннами. В зависимости от конструкции скважины в нее опускают одну или несколько колонн. Пространство между опущенной колонной и стенкой скважины укрепляют с помощью цементного раствора для разобщения отдельных пластов и раздельного их опробования при поисках, разведке и разработке месторождений. Исследования разрезов скважин, обсаженных металлическими трубами, можно проводить только методами радиометрии, термометрии, сейсмометрии.

При измерениях радиоактивных, тепловых, акустических полей на показания методов в обсаженных скважинах искажающее влияние оказывают не только сама скважина, промытая зона проникновения, но и толщина стенок обсадных колонн и их материал, толщина цементного камня в затрубном пространстве и качество его сцепления с колонной и породами. Существуют способы, позволяющие исключить или учесть влияние колонны и цемента на показания геофизических методов.

#### **Основы телеметрии скважин**

Телеметрия (телеизмерения) – измерение сигналов на расстоянии с помощью каналов связи. Телеизмерительная система представляет собой совокупность измерительных и преобразовательных приборов с линиями связи между ними.

При геофизических исследованиях получают информацию об изучаемом объекте, находящемся в околоскважинном пространстве или в самой скважине. Глубина скважин колеблется от десятков метров до нескольких километров. В зависимости от этого сигналы регистрируются телеизмерительными системами дистанционного и ближнего действия.

По типу связи различают телеизмерительные системы неэлектрические (гидравлические) и электрические (проводные, радио). При исследовании скважин основную роль играют системы с электрическими проводными линиями. Гидравлическая линия связи – промывочная жидкость скважины – используется лишь при газометрии скважин.

Телеизмерительную систему при скважинных измерениях можно представить в следующем виде. В скважине находится первичный преобразователь сигнала (электрического или неэлектрического) – датчик, который преобразует ту или иную физическую величину (напряженность электромагнитного поля, скорость распространения упругих колебаний, силу электрического тока, энергию или плотность радиоактивных частиц, температуру, механическое перемещение и т.д.) в сигнал удобный для передачи на расстояние, преобразования и регистрации (рис.2). Датчик – один из основных элементов в устройствах дистанционных измерений и телеизмерений.

#### **Контрольные вопросы:**

1. Перечислите задачи, решаемые геофизическими методами.
2. На какие категории подразделяются скважины?
3. Знаете ли вы цель бурения скважин?
4. Элементы конструкции скважин?
5. Что такое обсадная колонна?

### **Урок 3.**

#### **Тема: Методы потенциалов собственной и вызванной поляризации горных пород**

##### **План:**

1. Назначение электрического и электромагнитного каротажа. Классификация электрических методов исследования.
2. Сущность таких методов, как: каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), каротаж потенциалов вызванной поляризации (ВП).
3. Кривые ПС и ВП. Области применения ПС и ВП и решаемые геологические задачи.

Потенциалы собственной поляризации горных пород в скважине возникают в результате окислительно - восстановительных, диффузионно - адсорбционных и фильтрационных процессов. Свойство горных пород поляризоваться под действием перечисленных физико-химических процессов называется естественной электрохимической активностью. В зависимости от физико-химической природы поляризующего процесса электрохимическая активность разделяется на следующие виды:

- диффузионно-адсорбционную, определяющую свойства пород изменять величину и знак диффузионных потенциалов;
- окислительно-восстановительную, характеризующую способность горных пород поляризоваться в случае, когда их окислительно-восстановительный потенциал отличается от потенциала окружающей среды;
- фильтрационную, определяющую возникновение электрического поля в породе при перемещении жидкости через её поровое пространство.

Наблюдение естественных потенциалов в скважинах позволяет выделять пористые сухие и водоносные пласты, зоны сульфидной минерализации, оценивать общую минерализацию подземных вод и проводить литологическое расчленение разреза скважины.

Для измерения ПС применяют установку, содержащую два электрода М и N. Обычно электрод М перемещается вдоль скважины на кабеле, а электрод N заземляют около ее устья. Поскольку электрод N неподвижен и потенциал его остается неизменным, то кривую, измеренную электродами М и N, можно рассматривать как кривую изменения потенциала электрода М. Если необходимо более четко выделить границы пластов или снизить влияние сильных блуждающих токов в рудных скважинах, применяют установку градиента потенциала. Она характеризуется тем, что оба измерительных электрода М и N, составляющих зонд ПС, перемещаются вдоль оси скважины. Точкой записи потенциала служит электрод М, а градиента потенциала - середина между электродами М и N. Измеряемая величина  $\Delta U$  выражается в миллиВольтах (мВ). Для обоснования базы (расстояния между измерительными электродами М и N) градиентной установки ПС необходимо диаграмму, записанную потенциальной установкой, продифференцировать с различным расстоянием (20, 30, 50 и т.д. см) и выбрать наиболее выразительную диаграмму, обеспечивающую выделение пластов минимально – разрешённой мощности (обычно 30 см).

При геологической интерпретации кривых ПС необходимо учитывать следующее.

Величина потенциала собственной поляризации находится в тесной зависимости от диффузионно-адсорбционной активности пород, а, следовательно, - от их относительной глинистости.

Если минерализация пластовых вод выше минерализации фильтрата бурового раствора и пластовое давление ниже гидростатического давления раствора на уровне пласта, то в большинстве случаев отрицательными аномалиями ПС отмечаются чистые песчаные, карбонатные и гидрохимические осадки, а положительными аномалиями ПС - глины и сильно заглинизированные породы.

На диаграммах ПС могут наблюдаться аномалии, не связанные с изменением литологии изучаемого разреза, вызванные нестабильностью электродных потенциалов, потенциалами осаждения, наличием электрических полей гальванокоррозии грузов и зондов, блуждающими токами, утечками и другими причинами. Наибольшие помехи создают силовые установки работающего полигона.

При слабой минерализации поровой жидкости (2-5 Ом), характерной для большинства гидрогенных месторождений, и электропроводность горных пород и их поляризуемость обусловлены одним и тем же фактором – глинистостью. Именно поэтому диаграммы ПС и КС так хорошо коррелируются между собой в песчано – глинистой части разреза. Некоторое несовпадение диаграмм по форме объясняется, в первую очередь, несколько различной глубиной исследования обеих методов, и, как следствие, различным влиянием скважины на результаты измерений.

Самопроизвольное образование электрического поля в скважине и вблизи нее называют самопроизвольной поляризацией (ПС). Электродвижущая сила самопроизвольной поляризации  $E_{пс}$ , под действием которой в скважине возникают токи ПС, зависит от строения и свойств геологического разреза. Токами ПС в скважине создается потенциал самопроизвольной поляризации  $V_{пс}$ . Потенциалы ПС возникают главным образом благодаря явлению диффузии. В меньшей мере – фильтрации, а в рудных и угольных скважинах также в связи с окислительно-восстановительными процессами. На контакте двух водных растворов солей с разной минерализацией (различаются концентрацией или химическим составом) происходит процесс диффузии. Растворенное вещество переходит в виде ионов из более концентрированного раствора в менее концентрированной. Ионы разного знака передвигаются с разной скоростью. В результате в одном из растворов оказывается избыток анионов, а в другом катионов, что приводит к образованию диффузионного потенциала на контакте растворов.

Промывочная жидкость, заполняющая скважину, и пластовая являются растворами (в основном NaCl) причем пластовая вода обычно имеет большую концентрацию. Можно считать, что концентрации растворов NaCl обратно пропорциональны их удельным сопротивлениям:

$$E = klg(q_{пв}/q_{ф}) = R/q(r_{ф}/R_{пв}).$$

Где  $q_{ф}$  и  $q_{пв}$ ,  $R_{ф}$  и  $R_{пв}$  – концентрация и удельное сопротивление соответственно фильтрата промывочной жидкости и пластовой воды,  $R$  – коэффициент, зависящий от химического состава растворов и температуры.

Возникающий при этом потенциале называют диффузионно-адсорбционным потенциалом самопроизвольной поляризации.

$$E = Rqa \lg(q_{пв}/q_{ф}) = Rqa \lg(r_{ф}/R_{пв}).$$

Где  $Rqa$  – коэффициент, зависящий в отличие от  $R$  главным образом от литологии горных пород, из которых состоит перегородка. Пески, песчаники и карбонатные породы не влияют на образование потенциала Еда в скважине, в то время как перегородка из глин, оргилита резко увеличивают его величину.

В песчаном пласте, залегающем в глинистых вмещающих породах, имеется ряд контактов, на которых возникают свободные и диффузионно-адсорбционные потенциалы ПС: кровля и подошва пласта, поверхности раздела пласт – скважина, вмещающие породы – скважина. В результате против песчаного пласта наблюдается опорный, общий по отношению к вмещающим породам отрицательный (при  $R_f > R_{пв}$ ), а реже положительный (при  $R_f < R_{пв}$ ), потенциал самопроизвольной поляризации  $V_{пс}$ .

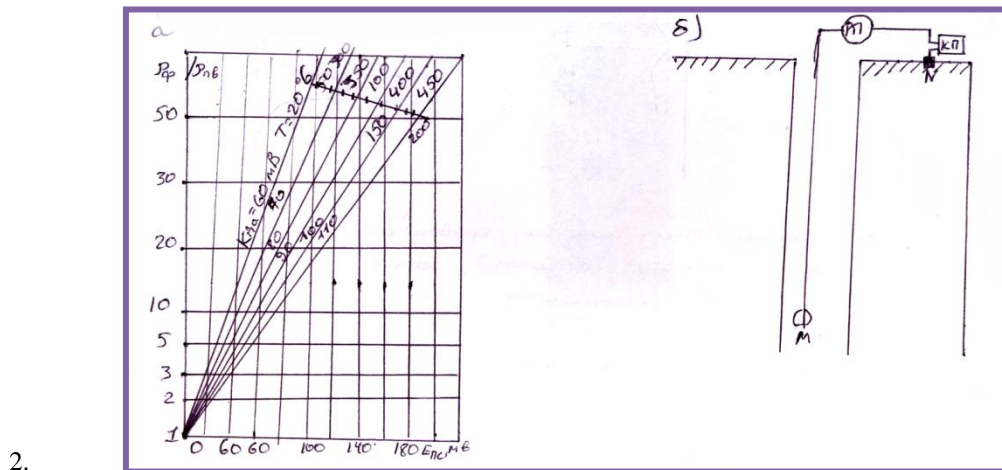


Рис. Зависимость

потенциала самопроизвольной поляризации

$E_{пс}$  от отношения  $R_f / R_{пв}$  для чистого песчаного пласта (а) и принципиальная схема измерений потенциала ПС (б). РП – регистрирующий прибор; КП – компенсатор поляризации. Благодаря превышению гидростатического давления под пластовым, промывочная жидкость фильтруется из скважины в поровое пространство моста, причем возникает фильтрационный потенциал  $E_{пс}$  против проницаемых пластов. В скважинах, в разрезах которых встречаются естественные электронные проводники (антрациты, сульфиды), часто наблюдаются окислительно - восстановительным потенциалом.

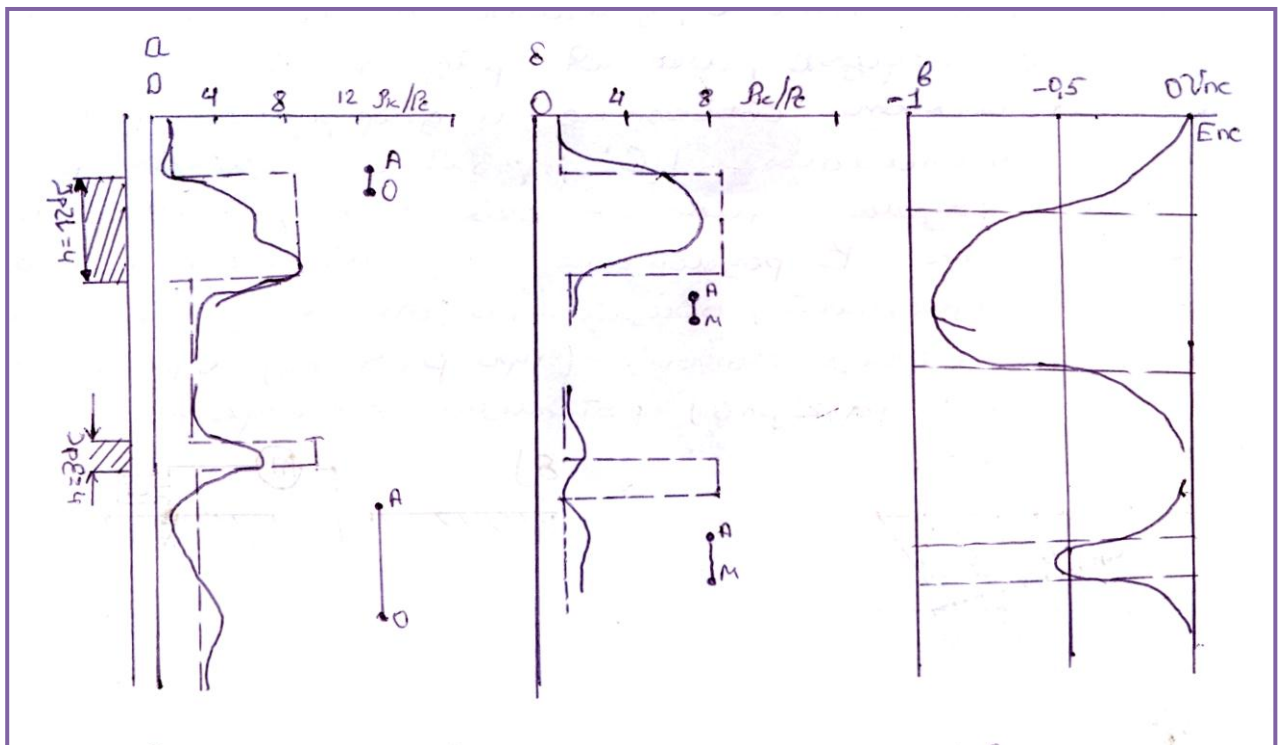


Рис. 6.4. Формы теоретических кривых для однородных одиночных пластов высокого сопротивления ( $r_p = 10$  рвм) разной мощности

а – для подошвенного градиент – зонда

б – для потенциального зонда

в – кривые ПС

Измерение потенциала  $U_{пс}$ . По скважине (каротаж ПС) производится при помощи измерительной схемы, состоящей из двух электродов, компенсатора поляризации и регистрирующего прибора (рис.2.,б) электрод N находится на поверхности, электрод M передвигается по скважине, а прибор регистрирует изменение разности потенциалов в милливольтх. Точкой записи кривой ПС является электрод M.



Кроме переменной разности потенциалов ПС, между электродами М и N существует постоянной электродной разность потенциалов, не связанной с разрезом скважины, по величине соизмеримой с полезной составляющей. Электродную разность потенциалов полностью или частично компенсируют компенсатором поляризации для того, чтобы регистрация кривой ПС была проведена в области значений, удобных для измерения.

При регистрации кривой ПС потенциал электрода N остается неизменным. Поэтому кривой ПС позволяет судить только об изменении  $U_{nc}$  по скважине, но не об его абсолютной величине. На диаграмме указывают масштаб кривой ПС в мВ/см, но не отмечают начало отсчета, т.е. кривой ПС нет нулевой линии.

Наибольшие амплитуды на кривой ПС наблюдается против мощных мостов, когда скважина заполнена пресной п.ж. и удельные сопротивления пород невелики (песочно-глинистый разрез). Типичным разрезом, благоприятным для применения каротажа ПС, является отложения Тюменской области.

Плохо дифференцированные кривые ПС получаются при высоких удельных сопротивлениях пород (карбонатный разрез), но особенно при наличии в разрезе мостов каменной соли. Соль растворяясь в промысловой жидкости, повышает её минерализацию до значений, характерных для мостовых вод. В районах, где скважины бурят на высокоминерализованных п.ж. (Оренбург, Белоруссия), каротаж ПС не проводят.

Против чистого моста, мощность которого  $h > 4 ds$ , амплитуда  $U_{nc}$  и границы моста приурочены к точкам на кривой ПС, соответствующим половине амплитуды.

В песочно-глинистом разрезе кривой ПС – надежное средство выделения песочных мостов) корреляция разрезов скважины.

В угольных и рудных скважинах самопроизвольной поляризации возникает в связи с окислительно-восстановительными процессами. На кривых ПС отражены и рудные тела выделяются четкими положительными аномалиями.

Для выделения в разрезе скважины вкрапленных руд с электронной проводимостью, например сульфидных, используют каротаж вызванных потенциалов (ВП).

При каротаж ВП применяют ту же четырехэлектродную установку AMNB, что и при каротаже сопротивлений. Если через токовые электроды А и В пропустить постоянный ток и разомкнуть цепь этих электродов, электрическое поле исчезнет не сразу, а между измерительными электродами М и N будет наблюдаться быстро убывающая со временем остаточная разность потенциалов. Эту разность потенциалов называют вызванным потенциалом, а создающее её поле – вызванной поляризацией.

На контакте породы или руды, имеющей электронную проводимость, с вмещающими г.п. и буровым раствором, обладающими ионной проводимостью, возникает разность потенциалов, называемой электродным потенциалом. На этом основан способ выделения пересеченных скважинных пород и руд, обладающих электронной проводимостью (сульфидных руд, сланцев) названный методом электродных потенциалов (ЭП).

Зонд ЭП представляет собой цилиндрический непроводящий корпус с двумя закрепленными на нем изолированными измерительными электродами: центральный электрод М в виде щетки скользит по стенке скважины, а расположенный сверху и снизу относительно М цилиндрический электрод N не касается стенок скважины, для чего зонд оснащен центраторами. Электроды изготовлены из цинка.

Против вмещающих пород разность потенциалов между электродами М и N не превышает десятка миллионов. Величина электродного потенциала для разных руд различна: наибольшая – для пирита, наименьшая галенита. Кроме того, он зависит от размеров рудного тела и характера распределений руды (массивной вкрапленной) характерных для пластовых вод. В районах, где скважины бурят на высокоминерализованных промысловых жидкостях (Оренбург, Белоруссия) каротаж ПС не проводят.

**Метод вызванной поляризации.** Как и в полевой электроразведке, при исследовании скважин можно изучать вызванные потенциалы, т.е. потенциалы, наблюдаемые после прохождения тока в горной породе и обусловленные их различной поляризуемостью (см. 7.2). В скважинном методе вызванной поляризации (каротаж ВП) регистрируются потенциалы на приемных электродах при пропускании тока через питающие электроды (так же, как и при каротаже КС). Кроме того, проводится регистрация разности потенциалов на тех же электродах через некоторое время после выключения тока. В результате определяют потенциалы вызванной поляризации.

Метод ВП применяется для выявления зон сульфидного оруденения (в том числе вкрапленных руд), разведки угля и других руд с электронной проводимостью и решения некоторых других задач.

#### **Контрольные вопросы:**

1. На чем основан электрический каротаж?
2. На чем основан электромагнитный каротаж?
3. Перечислите виды электрического каротажа.
4. Расскажите о процессах возникновения ПС..
5. Назовите физико–химические процессы возникновения вызванной поляризации?
6. Какие модификации вы знаете методов ПС, ВП?
7. Принцип работы зондов ПС, ВП?
8. Какие геологические задачи решает ПС., ВП?



## Урок 4.

### Тема: Методы кажущегося сопротивления

#### План:

1. Удельное сопротивление горных пород. Факторы влияющие на удельное сопротивление пород.
2. Физический принцип метода сопротивлений.
3. Боковое каротажное зондирование (БКЗ)
4. Боковой каротаж.

#### 1. Удельное электрическое сопротивление горных пород

Применение электроразведки основано на свойствах горных пород в различной степени проводить электрический ток. Это свойство определяется величиной удельного сопротивления. ( $\rho$ )  $\rho = R \frac{S}{\ell}$

Если  $S$  и  $\ell$  выбрать равными единице, то  $\rho$  будет численно равна  $R$ , т.е. сопротивлению образца этой породы, имеющего форму куба с ребром 1 м, выраженному в омметрах (омм.) Иногда  $\rho$  выражают в омсантиметрах (10 омм = 100 омсм.)

Удельное электрическое сопротивление различных горных пород изменяется в весьма широких пределах (от 10-до  $10^{17}$  омм), что дает возможность исследовать горные породы на основании изучения их омических свойств. Сопротивление горных пород определяется целым рядом факторов, главнейшими из которых являются: 1) минеральный состав породы, 2) пористость породы, 3) степень заполнения пор жидкой фазой, 4) удельное сопротивление жидкой фазы.

Минеральный состав пород оказывает влияние на уд.эл. сопротивление в силу того, что сами минералы, входящие в состав породы, обладают собственными сопротивлениями, порой весьма различными. По электропроводности все множество минералов можно разделить на три группы: а) минералы – проводники, б) минералы – полупроводники, в) минералы – непроводники. Наилучшими проводниками электрического тока являются сульфиды (галенит, пирротин, пирит, магнетит, халькопирит, марказит), а также молибденит и графит.

Наиболее характерными минералами группы минералы – полупроводники являются: гематит, ильменит, лимонит, сидерит, хромит, пиролюзит, сфалерит, киноварь и каменные угли.

Кварц, полевые шпаты, слюды, каменная соль, кальцит, ангидрит, гипс и многие другие минералы, в том числе и бурые угли, образуют третью группу минералов – непроводники с  $\rho = 10^{10} - 10^{17}$  омсм.

Чаще проводящие минералы вкраплены или рассеяны в горных породах. В этом случае они повышают электропроводность породы в зависимости от того, каково их процентное содержание в породе.

Удельное сопротивление осадочных пород от минерального состава практически совсем не зависит. Так как главнейшие породообразующие минералы обладают огромным удельным сопротивлением, то можно было полагать, что удельное сопротивление горных пород должно было бы выражаться многими миллионами омм.

Однако этого не наблюдается, и горные породы в естественном залегании характеризуются относительно невысокими значениями  $\rho$ .

Это объясняется тем, что наиглавнейшим фактором, определяющим омические свойства горных пород, является не минеральный состав последних, а их влажность, которая неразрывно связана с пористостью и трещиноватостью горных пород. Пористость горных пород оценивается отношением объема породы в процентах. По значениям пористости могут быть намечены три группы пород:

1. Извержение породы (гранит, диабаз, диорит, габбро, перидотит, порфир и др.), кварцит, мрамор, кристаллическая соль. Значения пористости для них составляет от долей процента до 2-3 % и лишь в редких случаях до 7-8 %.

2. Известняки органические, доломиты, песчаники, сланцы, гипс, ангидрит, мел. Значения пористости для них изменяется в более широких пределах, чаще от 1-2 до 15-25 % и реже – до 30-35 %.

3. Глины, мергели, пески, торф, почвы обладают максимальной пористостью, которая достигает значений от 20 до 50-55%, а для торфа 80 %.

Наибольшим сопротивлением обладает дождевая вода. Сопротивление последней, вследствие незначительного содержания в ней минеральных примесей, достигает 400-1500 омм. Значительно меньшим сопротивлением обладают поверхностные воды. Например, речные воды имеют сопротивление порядка 60-400 омм, что свидетельствует содержанию минеральных солей менее 0,1 г/л. Таким же примерно сопротивлением обладают и относительно пресные грунтовые воды.

Сильноминерализованные воды обладают весьма хорошей электропроводностью. Например, морская вода имеет сопротивление 0,1 – 1 омм, что соответствует содержанию солей около 15-20 г/л. Поэтому степень водонасыщенности и степень минерализации воды является главным факторами, снижающими и определяющими электрическое сопротивление горных пород. Что касается влияние на  $\rho$  рода растворенного вещества, то последнее существенного значения не имеет, так как удельные сопротивления водных растворов различных солей близки друг другу.

Кроме того, сопротивление раствора, а следовательно, и горных пород, с повышением температуры на 1° уменьшается примерно на 2 %. Однако это остается справедливым лишь до температуры замерзания, так как при температуре ниже точки замерзания раствора его сопротивление, а следовательно, и сопротивление породы сильно вырастает. Поэтому мерзлые породы обладают очень большим удельным сопротивлением.

#### 2. Метод сопротивлений. Физический принцип метода сопротивлений

Для определения электрического сопротивления горных пород применяется четырехэлектродная установка, электроды которой обозначаются буквами А, М, N, В. Через электроды А, В, называемые токовыми, опускаются в скважину и в окружающие породы вводится ток I, создающий электрическое поле.

При помощи двух других электродов М и N, называемых измерительными, измеряют разность потенциалов этого электрического поля между двумя точками в скважине. Электроды А, М, N или А, В, М составляют обычный каротажный зонд, который спускается на кабеле в скважину.

Четвертый электрод (В при зонде АМN или N при зонде МАВ) находится на поверхности земли, вблизи устья скважины. Зонд с одним токовым электродом называется однополюсным, с двумя - двухполюсным. Размеры электродов обычных каротажных зондов достаточно малы по сравнению с расстоянием между ними и с диаметром скважины, поэтому их можно считать точечными. Разность потенциалов  $\Delta U$ , измеряемая между электродами М и N, пропорциональна току I и сопротивлению той среды, где находится зонд. Чтобы установить характер этой зависимости, рассмотрим электрическое поле, возникающее в однородной изотропной среде с удельным сопротивлением  $\rho_p$  при пропускании через точечный электрод А тока I. Пусть второй полюс источника тока В расположен в бесконечности, что соответствует схеме однополюсного зонда. Вычислим разность потенциалов  $\Delta U$  между точками М и N изучаемого пространства.

Удельное сопротивление среды

$$\rho_p = 4\pi \cdot \frac{AM \cdot AN}{MN} \cdot \frac{\Delta U}{I} = k \frac{\Delta U}{I}$$

где k - коэффициент зонда, зависящий только от расстояний между его электродами

$$k = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN}$$

Среда, в которой производятся измерения каротажными зондами, неоднородна. Поэтому направление токовых линий существенно отличается от соответствующих в однородной среде. Однако и в этом случае пользуются формулами, полученными для однородной среды, определяя по ним некоторую осредненную величину, называемую кажущимся удельным электрическим сопротивлением пород:

$$\rho_k = k \cdot \frac{\Delta U}{I}$$

Результаты измерения КС представляются в виде кривой изменения  $\rho_k$  с глубиной. Чтобы получить кривую КС, необходимо, поддерживая постоянную силу тока I, протекающего через электроды А и В, зафиксировать изменение разности потенциалов между электродами М и N при перемещении зонда по стволу скважины.

### 3. Боковое каротажное зондирование (БКЗ)

Определение  $\rho_p$  по кривым КС стандартного зонда возможно только в отдельных благоприятных случаях. В общем случае  $\rho_k$  зависит от целого ряда величин, характеризующих среду, окружающую зонд: от размеров и сопротивлений зоны проникновения, УЭС вмещающих пород, мощности пласта, сопротивления бурового раствора и т. д. Чтобы исключить влияние этих факторов, проводят измерения КС пластов набором однотипных зондов разных длин. Принципиальная возможность определения  $\rho_p$  и  $\rho_{zp}$  по данным измерений зондами различной длины основана на том, что эти зонды имеют различную глубину исследования.

При малых размерах зонда ( $L \ll dc$ ) измеряемое кажущееся сопротивление определяется главным образом сопротивлением бурового раствора  $\rho_b$ ; при увеличении размера зонда на величину  $\rho_k$  все больше влияют сопротивления  $\rho_p$  и  $\rho_{zp}$  а при значительном превышении размера зонда над диаметром скважины ( $L > d$ ) и глубиной проникновения фильтра бурового раствора ( $L > D, \rho$ ) величина  $\rho_k$  приближается к истинному значению.

Боковое электрическое зондирование может быть осуществлено как потенциал-, так и градиент зондами. В промыслово-геофизической практике применяют главным образом градиент-зондирование, поскольку потенциал-зондами выделить тонкие пласты высокого сопротивления невозможно. Для исследования разрезов нефтяных и газовых скважин наиболее часто применяется следующий набор последовательных градиент-зондов: А0.4М0.1 N, А 1 М0.1 N, А2М0.5N, А4М0.5N, А8М 1 N. Для уточнения отбивки границ отдельных пластов и учета явлений экранирования комплект подошвенных градиент-зондов дополняют одним кровельным зондом, обычно N0.5M4A или N0.5M2A. Совместно с БКЗ обязательно проводят измерения величин  $dc$  и  $\rho_b$  в пределах исследуемого интервала скважины.

Основная цель такого зондирования - получение кривой изменения кажущегося сопротивления как функции от размера зонда:  $\rho_k = f(AO)$ . Эта кривая, называемая фактической кривой зондирования, сравнивается с расчетными кривыми, собранными в палетки. В итоге такого сравнения устанавливается совпадение фактической и одной из палеточных кривых, при этом параметры модели, для которой рассчитана палеточная кривая, принимаются в качестве результата интерпретации.

При сопоставлении интерпретационного бланка с палеткой используют две характерные точки: крест скважины с координатами  $\rho_k = \rho_c$  и  $AO = dc$  и для пластов ограниченной мощности крест пласта (или точку учета мощности) с координатами  $\rho_k = \rho_{vm}$ ,  $AO = h$  (рис. 2.15).

### 4. Боковой каротаж

Для исследования скважин, разрез которых представлен породами высокого сопротивления с частым чередованием тонких пластов, а также скважин, заполненных минерализированной промывочной жидкостью, применяют зонды ЭК с дополнительными, так называемыми экранными электродами.

Через экранные электроды пропускается ток в том же направлении, что и через основной токовый электрод зонда, чтобы препятствовать растеканию тока основного электрода по скважине и вмещающим породам и направить с помощью экранных электродов называют *фокусировкой*, а каротаж сопротивления зондами с экранными электродами и фокусировкой тока – боковым каротажом (БК).

В зависимости от числа электродов различают трехэлектродный и многоэлектродный зонды БК.

Трехэлектродный зонд каротажа БК представляет собой цилиндрический электрод длиной около 3 м, разделенный изоляционными промежутками на три части: небольшой по длине (15 см) основной электрод  $A_0$  и два симметрично расположенных однополярных электрода  $A_1$  и  $A_2$ . Через все три электрода пропускается ток одной полярности и обеспечивается равенства их потенциалов.

Многоэлектродные зонды БК состоят из основного токового  $A_0$ , двух пар измерительных  $M_1, N_1$  и  $M_2, N_2$  и одной или нескольких пар электродов. Одноименные электроды расположены симметрично по обе стороны основного электрода  $A_0$  и по парно электрически соединены друг с другом. Сила тока через экранные электроды автоматически регулируется так, чтобы разность потенциалов между электродами  $M_1, N_1$ , а также  $M_2, N_2$  была равна нулю.

В разрезе любого типа БК используют для выделения пластов, определение их мощности, начиная с десятков сантиметров, а также определения  $\rho_n$  пластов, в которых отсутствует проникновение.

Диаграммы бокового каротажа регистрируют в масштабе глубин 1: 200- в интервале проведения БКЗ. Масштаб записи кривой БК выбирается таким, при котором против водоносных коллекторов с  $\rho_k \leq 10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  амплитуда аномалии составляет не менее 1 см. При работе с прибором АБКТ его устанавливают по отклонениям бликов гальванометров, задавая стандарт сигналы. Заданные отклонения обеспечивают регулированием выходных сигналов измерительных панелей и постоянных по напряжению в каналах каротажного регистратора. Нулевые положение бликов отклонения и отклонение с соответствием с выбранным масштабом обязательно фиксируются на диаграмме в начале и в конце интервала исследований.

Литолическое расчленение разреза методами БК производится по удельному сопротивлению горных пород. Фактические кривые БК напоминают кривые обычных потенциал зондов. Ориентировочно мощность пласта высокого сопротивления определяется шириной аномалии у ее основания.

### Контрольные вопросы

1. Каков диапазон изменения удельного электрического сопротивления горных пород?
2. В каких единицах измеряется удельное сопротивление горных пород?
3. Чем определяется удельное сопротивление водных растворов?
4. Перечислите факторы, определяющие удельное сопротивление горных пород?
5. Объясните основную формулу электрического каротажа  $\rho = K \Delta U / I$
6. Назовите типы зондов.
7. Расскажите о микрозондах.
8. Расскажите о боковом каротажном зондировании.
9. В чем преимущество фокусированных методов электрического каротажа?
10. Расскажите о сущности бокового каротажа.
11. Какие вы знаете модификации бокового каротажа?

### Урок 5

#### Тема: Индукционные и диэлектрические методы исследования скважин

##### План:

1. Физические основы метода
2. Исследовательские характеристики зондов ИК
3. Интерпретация результатов

##### 1. Физические основы метода

Индукционный каротаж (ИК) первоначально был предназначен для электрических исследований в сухих скважинах или скважинах, бурящихся на непроводящих (нефтяных) растворах. Может применяться в случае обсадки скважин асбоцементными или пластмассовыми трубами. Особенно хорошие результаты дает при изучении пластов низкого сопротивления (от 0 до 50 Ом/м).

Прибор индукционного каротажа (рис. 9.1) содержит генераторную КГ и приемную КП катушки, размещенные в корпусе из прочного диэлектрика. Расстояние  $L$  между ними называется *длиной зонда*. Через генераторную катушку пропускается переменный ток генератора с частотой 10-200 кГц. Переменное магнитное поле этого тока индуцирует вихревые токи в породах, окружающих скважинный снаряд. Магнитное поле вихревых токов, в свою очередь, индуцирует в приемной катушке ЭДС, которая поступает на усилитель. Если ток генератора имеет постоянную частоту и силу и  $L = const$ , то ЭДС в приемной катушке прямо пропорциональна взаимной индукции катушек, т.е. в итоге электропроводности среды  $\sigma$ :

$$e = c \cdot \sigma \quad (9.1)$$

и, следовательно, обратно пропорциональна электрическому сопротивлению  $p$ , измеряется  $\sigma$  в  $\frac{\text{Сим}}{\text{м}} = \frac{1}{\text{Ом} \cdot \text{м}}$ ;  $c$  — постоянная, зависящая от конструкции зонда.

Перед спуском в скважину снаряд настраивается с помощью дополнительных компенсационных катушек так, чтобы отсчет в воздухе был равен 0. Поскольку регистрируемый сигнал в индукционном каротаже пропорционален кажущейся проводимости, то масштаб проводимостей на диаграммах получается линейным, а масштаб сопротивлений — гиперболическим, растянутым в области низких сопротивлений и сжатым в области высоких. Эта особенность диаграмм обеспечивает хорошую дифференциацию разреза с удельными электрическими сопротивлениями только до 50 Ом-м.

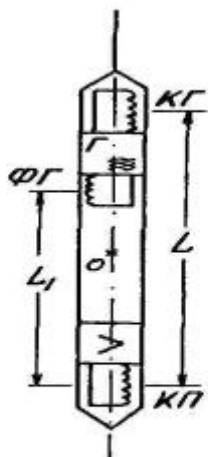


Рис. 9.1. Конструкция скважинного снаряда индукционного каротажа

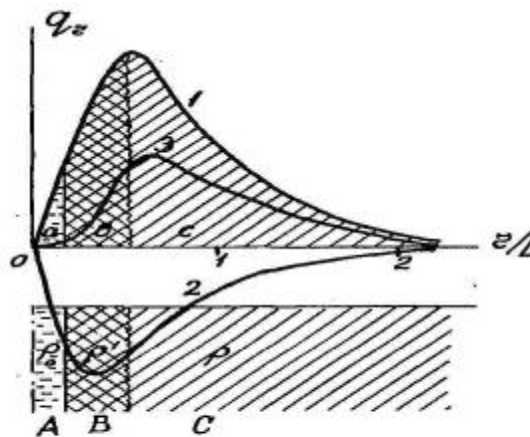


Рис. 9.2. Радиальный геометрический фактор зондов индукционного каротажа: двухкатушечного (1) и трехкатушечного (2)

## 2. Исследовательские характеристики зондов ИК

Область исследования индукционного зонда в радиальном и вертикальном направлениях характеризуется графиками соответствующих геометрических (или пространственных) факторов.

На рис. 9.2 представлен график радиального геометрического фактора  $q_r$  двухкатушечного зонда. Этот график показывает относительное влияние на полный сигнал элементарных цилиндрических слоев различного радиуса. Из графика видно, что при равном сопротивлении наибольшее влияние имеют слои, находящиеся на расстоянии  $r \approx 0,5L$ , наименьшее — в бесконечности ( $r \gg L$ ) и вблизи снаряда ( $r \ll L$ ). При различной электропроводности вклад каждого слоя в общий сигнал пропорционален произведению его геометрического фактора на электропроводность. Так, например, если на рис. 9.2 среда А — буровой раствор скважины, В — зона проникновения и С — неизменная часть пласта, то суммарный геометрический фактор каждой из этих сред будет соответствовать площадям  $a$ ,  $b$  или  $c$  на радиальной характеристике.

Вклад каждой из этих зон в суммарный сигнал определяется произведением проводимости среды на ее суммарный геометрический фактор. Таким образом, график радиального геометрического фактора удобен для оценки влияния скважины и зоны проникновения на результаты измерений.

На рис. 9.3 представлен график вертикального геометрического фактора  $q_z$ , который характеризует относительное влияние на сигнал элементарных горизонтальных слоев, против которых располагается прибор. При равном сопротивлении наибольший вклад в общий сигнал дают слои, расположенные напротив середины снаряда, с удалением слоев от центра снаряда их влияние быстро убывает.

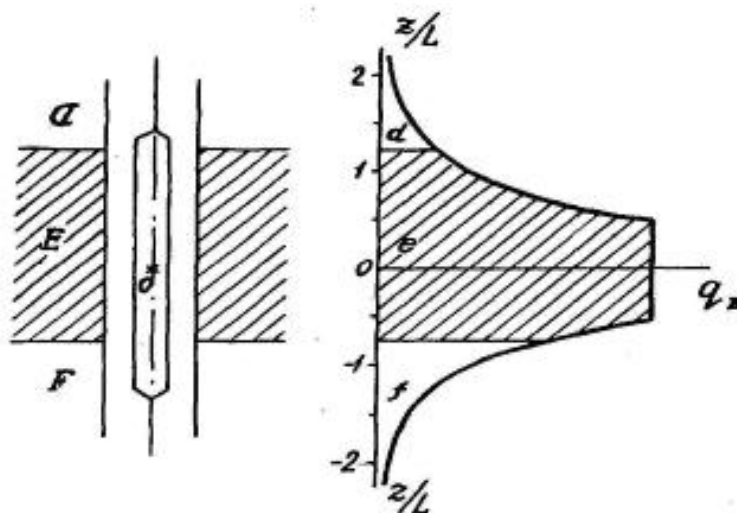


Рис. 9.3. Вертикальный геометрический фактор зонда ИК

Как показывает рис. 9.3, слой конечной мощности  $D$  между бесконечными  $E$  и  $F$  будет иметь суммарный геометрический фактор  $q_z$  соответствующий площади  $d$ , а слои  $E$  и  $F$  - соответствующие площадям  $e$  и/на графике вертикальной характеристики. График вертикального геометрического фактора является основой для оценки влияния вмещающих пород.

Для уменьшения влияния скважины и зоны проникновения на суммарный сигнал ИК в зонд вводят дополнительные генераторные катушки, называемые *фокусирующими*. Фокусирующие катушки ФГ (см. рис. 9.1) включают навстречу основной и поэтому сигнал, который наводится ими в приемной катушке КП, вычитается из сигнала основной генераторной катушки КГ. Так, на рис. 9.2 кривая 2 характеризует радиальный геометрический фактор дополнительного зонда, образованного основной приемной катушкой и ФГ. Поскольку длина этого зонда  $L$  меньше, чем длина основного, то и максимум на кривой  $q_r$  смещен ближе к оси скважины. График суммарного сигнала, создаваемого в КП обеими генераторными катушками, представлен на рис. 9.2 кривой 3. Как видно по этой кривой, влияние скважины (площадка  $a$ ) почти полностью исключается, а влияние зоны проникновения (площадка  $b$ ) значительно уменьшается. Для полного исключения влияния зоны проникновения вводят не одну, а несколько дополнительных катушек, с их помощью удастся скомпенсировать влияние цилиндрической зоны, расположенной в радиусе от 0 до 50-100 см. Основное влияние на измеряемый сигнал в многокатушечном зонде оказывает зона радиусом от 0,5-1,0 до 1,5 м.

На рис. 9.4 представлены графики радиальных геометрических факторов нескольких многокатушечных зондов индукционного каротажа.

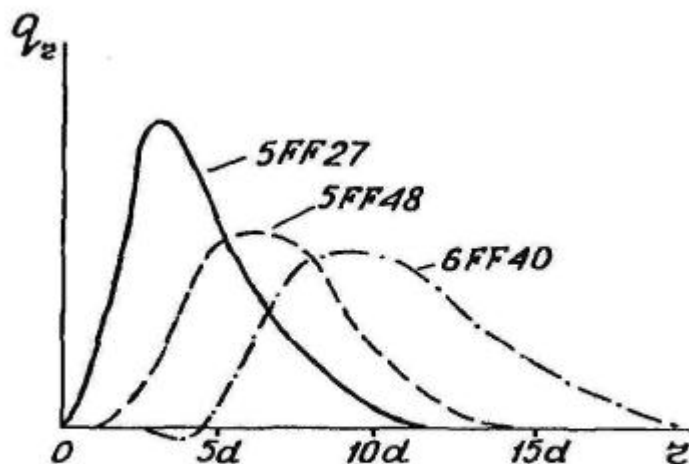


Рис. 9.4. Графики радиального геометрического фактора нескольких многокатушечных зондов ИК

Таким образом, в индукционном каротаже удастся почти полностью избавиться от влияния скважины и зоны проникновения, особенно при сопротивлении бурового раствора более 1 Ом'М и повышающем проникновении его в пласт.

*Скважина* практически не влияет на результаты измерений при  $d < 0,4$ . При диаметре  $d > 0,4$  влияние скважины может быть определено по показаниям против плотных, высокоомных пород.

Кривая индукционного каротажа против таких пластов должна доходить до нулевой линии ( $\sigma=0$ ;  $\rho=\infty$ ). Поправка на влияние скважины может быть введена непосредственно на диаграмме путем соответствующего смещения нулевой линии.

**Зона проникновения** при неглубоком ( $2 - 4d$ ) проникновении не вносит искажений в результаты измерений. В случае глубокого, и особенно понижающего проникновения, удельное сопротивление пород может быть найдено только при интерпретации комплексных электрических измерений.

**Вмещающие породы** в индукционном каротаже влияют на результаты измерений значительно меньше, чем в методе КС, а для пластов мощностью более 2-4 м (в зависимости от марки зонда) этим влиянием можно пренебречь.

Для тонких пластов на основании вертикального геометрического фактора рассчитаны палетки учета влияния вмещающих пород.

### Интерпретация результатов

Рассмотрим порядок решения основных вопросов интерпретации диаграмм индукционного каротажа.

#### Определение контактов и мощностей пластов

Как показывают теоретические расчеты, кривые индукционного каротажа имеют простую симметричную форму без заметных искажений на границах пластов. Для определения мощностей пластов применяется правило полумаксимумы амплитуды аномалии (рис. 9.5). Мощность, найденная по этому правилу, обозначается  $I_\phi$  (фиктивная). При больших мощностях пластов ( $l > 2L$ )  $I_\phi$  совпадает с истинной мощностью, для маломощных пластов  $I_\phi$  отличается от истинной мощности тем больше, чем меньше мощность пласта и чем больше отношение сопротивления пласта к сопротивлению вмещающих пород. Для маломощных пластов истинная мощность по  $I_\phi$  может быть найдена с помощью палетки (рис. 9.6).

#### Определение сопротивления пластов

Экстремальное значение кажущегося сопротивления против середины мощного пласта практически равно удельному сопротивлению пласта неограниченной площади. С уменьшением мощности пласта амплитуда аномалии уменьшается тем больше, чем меньше мощность пласта.

По кажущемуся сопротивлению, снятому с диаграмм индукционного каротажа, в случае отсутствия глубокого проникновения бурового раствора, можно определить истинное сопротивление пласта по номограммам (рис. 9.7). Эти номограммы рассчитаны для диаметра скважины, равного 0, и для одинаковых сопротивлений подстилающих и покрывающих отложений. Шифр кривых - отношение  $R_{пл}/R_{вм}$

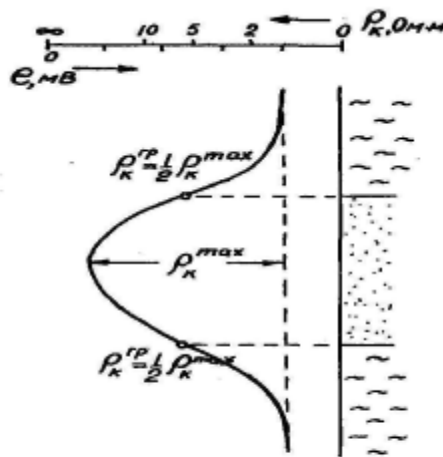


Рис. 9.5. Определение границ пласта по диаграмме индукционного каротажа

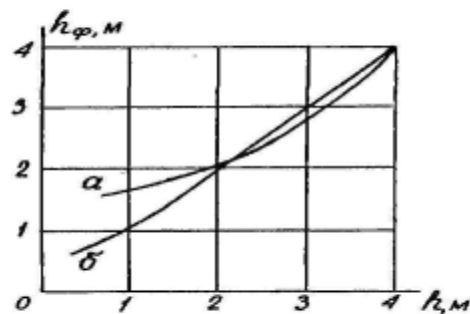


Рис. 9.6. Палетка для определения мощности тонких пластов по  $h_\phi$ -мощности, найденной по правилу полумаксимумы аномалии ИК

ИК наиболее чувствителен к пропласткам повышенной электропроводности и почти не фиксирует прослой высокого сопротивления, т.к. при замерах отсутствует экранирование, присущее обычным зондам КС. Таким образом, кривые ИК получаются недостаточно детальными.

Недостаток ИК, связанный с ограниченной областью применения ( $\rho = 0 - 50\text{Ом}$ ), вызывает необходимость комплексирования ИК с другими методами, например, БК.

Существует комплексная аппаратура для одновременной регистрации диаграмм ИК и БК.

В настоящее время ИК широко применяется и в обычных скважинах, пробуренных на простом глинистом растворе, благодаря тому, что позволяет определять истинное сопротивление пластов быстрее и дешевле, чем метод БКЗ.



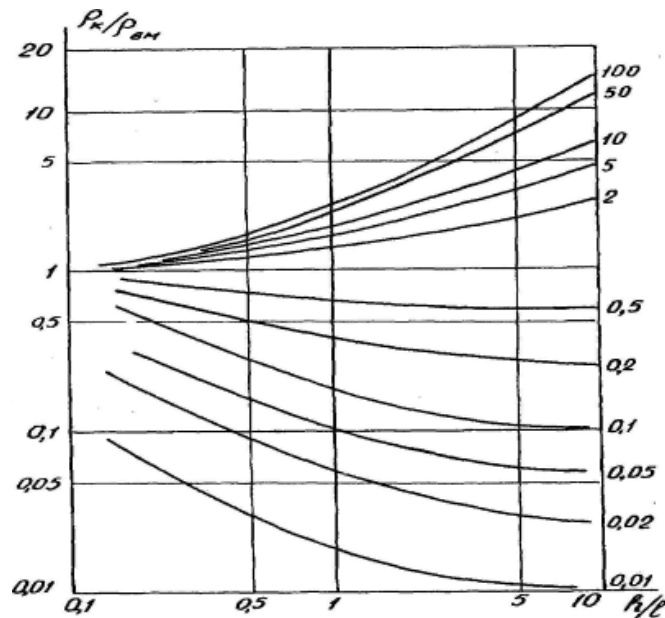


Рис. 9.7. Номограмма для определения сопротивления пласта по данным индукционного каротажа. Шифр кривых  $R_{02}/R_{om}$

### Метод ВИКИЗ

ВИКИЗ расшифровывается как "высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование". Метод разработан в Институте геологии и геофизики Сибирского отделения РАН.

По своей сути ВИКИЗ является вариантом боковых каротажных зондирований (БКЗ) в индукционном исполнении.

В методе используется принцип частотно-геометрического зондирования, в котором увеличение глубины исследований достигается, во-первых, за счет уменьшения частоты электромагнитного поля и, во-вторых, за счет увеличения длины зонда.

Применяемые частоты - от 800 кГц до 20 МГц. Длины зондов: 0,5; 0,7; 1,0; 1,4; 2,0 м.

*Изопараметричность* толкуется авторами метода как постоянство отношения длины зонда к толщине скин-слоя в однородной и изотропной среде. Напомним, что на глубине скин-слоя происходит уменьшение интенсивности электромагнитного поля в  $e$  раз.

Вертикальные и радиальные характеристики зондов ВИКИЗ оптимизированы для геолого-технических условий нефтяных и газовых скважин Западной Сибири.

5 зондов различной длины, работающих каждый на своей частоте, поочередно подключаются к измерительной линии. Измеряемая величина в виде цифрового кода передается на поверхность.

Малые зонды дают  $R_k$ , близкое к  $R'$ , большие - к  $R$  пласта.

Снаряд имеет специальный электрод для записи диаграммы ПС.

Разработаны программы для компьютерной обработки данных ВИКИЗ.

Сопоставление результатов ВИКИЗ и БКЗ показывает, что по величине сопротивления пласта оба метода дают очень близкие показания, а вот по величине  $R'$  и  $D$  имеются большие расхождения. При этом ВИКИЗ позволяет более детально изучить строение зоны проникновения и определить сопротивление ее различных частей, включая полностью промытые породы  $R_{mn}$  и зону "водяной оторочки" в нефтенасыщенных коллекторах.

### Контрольные вопросы

1. Какова область применения индукционного каротажа ИК?
3. Какую роль в зонде ИК играют дополнительные фокусирующие катушки?
4. Что такое радиальный геометрический фактор? Для каких целей используют графики  $q_r$ ?
5. Что такое вертикальный геометрический фактор? Для каких целей используют графики  $q_z$ ?
6. Каковы недостатки ИК?
7. Имеет ли смысл проводить ИК на карбонатном разрезе? Если нет, то почему?

### Урок 6

Тема: Теоритические основы радиоактивных методов исследования скважин

План:

1. Радиоактивные методы
2. Радиоактивность

Радиоактивные методы – это совокупность геофизических методов бескверной геологической документации разрезов скважин, основанных на использовании естественных и искусственных радиоактивных излучений и на изучении ядерных свойств горных пород.

Радиоактивными методами в скважинах исследуют естественное гамма-поле и искусственные гамма-поля или нейтронные поля, создаваемые стационарными или импульсными источниками радиоактивных излучений. По естественным радиоактивным излучениям изучается естественная радиоактивность горных пород, по искусственным — характер и интенсивность взаимодействия нейтронного излучения и гамма-излучения с горными породами, их способность сорбировать из активированного раствора ионы радиоактивных изотопов или других элементов с аномальными ядерными свойствами.

Радиоактивностью называется способность неустойчивых атомных ядер самопроизвольно (спонтанно) превращаться и более устойчивые ядра других элементов, испуская, альфа-бета-гамма-лучи и элементарные частицы (электроны, нейтроны, протоны, позитроны и нуклоны).

Радиоактивность атомных ядер, находящихся в естественных условиях, получила название естественной радиоактивности, а радиоактивный распад атомных ядер при их бомбардировке элементарными частицами (электронами, протонами, нейтронами, альфа-частицами и др.) – искусственной радиоактивности. Однако эти названия отражают лишь способ получения радиоактивного изотопа, а радиоактивность в обоих случаях определяется свойствами атомных ядер переходить из одного состояния в другое, более устойчивое, с иными физическими и химическими свойствами.

Процесс превращения одного изотопа в другой называется радиоактивным распадом. Радиоактивный распад обусловлен внутренним состоянием атомного ядра, поэтому на скорость радиоактивного распада не оказывают влияния температура и давление, электрическое и магнитное поля, вид химического соединения данного радиоактивного элемента и его агрегатное состояние.

Практически продолжительность жизни радиоактивного изотопа более удобно характеризовать периодом полураспада  $T_{1/2}$ . Период полураспада – время, в течение которого распадается половина начального количества атомов данного радиоактивного вещества.

Воздействие любого ионизирующего излучения на среду количественно оценивается в единицах дозы и мощности дозы. Различают поглощенную и экспозиционную дозы излучений. Поглощенной дозой излучения  $D_{\text{п}}$  называется величина, равная отношению энергии любого ионизирующего излучения к массе облучаемого вещества, которая измеряется в джоулях на килограмм (Дж/кг).

Экспозиционная доза излучения используется для оценки воздействий гамма-излучения и рентгеновского излучения на среду. Экспозиционная доза излучения  $D_{\text{э}}$  есть величина, равная отношению суммы электрических зарядов всех видов ионов одного знака, которые возникли в воздухе при полном использовании ионизирующей способности всех электронов, образованных фотонами в воздухе, к массе этого воздуха. Она измеряется в кулонах на килограмм (Кл/кг).

Различают мощность поглощенной дозы излучения и мощность экспозиционной дозы рентгеновского излучения и гамма-излучения. Мощностью поглощенной дозы излучения  $P_{\text{п}}$  называется величина, равная отношению поглощенной дозы излучения ко времени облучения  $\Delta t$ :

$$P_{\text{п}} = \Delta D_{\text{п}} / \Delta t$$

Она измеряется в ваттах на килограмм (Вт/кг).

Мощностью экспозиционной дозы излучения  $P_{\text{э}}$  называется величина, равная отношению экспозиционной дозы ко времени, за которое получена эта доза:

$$P_{\text{э}} = \Delta D_{\text{э}} / \Delta t$$

Измеряется в амперах на килограмм (А/кг)].

Кроме того, выделяют эквивалентную дозу излучения, которая определяется дозой любого ионизирующего излучения ткани, создающей тот же биологический эффект, что и доза 0,01 Дж/кг рентгеновского излучения или гамма-излучения, и измеряется в Дж/кг.

Интенсивность радиоактивного излучения определяется потоком энергии, прошедшей через площадь в  $1 \text{ м}^2$  за 1 с и выражается в Вт/м<sup>2</sup>.

Плотность потока радиоактивных частиц (квантов) оценивается количеством частиц (квантов), прошедших через площадь в  $1 \text{ м}^2$  за 1 с – част. (кв.) (м<sup>2</sup>·с).

При распаде естественных радиоактивных элементов испускаются альфа-бета-частицы и гамма-кванты, причем испускание гамма-квантов не является самостоятельным актом, оно сопровождается альфа-или бета-распадом ядер элементов.

Альфа-лучи – поток частиц, которые являются ядрами атомов гелия ( ${}^4_2\text{He}$ ), несут двойной положительный заряд  $9,54 \cdot 10^{-10}$  электростатических единиц и обладают наибольшей среди элементарных частиц массой ( $6,598 \cdot 10^{-12}$  г). Скорость альфа-частиц естественных радиоактивных элементов  $1,39 \cdot 10^9 - 205 \cdot 10^9$  м/с. Кинетическая энергия альфа-частиц различных радиоактивных элементов составляет 3,99—8,785 МэВ.

При прохождении через вещество энергия альфа-частиц расходуется преимущественно на ионизацию атомов, что обусловлено их большим электрическим зарядом. Длина пути, проходимого альфа-частицей до полной потери энергии, называется пробегом. Пробег наиболее высокоэнергичных альфа-частиц,

испускаемых естественными радиоактивными элементами, в воздухе не превышает 11,5 см, а в твердом веществе измеряется микронами.

Бета-лучи представляют собой поток частиц, несущих единичный отрицательный (электроны) или положительный (позитроны) заряд  $4,77 \cdot 10^{-10}$  электростатических единиц и имеющих массу  $0,9035 \cdot 10^{-27}$  г. Скорость бета-частиц колеблется практически от нуля до 0,998 скорости света. При прохождении через вещество энергия бета-частиц расходуется на ионизацию атомов и на их возбуждение. Вследствие малой массы и единичного электрического заряда бета-частицы имеют, большую проникающую способность, чем альфа-частицы, которая, однако, не превышает 8—9 мм в горных породах.

Гамма-лучи — это поток нейтральных частиц, имеющих ту же природу, что и радиоволны, свет, рентгеновское излучение, и отличающихся от них лишь более высокой частотой колебания ( $\nu > 2,42 \cdot 10^{18} \text{ с}^{-1}$ ). Скорость распространения гамма-квантов постоянна и в вакууме равна скорости света  $c = 3 \cdot 10^8 \text{ м/с}$ .

Энергия гамма-кванта выражается соотношением  $E_\gamma = h\nu$ , где  $h$  — постоянная Планка, равная примерно  $6,62 \cdot 10^{-34}$  Дж-с.

Длина волны  $\lambda$  испускаемого гамма-кванта обратно пропорциональна частоте колебаний:  $\lambda = c/\nu$ .

Вследствие электрической нейтральности гамма-квантов проникающая способность их гораздо больше, чем у альфа- и бета-частиц, и в горных породах достигает десятков сантиметров. Благодаря высокой проникающей способности гамма-квантов через вещество основным видом радиоактивных излучений, регистрируемых в методе естественной радиоактивности горных пород, является гамма-излучение.

### Контрольные вопросы

1. Что такое радиоактивность?
2. Какие методы радиоактивного каротажа знаете?
3. Что такое альфа-лучи?
4. Что такое бета-лучи?
5. Что такое гамма-лучи?

### Урок 7

#### Тема: Методы естественной гамма активности горных пород

##### План:

1. Физические основы метода.
2. Аппаратура и методика каротажа

##### 1. Физические основы метода

Гамма-каротаж (ГК) заключается в измерении  $\gamma$ -излучения естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ), содержащихся в горных породах, пересеченных скважиной. Интенсивность и энергетический спектр регистрируемого излучения зависит от состава, концентрации и пространственного распределения ЕРЭ, а также от плотности и эффективного атомного номера горных пород.

Наиболее распространенными ЕРЭ являются:  $U$  (и образующийся из него  $Ra$ ),  $Th$  и  $K$ . Каждая из разновидностей горных пород характеризуется своим диапазоном изменения содержаний ЕРЭ и, соответственно, своим диапазоном естественной радиоактивности.

У магматических пород максимальной активностью отличаются кислые породы (в основном, из-за повышенного содержания калия, в котором содержится около 0,7% радиоактивного изотопа  $K^{40}$ ), минимальной — ультраосновные породы. Среди осадочных пород наиболее активны глины, обладающие высокой адсорбционной способностью, менее активны песчаники и, наконец, наименьшей активностью обладают известняки и доломиты, а также гидрхимические осадки (гипс, ангидрит, каменная соль). Исключение представляют только калийные соли, отличающиеся повышенной активностью, благодаря содержащемуся в  $ma K$ .

##### Процессы взаимодействия $\gamma$ -излучения с веществом

Существуют 3 основных процесса, которые носят названия фотопоглощения, комптоновского рассеяния и образования пар.

**Фотопоглощение** (фотоэффект) заключается в поглощении  $\gamma$ -кванта атомом вещества, его энергия уходит на отрыв от атома электрона и сообщение последнему импульса энергии (рис. 12.5, а). Атом остается возбужденным и переходит в нормальное состояние, испуская фотон рентгеновского излучения.

Фотоэффект наблюдается при самых малых энергиях  $\gamma$ -квантов. Условно можно считать  $E_\gamma < 0,5 \text{ МэВ}$ . Вероятность поглощения  $\tau_\phi$  при фотоэффекте сложным образом зависит от энергии  $\gamma$ -кванта  $E_\gamma$  и химического состава вещества:

$$\tau_\phi = c \cdot \frac{Z_{\text{эф}}^4}{E_\gamma^m},$$

где  $c$  — постоянная;

$m$  — коэффициент, зависящий от  $E_\gamma$ , при  $E_\gamma > 0,5 \text{ МэВ}$   $m=1$ ; при

$E_\gamma < 0,2 \text{ МэВ}$   $m=3$ ;

$Z_{\text{эф}}$  — эффективный атомный номер среды.

Для сред сложного состава  $z_{эф}$  рассчитывают по формуле Поройкова:

$$z_{эф} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^{i=n} \frac{z_i^4}{A_i} \cdot q_i}{\sum_{i=1}^{i=n} \frac{z_i}{A_i} \cdot q_i}}$$

где  $z_i$  и  $A_i$  - атомный номер и атомный вес;  
 $q_i$  - весовое содержание  $i$ -го элемента в среде.

Для веществ, состоящих из легких элементов ( $z_i/A_i \approx 0,5$ ), формула (12.8) упрощается до вида

$$z_{эф} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{i=n} z_i^3 q_i}$$

Таким образом, на фотопоглощение очень сильно влияет даже небольшая примесь в среде элементов с большим атомным номером.

*Комптовское рассеяние* (комpton-эффект) - это неупругое рассеяние  $\gamma$ -квантов на электронах вещества, в результате которого  $\gamma$ -квант теряет часть своей энергии и меняет направление движения (рис. 12.5,б). Наблюдается комpton-эффект при более высоких энергиях, условно можно считать  $E_\gamma > 0,5$  МэВ.

Вероятность комpton-эффекта  $\chi_k$  зависит от сечения комптоновского рассеяния  $a_k$ , которое, в свою очередь, является функцией энергии и атомного номера элемента, и от числа электронов в единице объема вещества  $n_e$ :

$$\tau_k = \sigma_k \cdot n_e = \sigma_k \frac{N_0 \rho \cdot z}{A},$$

где  $N_0$  - число Авогадро ( $N_0 = 6,02 \cdot 10^{23}$  моль<sup>-1</sup>);  
 $\rho$  - плотность вещества.

Таким образом, комpton-эффект зависит от плотности вещества.

*Образование пар* (рождение пар) - происходит при взаимодействии  $\gamma$ -кванта с полем ядра атома,  $\gamma$ -квант прекращает свое существование, вместо него образуется пара: электрон и позитрон (рис. 12.5, в). Вероятность этого процесса невелика, во-первых, потому, что ядро занимает лишь небольшую часть объема всего атома и, во-вторых, потому, что энергия  $\gamma$ -кванта должна быть достаточной для этой реакции ( $E_\gamma > 1,02$  МэВ).

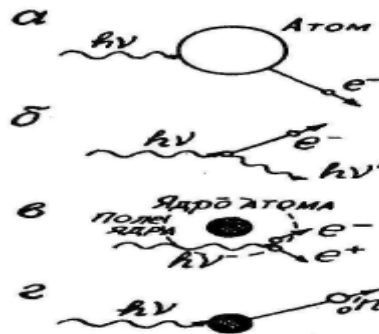


Рис. 12.5. Виды взаимодействия гамма-квантов с веществом: фотоэффект (а), комптоновское рассеяние (б), образование пар (в), ядерный фотоэффект (г)

Процесс образования пар в ядерно-геофизических методах пока не используют.

Кроме 3 основных видов взаимодействия с веществом,  $\gamma$ -кванты вызывают еще несколько реакций, не играющих заметной роли в ослаблении излучения, но интересных с точки зрения вызываемых ими вторичных излучений. Наиболее интересной из этих реакций является ядерный фотоэффект.

*Ядерный фотоэффект* заключается в поглощении  $\gamma$ -кванта ядром атома, после чего ядро становится возбужденным и переходит в нормальное состояние через испускание нейтрона (см. рис. 12.5, г). Нейтрон имеет тепловую энергию. Эта реакция пороговая - энергия  $\gamma$ -кванта должна быть больше энергии связи нейтрона в ядре, а она зависит от массы последнего.

Все рассмотренные процессы в горных породах при облучении их  $\gamma$ -квантами искусственного источника происходят не по отдельности, а совместно. Быстрые  $\gamma$ -кванты исчезают в результате образования пар и замедляются в результате комптоновского рассеяния, рассеянные поглощаются в результате фотоэффекта. Преобладание того или иного процесса зависит от энергии  $\gamma$ -квантов и свойств горной породы - ее плотности и эффективного номера, как это показано на рис. 12.6.

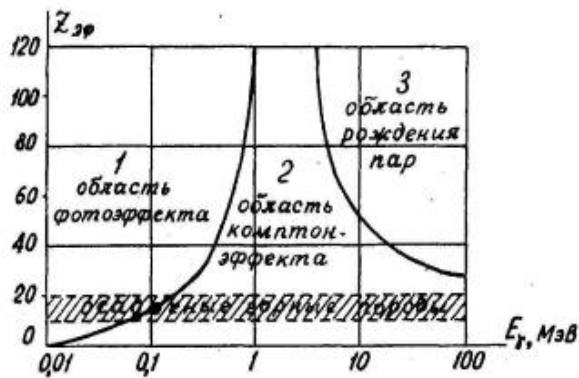


Рис. 12.6. Вероятность различных видов взаимодействия  $\gamma$ -излучения с веществом в зависимости от его энергии и эффективного атомного номера вещества

В зависимости от того, какой из процессов подвергается исследованию, в ГГК выделяют 2 основные разновидности метода: плотностной и селективный  $\gamma$  -  $\gamma$  -каротаж.

## 2. Аппаратура и методика каротажа

Аппаратура ГК имеет, в принципе, такое же устройство, как и полевые радиометры. Отличия заключаются в том, что, во-первых, в каротажных радиометрах детектор  $\gamma$ -квантов с источником его питания и блоками первичной обработки сигнала подсоединяется к измерительному пульту через каротажный кабель, имеющий длину до нескольких километров и, во-вторых, в том, что в измерительном пульте предусмотрен вывод сигнала на регистратор для непрерывной записи его в функции глубины скважины.

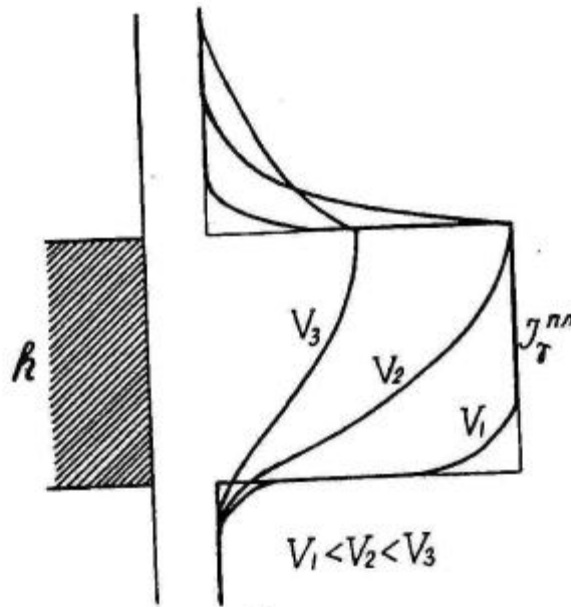
Запись показаний производится в единицах мощности экспозиционной дозы излучения (МЭД), выраженных в А/кг (единица СИ) или в мкР/час (внесистемная единица);  $1 \text{ пА/кг} = 13 \text{ мкР/час}$ .

В качестве детекторов  $\gamma$ -квантов используются, главным образом, сцинтилляционные счетчики, причем для повышения их термостойкости кристалл-сцинтиллятор вместе с фотоэлектронным умножителем (ФЭУ) помещают в сосуд Дьюара (пример тому - двухканальный радиометр сцинтилляционный термостойкий ДРСТ-2). Как правило, каротажные радиометры являются двухканальными и, кроме канала ГК, содержат еще один канал, предназначенный для одновременной записи еще одной диаграммы - НГК, ГТК или ГНК.

Современные каротажные радиометры обеспечивают возможность не только определения интегральной интенсивности  $I_\gamma$ , но и возможность спектрометрии, т.е. определения энергии поступающих на детектор  $\gamma$ -квантов, что позволяет определить, с каким ЕРЭ связана радиоактивность горной породы. Для этого один канал радиометра настраивают на энергию основной линии  $\gamma$ -излучения  $Ra^{226}$  - 1,76 МэВ, другой - на основную линию  $Th^{232}$  - 2,6 МэВ и третий - на энергию  $\gamma$ -излучения  $K^{40}$  - 1,46 МэВ.

При выполнении ГК важным моментом является соблюдение оптимальной скорости движения скважинного снаряда. Поскольку все радиометры обладают определенной постоянной времени интегрирующей ячейки, то скорость каротажа должна быть такой, чтобы при движении детектора против пласта минимальной интересующей исследователя мощности  $h$  показания радиометра успели достичь максимальных значений  $I_{\text{TM}}$ . При более высокой скорости, как это показано на рис. 12.1, аномалия ГК получается меньшей интенсивности и растянутой по глубине. Оптимальную скорость каротажа вычисляют, исходя из мощности пластов  $h$  в метрах и постоянной времени  $\tau_\gamma$  в секундах по формуле

$$V_{\text{опт}} = \frac{1800 h}{\tau_\gamma} \text{ м/час} . \quad (12.1)$$



**Рис. 12.1.** Зависимость конфигурации аномалии гамма-каротажа над пластом повышенной радиоактивности от скорости каротажа

В общем случае скорость ГК не должна превышать 360-400 м/час.

#### Контрольные вопросы

1. Какова область применения индукционного каротажа ГК?
2. Аппаратура каротажа?
3. Методика каротажа?

#### Урок 8

#### Тема: Методы рассеянного гамма излучения

##### План:

1. ГГК-П
2. ГГК-С

##### Плотностной гамма-гамма-каротаж

Плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-П) основан на изучении комптоновского рассеяния  $\gamma$ -квантов в горных породах. Поскольку этот эффект наблюдается при достаточно высокой энергии  $\gamma$ -квантов, то в ГГК-П используют источники с энергией  $E_\gamma > 0,5$  МэВ. Такими источниками являются искусственные изотопы  $Co^{60}$  ( $E_\gamma = 1,17$  МэВ и  $1,33$  МэВ),  $Cs^{137}$  ( $E_\gamma = 0,66$  МэВ) и естественный ЕРЭ -  $Ra^{226}$ , который дает целый спектр  $\gamma$ -квантов с энергиями от  $0,35$  до  $1,76$  МэВ. Длина зондов от  $20$  до  $50$  см.

Область применения. ГГК-П находит применение при исследовании нефтяных и газовых, углеразведочных и рудных скважин.

На нефтяных и газовых месторождениях ГГК-П применяют для дифференциации разрезов скважин по плотности и для определения пористости пород-коллекторов. Как известно, плотность породы  $\sigma_n$  и коэффициент пористости  $K_n$  связаны функциональной зависимостью

$$\sigma_n = (1 - K_n) \cdot \sigma_{ск} + K_n \cdot \sigma_{жс} \quad (12.11)$$

где  $\sigma_{ск}$  и  $\sigma_{жс}$  - соответственно, плотности минерального скелета и жидкости, насыщающей поры породы. Эти параметры определяют при лабораторных исследованиях керна.

Плотность породы в целом  $\sigma_n$  определяют по результатам плотностного ГГК. При этом аппаратуру градуируют на эталонных образцах с известной плотностью. Современная аппаратура позволяет получать диаграммы ГГК-П, масштаб которых сразу разбит в единицах плотности. Выражение для  $K_n$  получают из уравнения (12.11).

ГГК-П применяют также при цементометрии эксплуатационных скважин для определения высоты подъема и наличия пустот в цементном камне, поскольку плотность цементного камня  $2,2$  г/см<sup>3</sup>, а жидкости, заполняющей пустоты в нем, **1,0-1,2** г/см<sup>3</sup>.

На месторождениях ископаемых углей ГГК-П применяют для выделения угольных интервалов.

Поскольку плотность углей ( $\sigma_v = 1,15-1,75$ ) г/см<sup>3</sup> намного меньше, чем плотность песчано-глинистых вмещающих пород ( $\sigma_{вм} = 2,5 - 2,7$ ) г/см, то над угольными интервалами интенсивность рассеянного  $\gamma$ -излучения значительно повышается (рис. 12.7).

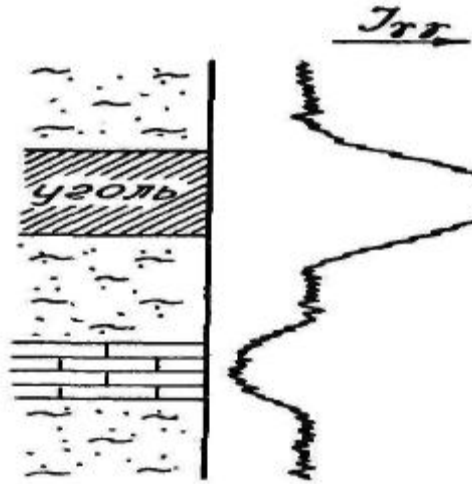


Рис. 12.7. Аномалии на диаграмме плотностного гамма-гамма-каротажа над пластами пониженной (ископаемый уголь) и повышенной (известняк) плотности

Границы угольных пластов определяют по правилу полумаксимума аномалии.

На рудных месторождениях ГГК-П применяют для выделения рудных интервалов в тех случаях, когда их выделение затруднено по данным других методов.

Селективный гамма-гамма-каротаж

Селективный гамма-гамма-каротаж (ГГК-С, он же Z-ГГК) основан на изучении фотопоглощения  $\gamma$ -квантов в горных породах. Поскольку этот эффект превалирует при низкой энергии  $\gamma$ -квантов, в ГГК-С используют источники с энергией  $E_\gamma < 0,5$  МэВ. Такими источниками являются искусственные радионуклиды:  $\text{Sn}^{119}$  ( $E_\gamma = 0,39$  МэВ),  $\text{Se}^{75}$  ( $E_\gamma = 0,27$  МэВ),  $\text{Hg}^{203}$  ( $E_\gamma = 0,28$  МэВ). Длина зонда 10-20 см.

Область применения. ГГК-С применяется, главным образом, на угольных и рудных месторождениях.

На угольных месторождениях ГГК-С используют для определения зольности углей. Чистый уголь имеет  $z_{эф} \approx 6$ , поскольку состоит из углерода. Негорючий остаток углей (зола) состоит, в основном, из кремнезема и глинозема с примесью окислов железа,  $z_{эф}$  золы составляет 12-13 единиц. Между зольностью углей  $A^c$  и их  $z_{эф}$  существует функциональная зависимость, представленная на рис. 12.8. Поскольку метод ГГК-С чувствителен к малейшим изменениям  $z_{эф}$  среды, то по его результатам легко оценить зольность ископаемых углей. Этот метод был разработан проф. Уткиным В.И. Им же предложена удобная палетка для оценки  $A^c$  непосредственно по диаграмме ГГК. Общий вид палетки представлен на рис. 12.9.

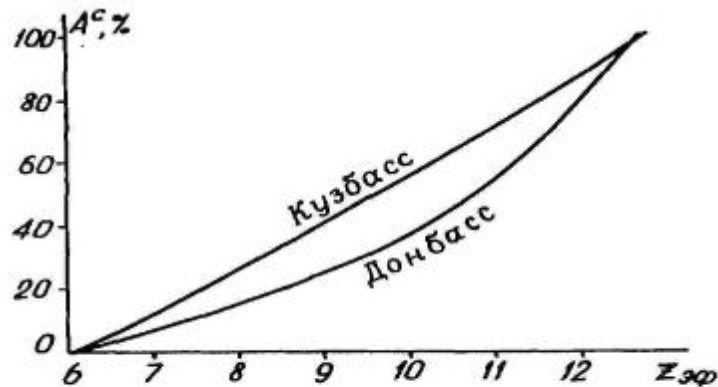


Рис. 12.8. Зависимость эффективного атомного номера от зольности для углей различных бассейнов (по В.И. Уткину)

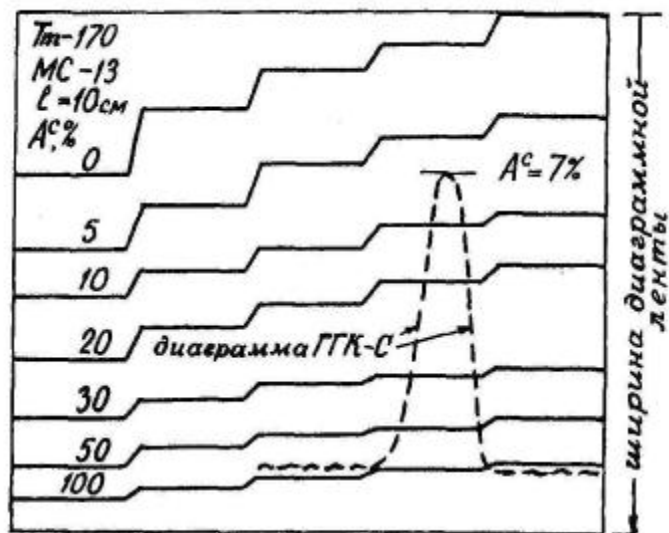


Рис. 12.9. Палетка В.И. Уткина для определения зольности ископаемых углей по диаграммам ГГК-С

На рудных месторождениях метод ГГК-С применяют для выделения рудных интервалов в разрезах скважин. При измерении спектра рассеянного  $\gamma$ -излучения можно определить, каким элементом вызвано поглощение, т.е. возможно изучение вещественного состава руд.

На нефтяных и газовых месторождениях метод ГГК-С находит применение пока только при дефектометрии обсадных колонн. Между тем, автором совместно с доц. Бредневым И.И. и к. г.-м. н. Коргулем Г.Г. предложен способ выделения пластов-коллекторов в разрезах и определения их пористости, основанный на применении селективного ГГК. Согласно этому способу, ГГК-С выполняют в скважине дважды: до заполнения скважины жидкостью с повышенным  $z_{эф}$  и после. В качестве такой жидкости используют, например, водный раствор ацетата свинца. При 30% концентрации его  $z_{эф} = 45,6$ . У минерального скелета песчаников  $z_{эф} = 12,4$ , у известняков-15,0.

Жидкость с высоким атомным номером, проникая в поры пласта, повышает  $z_{эф}$  коллектора в целом, причем тем сильнее, чем выше пористость, как это показано на рис. 12.10, а. Этот эффект отчетливо фиксируется по разности показаний каротажа ГГК-С, проведенного до и после заполнения скважины раствором с аномально высоким  $z_{эф}$  (рис. 12.10, б). Расчеты показывают, что этот метод обладает очень высокой чувствительностью и позволяет определять пористость пород, начиная с  $K_n = 2\%$ . Способ признан изобретением и защищен патентом Российской Федерации № 1702793.

### Контрольные вопросы

1. В чем заключается сущность гамма-каротажа?
2. Назовите основные естественные радиоактивные элементы.
3. Какие Вам известны детекторы гамма-квантов?
4. Какой способ используют для определения границ пластов большой мощности по диаграммам ГК?
5. Какие мешающие факторы учитывают при количественной интерпретации диаграмм ГК?
6. Назовите 3 основных вида взаимодействия гамма-излучения с веществом.
7. Чем отличается плотностной ГГК от селективного?
8. Какие задачи решаются с помощью ГГК-П на нефтяных и рудных месторождениях?
9. Какие задачи решаются с помощью ГГК-С?

### Урок 9

#### Тема: Методы стационарного и импульсного нейтронного поля

##### План:

1. Методы нейтронного каротажа с использованием стационарных источников нейтронов
- Методы стационарного нейтронного поля появились раньше импульсных нейтронных методов и включают в себя такие виды каротажа, как НГК, ННК-Т, ННК-НТ, метод нейтронной активации и некоторые др.

Нейтронный гамма-картаж (НГК)



Метод НГК является одним из ведущих методов исследования скважин нефтяных и газовых месторождений. В комплексе с другими методами нейтронный гамма-каротаж применяется для литологического расчленения разрезов скважин, выделения коллекторов, оценки пористости, отбивки водонефтяного и газонефтяного контактов и т.п.

Физические основы метода

В нейтронном гамма-каротаже измеряется искусственно вызванное гамма-излучение горных пород. Для возбуждения этого излучения стенки скважины бомбардируют нейтронами.

Скважинный снаряд НГК включает в себя источник нейтронов и детектор гамма-излучения (рис. 13.3).

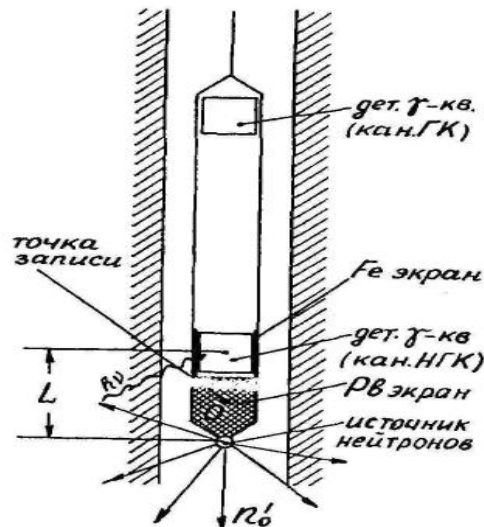
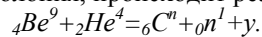


Рис. 13.3. Устройство зонда нейтронного гамма-каротажа

Расстояние между центрами источника и детектора составляет длину зонда  $L$ . Точка записи располагается на середине расстояния между ними. В качестве источников нейтронов в России применяют обычно ампулы, заполненные смесью порошкообразного бериллия и какой-либо соли полония. Под воздействием  $\alpha$ -частиц, испускаемых ядрами полония, происходит реакция:



$\text{Po-Be}$  источник дает около  $2 \cdot 10^6$  нейтронов в секунду на 1 г полония и примерно столько же гамма-квантов. Большая часть нейтронов - быстрые, с энергиями от 3,5 до 6 МэВ. Поскольку нейтроны не имеют электрического заряда, проникающая способность их очень велика. Сталкиваясь с ядрами атомов горных пород, нейтроны теряют часть своей энергии, замедляются. При этом большая часть кинетической энергии теряется при соударении с ядрами легких атомов, главным образом, водорода. После примерно 25 соударений с ядрами водорода нейтроны замедляются до "тепловых" энергий (около 0,025 эВ) и диффундируют через породы, пока не будут захвачены. Тепловые нейтроны могут захватываться ядрами всех элементов, кроме  $\text{He}$ . Низкие сечения захвата тепловых нейтронов имеют  $\text{O}$  и  $\text{C}$ . Аномально высокие сечения захвата у таких элементов, как  $\text{TR}$ ,  $\text{Cd}$ ,  $\text{B}$ ,  $\text{Cl}$  и некоторых других. Акт захвата теплового нейтрона сопровождается испусканием  $\gamma$ -квантов, которые образуют так называемое  $\gamma$ -излучение радиационного захвата (ГИРЗ). Часть этих  $\gamma$ -квантов фиксируется детектором в скважинном снаряде НГК.

Кроме радиационного гамма-излучения ( $I_{\gamma}$ ), детектор будет фиксировать также и гамма-кванты другого происхождения. Суммарную зарегистрированную интенсивность гамма-излучения можно представить в виде ряда:

$$I_{\Sigma} = I_{ny} + I_{\gamma} + I_{\phi} + I_{\gamma\gamma}, \quad (13.2)$$

где  $I_{\gamma}$  - естественное гамма-излучение пород;

$I_{\phi}$  - фоновое гамма-излучение источника нейтронов;

$I_{\gamma\gamma}$  - гамма-излучение источника, претерпевшее комптоновское рассеяние в породах и обсадных трубах скважины. Для выделения исследуемой составляющей  $I_{ny}$  приходится прибегать к уменьшению влияния остальных составляющих  $I_{\gamma}$ ,  $I_{\phi}$ ,  $I_{\gamma\gamma}$ . Для уменьшения влияния естественной радиоактивности  $I_{\gamma}$  выбирают, с одной стороны, мощность источника нейтронов такой, чтобы вызванное им гамма-излучение было, по крайней мере, на порядок больше естественного. С другой стороны, уровень естественной радиоактивности может быть учтен вычитанием показаний ГК из диаграмм НГК. Для ослабления фонового гамма-излучения источника  $I_{\phi}$ , между источником и детектором располагают мощный свинцовый экран (см. рис. 13.3). Для поглощения мягкого рассеянного излучения  $I_{\gamma\gamma}$  детектор излучения помещают в стальную гильзу. Выделенная таким образом составляющая  $I_{ny}$ , зависит, в основном, от содержания водорода в исследуемой среде. Когда скважинный снаряд проходит через формации с высоким содержанием водорода (в составе воды или нефти и газа), уровень наведенного гамма-излучения будет низким, т.к. большинство нейтронов будет замедлено и поглощено в непосредственной близости от источника и только некоторые из гамма-квантов смогут достичь детектора и будут зарегистрированы (рис. 13.4, а).

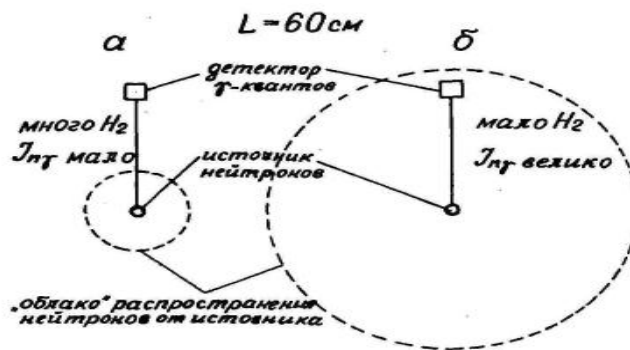


Рис. 13.4. Зависимость показаний "большого" зонда НГК от содержания водорода в среде

Если породы содержат мало водорода или не содержат вообще, нейтроны успевают распространиться далеко от источника прежде, чем они будут замедлены и захвачены. При длине зонда 0,6 м и выше большая часть нейтронов будет поглощена где-то вблизи детектора гамма-излучения, и на диаграммах НГК будет наблюдаться высокий уровень интенсивности ГИРЗ (рис. 13.4, б).

При использовании зондов малой длины (0,3 м и менее) зависимость распределения вторичного гамма-излучения от содержания водорода получается обратной (рис. 13.5). Зонды малой длины применяются гораздо реже, т.к. в них трудно избавиться от действия гамма-излучения самого источника нейтронов, и разрешающая способность их мала. В дальнейшем нами будет рассматриваться нейтронный гамма-каротаж только с большими зондами (более 0,4 м), который обычно и используется на практике.

Таким образом, метод НГК является индикатором количества водорода (воды и нефти) в горных породах. А так как жидкость содержится в основном в порах пород, то НГК дает возможность оценивать пористость пород.

Имеется возможность также по диаграммам НГК выделять контакт минерализованных пластовых вод с нефтью за счет того, что хлор, содержащийся в пластовых водах, повышает интенсивность вторичного гамма-излучения.

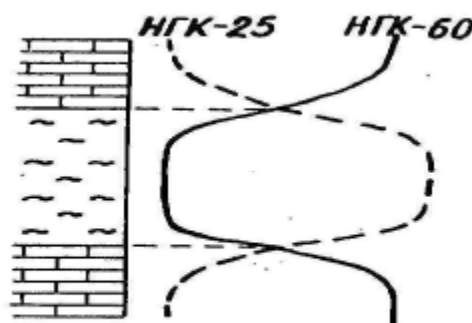


Рис. 13.5. Зависимость показаний НГК от длины зонда

К сожалению, на НГК оказывает действие ряд мешающих факторов, которые должны быть учтены при интерпретации диаграмм. Во-первых, результаты измерений в значительной степени зависят от конструкции скважины, поскольку вода бурового раствора замедляет нейтроны, а обсадные трубы поглощают гамма-излучение. Как показывает рис. 13.6, уменьшение диаметра скважины сдвигает кривые НГК вправо, а увеличение толщины обсадки - влево от уровня, соответствующего стандартным условиям. При количественной интерпретации учет диаметра скважины производят по специальным номограммам, а влияние обсадки учитывается так же, как в методе ГК (см. рис. 12.3). Во-вторых, сопротивление бурового раствора, хотя и не влияет само по себе на результаты НГК, является мерой солёности бурового раствора, т.е. его хлорсодержания. А хлор, как уже отмечалось, повышает интенсивность радиационного излучения. Поэтому при количественной интерпретации в результаты НГК вводятся поправки за влияние бурового раствора по специальной номограмме.

#### Интерпретация результатов НГК

Из всего круга задач, решаемых при интерпретации диаграмм НГК, мы рассмотрим только три вопроса: литологическое расчленение разрезов скважин, определение контактов и мощностей пластов, определение пористости.

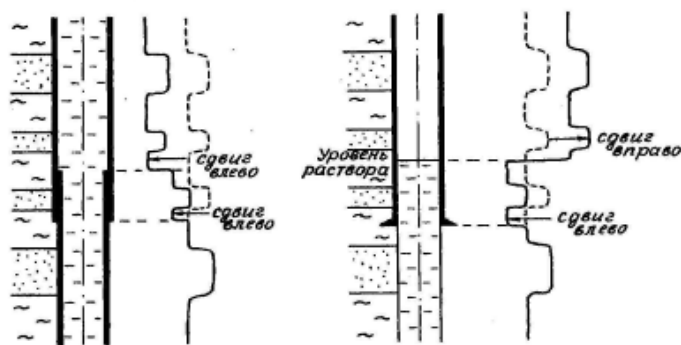


Рис. 13.6. Влияние скважинных условий на показания НГК

Литологическое расчленение разрезов скважин. Как уже отмечалось, метод НГК дифференцирует породы по водородосодержанию.

Как известно, среди осадочных пород наибольшее количество водорода содержат глины в виде химически связанной и поровой воды. Общее содержание воды в глинах может достигать 44%. Поэтому на диаграммах НГК глины выделяются самыми низкими значениями и представляют собой надежный "базовый" или опорный горизонт.

Самые же высокие уровни радиационного гамма-излучения наблюдаются против плотных малопористых известняков, которые могут служить другим опорным горизонтом, с минимальной пористостью ( $K_n \approx 1\%$ ).

Песчаники и пески не содержат химически связанной воды, вследствие чего даже самые пористые из них отмечаются более высокими значениями НГК, чем глины. Среди гидрохимических осадков наименьшими значениями  $I_{ny}$  выделяются гипсы благодаря высокому (до 48%) содержанию кристаллизационной воды, наибольшими - ангидриты.

Наилучшие результаты получаются при совместной интерпретации диаграмм НГК и др. методов. Так, например, если в разрезе присутствуют и глины, и гипсы, которые не различаются по диаграммам НГК, их легко дифференцировать по диаграммам ГК (у глин повышенная радиоактивность) или КС (у глин электрическое сопротивление гораздо меньше, чем у гипсов).

На рис. 13.7 показан пример расчленения упрощенного геологического разреза, состоящего из глин, песчаников и известняков.

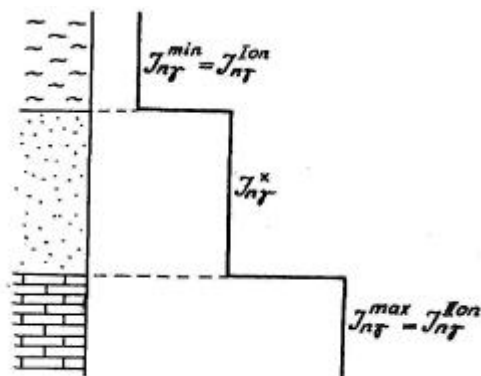


Рис. 13.7. Усредненная диаграмма НГК-60 на гипотетическом геологическом разрезе

Уровень записи  $I_{ny}^x$  над пластом-коллектором (песчаник) занимает промежуточное положение между глинами и известняками и зависит от пористости и глинистости коллектора.

Определение границ и мощностей пластов. Контакты и мощности пластов в НГК определяются так же, как и в ГК, главным образом, по правилу полумаксимумы аномалии (см. рис. 13.5). Хотя из-за влияния длины зонда точка, соответствующая половине максимума аномалии в подошве пласта низкой интенсивности, смещена вниз на  $0,1 L$ , а в кровле - на  $0,3 L$  вверх от границы, эти погрешности можно не учитывать, т.к. при масштабе записи 1:200 или 1:500 они не превышают 1 мм.

Определение коэффициента пористости. Поскольку показания НГК зависят от полного водородосодержания породы, включая содержание кристаллизационной воды и воды, адсорбированной глинистой частью породы, то наиболее точные результаты по определению пористости получаются в карбонатных отложениях. При количественной интерпретации диаграмм НГК величина интенсивности  $I_{ny}$ , снятая против изучаемого пласта, непосредственно не используется. Причиной этого являются отсутствие строгой эталонировки радиометров и наличие сторонних излучений от самого источника нейтронов и рассеянного гамма-излучения, которые очень трудно учесть полностью.

Поэтому интерпретация проводится по относительной амплитуде аномалии НГК ("двойной разностный параметр") для данного пласта:

$$\bar{\Delta I}_{ny} = \frac{\Delta I_{ny}^x}{\Delta I_{ny}^{on}} = \frac{I_{ny}^x - I_{ny}^{lon}}{I_{ny}^{IIon} - I_{ny}^{lon}}, \quad (13.3)$$

где  $I_{ny}^x$  - интенсивность аномалии НГК против исследуемого пласта;  
 $I_{ny}^{lon}$  - интенсивность против первого опорного горизонта, за который принимается обычно пласт глин с известным содержанием водорода (40%);

$I_{ny}^{IIon}$  - интенсивность против второго опорного горизонта, за который принимается какая-либо из плотных пород разреза с известной пористостью (1%). Все величины  $I_{ny}$ , входящие в формулу (13.3), должны

быть предварительно исправлены за влияние скважины, обсадных труб, хлорсодержания и естественной радиоактивности.

По относительной амплитуде  $\bar{\Delta}^{-} I_{ny}$  и определяют коэффициент пористости по номограмме  $\bar{\Delta}^{-} I_{ny} = f(K_n)$ , приведенной на рис. 13.8.

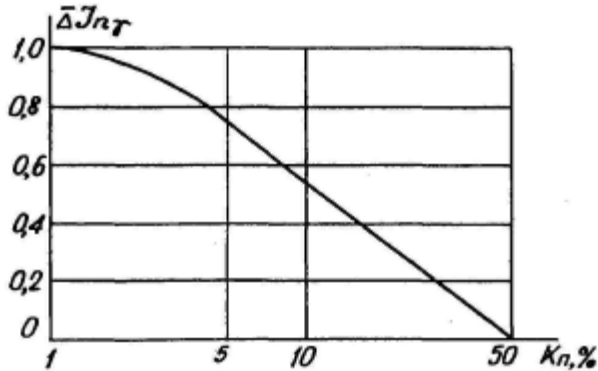


Рис. 13.8. Зависимость показаний НГК (двойной разностный параметр) от пористости пород

Такие номограммы строятся по экспериментальным данным. При определении по этой методике пористости песчаных коллекторов учитывают их глинистость, вводя поправку:

$$\Delta K_{,,} = C_{gl} * 0,4,$$

где  $C_{gl}$  - объемная глинистость коллектора, % (определяется по ГК или лабораторным исследованиям);

0,4 - содержание воды в глине (40%), (объемное).

Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

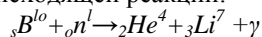
Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т) заключается в измерении плотности потока тепловых нейтронов, образующихся в результате замедления в горных породах быстрых нейтронов от стационарного источника.

При постоянной длине зонда плотность потока тепловых нейтронов ( $E_{nm} = 0,025$  эВ) зависит от замедляющих и поглощающих свойств среды, т.е. от водородосодержания и наличия элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов. Таким образом, ННК-Т дает такие же результаты, как и метод НГК.

При работе с большими зондами, чем больше в среде содержание водорода, тем меньше  $I_{nm}$ . С повышением содержания нейтронопоглощающих элементов ( $TR, Cd, B, Hg, Mn, Cf$ )  $I_{nm}$  падает при любой длине зонда.

В качестве детекторов тепловых нейтронов используют пропорциональные газоразрядные счетчики или сцинтилляторы  $ZnS$ , активированные  $Cu$  или  $Ag$ .

Газоразрядные счетчики заполняют трехфтористым бором  $B^{10}$ , обогащенным изотопом  $B^{10}$ . Проходящие через счетчик нейтроны интенсивно поглощаются бором, имеющим аномально большое сечение захвата тепловых нейтронов. В результате происходящей реакции:



образуются ядра  $Li$ ,  $\alpha$ -частицы и  $\gamma$ -излучение. В сцинтилляционных счетчиках используют смесь кристаллов  $ZnS$  с каким-либо бор-содержащим веществом. Т.к.  $ZnS$  не образует больших кристаллов, смесь засыпают в цилиндр из прозрачного плексигласа,  $\gamma$ -квант, возникающий при взаимодействии  $B$  с тепловым нейтроном, вызывает сцинтилляцию в одном из кристаллов  $ZnS$ . Таким образом, тепловые нейтроны регистрируются по продуктам их взаимодействия с  $B$ .

При исследовании нефтяных и газовых скважин используют зонды ННК-Т длиной 30-50 см.

Учет скважинных условий и количественная интерпретация производится по аналогии с НГК.

При исследовании нефтяных и газовых скважин хорошие результаты дает *многозондовый нейтрон-нейтронный каротаж* (МННК). В скважинном приборе МННК измерение нейтронного потока производят с помощью двух или нескольких детекторов, расположенных на разном расстоянии от источника. В двухзондовых установках аппаратура сразу определяет отношение

$$A = I_{nm\delta} / I_{nm\sigma}$$

где  $I_{nm\delta}$  и  $I_{nm\sigma}$  - показания малого и большого зондов.

Длина малого зонда составляет 30-40 см, а большого - 60-70 см.

Отношение  $A$  характеризует скорость спада плотности нейтронов при удалении от источника, а она возрастает с увеличением водородосодержания и, следовательно, пористости пород при их неизменной литологии и постоянстве скважинных условий.

Ряд факторов, связанных с условиями измерений, примерно одинаково влияет на показания каждого из детекторов, что благоприятствует повышению точности получаемых результатов.

#### **Нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам**

Нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам (ННК-НТ) заключается в измерении плотности потока надтепловых нейтронов, образующихся в результате замедления в горных породах быстрых нейтронов от стационарного источника.

Надтепловыми считаются нейтроны с энергией от 100 эВ до 20 кэВ. Плотность потока надтепловых нейтронов определяется, главным образом, замедляющими свойствами среды, т.е. ее водородосодержанием, и практически не зависит от ее поглощающих свойств (от содержания  $\gamma$  элементов с большим сечением захвата тепловых нейтронов). В этом заключается преимущество ННК-НТ перед ННК-Т и НГК.

Детекторами надтепловых нейтронов служат бор-фтористые газоразрядные и сцинтилляционные счетчики тепловых нейтронов ЛДН, окруженные парафин-борным фильтром.

Поскольку в среде, где размещается детектор, существуют и надтепловые, и тепловые нейтроны, бор, содержащийся в фильтре, поглощает тепловые нейтроны, поступающие на счетчик, а парафин, в котором содержится много водорода, замедляет надтепловые до тепловых энергий, которые затем попадают на счетчик и регистрируются им.

В ННК-НТ так же, как и в других нейтронных методах, могут использоваться как большие (заинверсионные), так и малые (доинверсионные) зонды. При работе с большими зондами, чем больше водородосодержание, тем меньше показания  $I_{nm}$ ; при работе с малыми - наоборот.

Для нейтрон-нейтронного каротажа характерна небольшая глубинность исследования, которая в зависимости от свойств пород и их водородосодержания составляет от 20 до 30 см (уменьшаясь с ростом водородосодержания). Наименьшая глубинность характерна для ННК-НТ, т.к. область распространения надтепловых нейтронов меньше, чем тепловых.

#### **Контрольные вопросы**

1. По какому свойству горных пород дифференцирует разрез НГК?
2. Почему результаты НГК зависят от водородосодержания породы?
3. Какие породы характеризуются минимальными и какие максимальными показаниями на диаграммах НГК?
4. Почему при определении пористости пластов по НГК нужно учитывать их глинистость?
5. В чем преимущество ННК-Т перед НГК?
6. В чем преимущество ННК-НТ перед ННК-Т и НГК?
7. Какова глубинность нейтронных методов каротажа?

### **Урок 10**

#### **Тема: Физические основы метода акустического каротажа**

##### **План:**

1. Акустический каротаж
2. Решаемые задачи

##### **1. Акустический каротаж**

Акустический каротаж (АК) основан на изучении полей упругих волн в скважинах и заключается в измерении скорости распространения упругих волн ультразвуковой (УЗ) частоты и их затухания.

Как известно, скорость распространения упругих волн в различных горных породах не одинакова. Для примера в табл. 16.2 приведены скорости продольных волн в различных средах.

Таблица 16.2. Скорость распространения продольных волн в различных средах

Среда	$V_m \cdot 10^3$ м/с
Глина	1,2-2,5
Песчаник плотный	3-6
Известняк	3-7,1
Каменная соль	4,5-5,5
Кристаллические породы	4,5-6,5
Цемент	3,5
Сталь	5,2
Воздух	0,33

Нефть	1,3-1,4
Вода	1,5
Буровой раствор	1,5-1,7

Для АК обычно используются так называемые "трехэлементные" зонды, содержащие два излучателя и один приемник упругих волн или, наоборот, два приемника и один излучатель. Излучатели, как правило, магнитострикционного типа, приемники - пьезоэлектрического.

Работу аппаратуры АК рассмотрим на примере зонда с двумя излучателями и одним приемником ГЩИг (рис. 16.10).

Излучатели периодически посылают пакеты из 3-4 периодов УЗ колебаний с частотой 10-75 кГц с колоколообразной формой огибающей. Частота посылки самих пакетов — 12,5-25,0 Гц.

Упругие импульсы от источников, пройдя через буровой раствор, возбуждают колебания в стенках скважины. Упругие колебания, попадающие на стенку скважины под углом полного внутреннего отражения, возбуждают в ней скользкую преломленную волну, которая, распространяясь со скоростью, присущей данной горной породе, достигает приемника.

Путь волны от источника  $I_1$  до приемника  $P$  составит  $I_1O_1OP$ , а время пробега  $\tau_1 = \tau_{I_1O_1} + \tau_{O_1O} + \tau_{OP}$ . Путь волны от источника  $I_2$  —  $I_2O_2O_1P$ , время пробега -  $\tau_2 = \tau_{I_2O_2} + \tau_{O_2O_1} + \tau_{O_1O} + \tau_{OP}$ . Интервал времени между первыми вступлениями волны от первого и второго источников  $\Delta\tau$  составит  $\Delta\tau = \tau_2 - \tau_1 = \tau_{O_2O_1}$ .

Как следует из рис. 16.10, расстояние  $O_2O_1$  равно расстоянию между обоими источниками  $I_1I_2$ , называемому базой зонда. За точку записи принимают середину базы. Отсюда скорость распространения

$$v = \frac{\Delta L}{\Delta\tau}, \quad (16.3)$$

упругих волн:

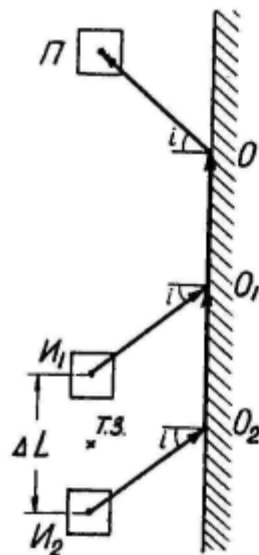


Рис. 16.10. Трехэлементный зонд акустического каротажа и пути распространения упругих волн от источников к приемнику

Обратное отношение  $\frac{\Delta\tau}{\Delta L} = \frac{1}{v}$ ,  $\frac{\text{мкс}}{\text{м}}$  называется интервальным временем. Амплитуды колебаний от обоих источников одинаковы, поэтому отношение амплитуд  $A_1$  и  $A_2$ , зарегистрированных приемником, характеризует затухание упругих волн на участке  $\Delta L$ .

$$\alpha = \lg\left(\frac{A_1}{A_2}\right) \cdot \frac{1}{\Delta L}, \quad \frac{\text{дБ}}{\text{м}}$$

Коэффициент затухания

Затухание упругих волн зависит от состава горных пород, пористости и состава флюида в порах (в газе затухание больше, чем в жидкости), а скорость их распространения - от состава и пористости.

Связь между пористостью  $K_n$  и скоростью распространения описывается так называемым "уравнением среднего времени":  $\frac{1}{V} = \frac{K_n}{V_{ж}} + \frac{1-K_n}{V_{ск}}$ , (16.5)

где  $V_{ж}$  - скорость упругих волн в жидкости, заполняющей поры породы;  $V_{ск}$  - скорость упругих волн в минеральном скелете.

Уж и  $V_{СК}$  определяют по результатам лабораторных измерений или берут из справочников;  $V$  —

определяют по данным АК. Из этого уравнения можно найти пористость:  $K_n = \frac{V_{ск}(V_{ск} - V)}{V(V_{ск} - V_{ж})}$ .

Кроме пористости и характера насыщения, по АК может быть определено положение контактов и мощность пластов, отличающихся по своим акустическим свойствам.

Для пластов большой мощности ( $h > \Delta L$ ) она определяется по правилу полумаксима, для тонких - мощность, найденная по правилу полумаксима, больше истинной на размер базы зонда. В обоих случаях при равенстве акустических свойств подстилающих и перекрывающих пород аномалии  $V$  симметричны относительно середины пласта, но в первом случае  $V_{\max} = V_m$ , а во втором  $V_{\max} < V_m$  (рис. 16.11, а и б).

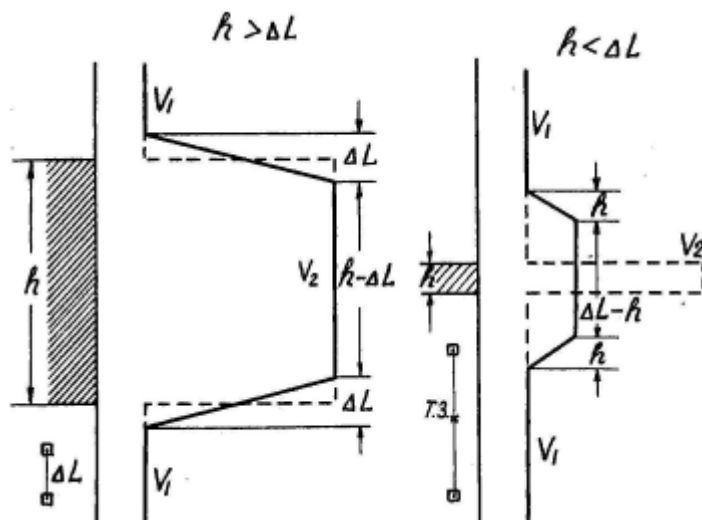


Рис. 16.11. Кривые акустического каротажа над пластами большой и малой мощности, отличающимися повышенной скоростью распространения упругих волн

Область применения метода АК - главным образом, месторождения нефти и газа, в последнее время метод начинает применяться и на рудных, и на угольных месторождениях.

## 2. Решаемые задачи

Решаемые задачи: литологическое расчленение разрезов, определение пористости и характера насыщения пор, определение положения водонефтяного контакта (ВНК) и газо-жидкостных контактов (ГЖК), цементометрия скважин; на рудных месторождениях - изучение геолого-технических условий.

Кроме ультразвукового метода, описанного выше, при исследовании скважин находят применение низкочастотный широкополосный акустический метод (НШАМ), в котором изучается акустическое поле в диапазоне частот от 5 до 20 кГц; интегральный акустический метод и вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), при которых источник колебаний устанавливается на поверхности, а приемники в скважине; метод акустического прозвучивания (МАП), при котором источник и приемник упругих волн устанавливаются в разных скважинах, и некоторые др.

## Контрольные вопросы

1. Куда направлен сходящийся веер векторов  $T_a$ ? Куда -расходящийся?
2. Какие параметры измеряются в акустическом каротаже?
3. Как устроен зонд акустического каротажа?
4. Что такое база зонда АК?
5. Как связана скорость упругих волн с пористостью?
6. Нарисуйте диаграмму АК для пласта, мощность которого равна базе зонда?

## Урок 11.

### Тема: Метод естественного магнитного поля и магнитной восприимчивости

#### План:

1. Физические основы метода
2. Интерпретация результатов КМВ

Магнитный картаж или, точнее, картаж магнитной восприимчивости (КМВ) заключается в измерении магнитной восприимчивости ( $k$ ) горных пород и руд, слагающих стенки скважины. КМВ - это основной метод исследования скважин на месторождениях магнитных железных руд, он применяется также на месторождениях бокситов, полиметаллов и марганцевых руд.

#### 1. Физические основы метода

Датчиком магнитной восприимчивости в скважинной аппаратуре служит катушка индуктивности, намотанная на ферритовом стержне длиной 10-12 см (рис. 16.1). Индуктивное сопротивление катушки зависит от электромагнитных свойств среды, в которой она находится. Для измерения изменений индуктивного сопротивления катушки ее включают в мост переменного тока (мост Максвелла), как это

сделано в аппаратуре КМВ-1 и КМВ-2, или в схему LC-генератора, выходная частота которого зависит от индуктивности датчика, т.е. от  $\mu$  окружающей среды (аппаратура ТСМК-40, ТСМК-30 и др.).

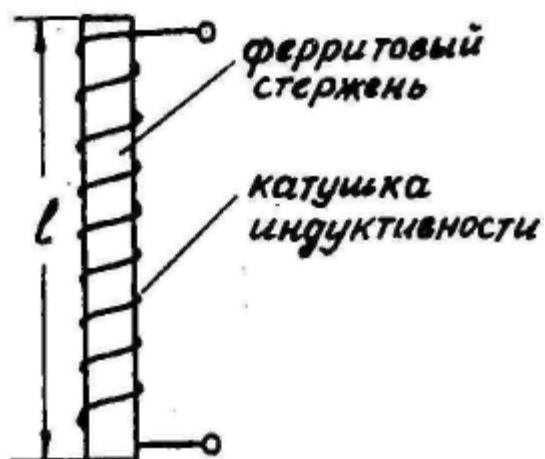


Рис. 16.1. Конструкция датчика аппаратуры КМВ

## 2.Интерпретация результатов КМВ

С помощью КМВ решаются такие задачи, как литологическое расчленение разрезов скважин, определение контактов и мощностей интервалов с повышенными магнитными свойствами, определение истинной величины магнитной восприимчивости пород и руд, определение процентного содержания железа в рудах.

**Литологическое расчленение разрезов** по данным КМВ основано на различном содержании магнитных минералов (в основном, магнетита) в разных горных породах. Из изверженных пород минимальными значениями  $\mu$  характеризуются породы кислого состава - граниты, сиениты и др.; повышенными - породы основного и ультраосновного состава; из осадочных пород наибольшими значениями  $\mu$  отличаются глины. Осредненные данные по магнитной восприимчивости ряда горных пород приведены в табл. 16.1.



Таблица 16.1. Магнитная восприимчивость горных пород

Горная порода	Магнитная восприимчивость, $\kappa_r \cdot 10^{-3}$ ед. СИ
Гранит	5-100
Габбро	150-600
Перидотит	380-1500
Известняк	0-5
Песчаник	0-100
Глина	0-500
Мрамор	0-5
Сланцы	5-500
Магнетитовая руда	75000-150000

Определение границ интервалов с повышенными магнитными свойствами выполняется по правилу полумаксима аномалии, т.к. расчеты и измерения на моделях показывают, что аномалии на кривых  $\kappa$  имеют простую форму, симметричную относительно середины интервала, как это показано на рис. 16.2.

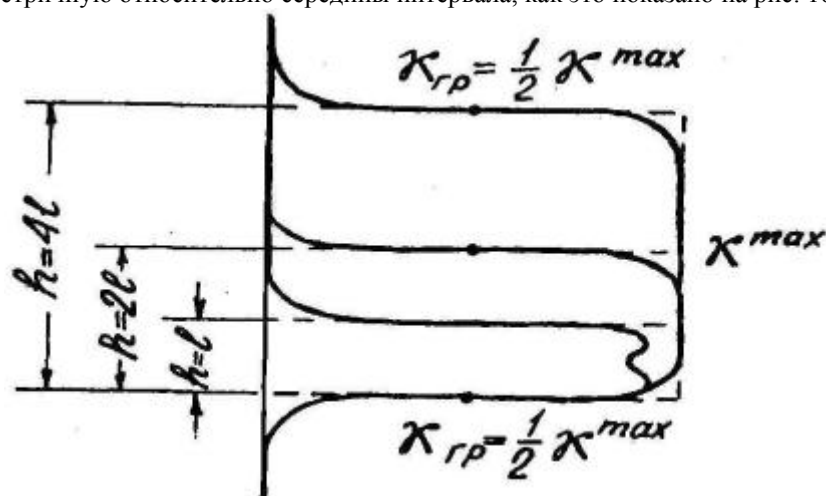


Рис. 16.2. Аномалии КМВ над пластами различной мощности с повышенной магнитной восприимчивостью

Если мощность пласта  $h$  меньше длины  $l$  датчика  $\kappa$ , то ширина аномалии перестает зависеть от  $h$  и становится равной  $l$  в середине аномалии появляется небольшое понижение, а ее максимум не достигает того значения, которое он мог бы иметь при большей мощности пласта.

Истинная магнитная восприимчивость пород и руд должна определяться для количественной интерпретации данных полевой магнитометрии. Величину  $\kappa_{ист}$  находят по результатам градуировки скважинных каппаметров, для чего изготавливают набор специальных эталонов, каждый из которых представляет собой картонный или пластмассовый барабан с цилиндрическим отверстием вдоль оси. Внешний диаметр барабанов должен, по крайней мере, вдвое превышать длину датчика  $\kappa$ , а диаметр центрального отверстия должен быть равен диаметру исследуемых буровых скважин. Высота барабанов должна быть в 4-5 раз больше длины датчика. Барабаны заполняют смесью скульптурного гипса или цемента с измельченным магнетитом.

Магнитную восприимчивость каждого эталона определяют с помощью контактного (лабораторного) каппаметра. При градуировке скважинный прибор помещают внутрь отверстия барабана так, чтобы датчик  $\kappa$  располагался в середине отверстия по высоте и был прижат к его стенке (как показано на рис. 16.3). На каждый измерительный диапазон скважинного каппаметра должно быть изготовлено 3-4 эталона с различной магнитной восприимчивостью. Типичный график градуировки  $n=f(\kappa_{ист})$  показан на рис. 16.4.

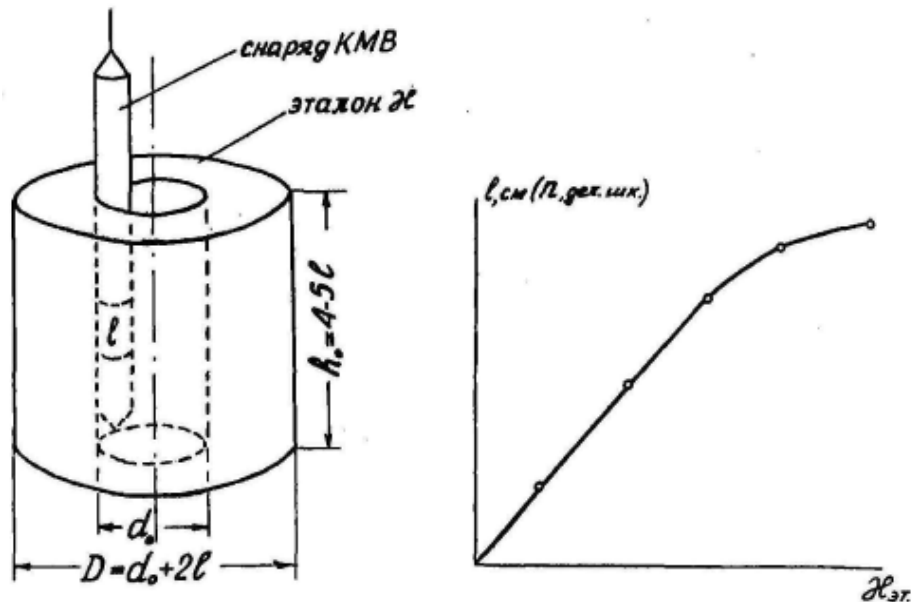


Рис. 16.3. Размещение скважинного прибора КМВ внутри эталона магнитной восприимчивости при градуировке

**Определение процентного содержания железа** по диаграммам КМВ основано на том, что между ним и величиной  $k$  магнитных руд существует корреляционная зависимость  $k_{\text{ист}} = \varphi(C_{\text{Fe}})$

В общем случае эта зависимость не является линейной. Для определения  $C_{\text{Fe}}$  можно использовать не истинные значения  $k$ , а отсчеты  $n$ , снятые, непосредственно с диаграмм КМВ. Поскольку  $n = f(k_{\text{ист}})$ , то и  $n = \Psi(C_{\text{Fe}})$ , причем последняя зависимость получается даже более близкой к линейной, чем предыдущая ( $k_{\text{ист}} = \varphi(C_{\text{Fe}})$ ).

Для экспериментального построения зависимости  $n = \Psi(C_{\text{Fe}})$  используют скважины с хорошим (близким к 100%) выходом керна. КERN, отобранный из рудных интервалов, опробуют и определяют содержание в нем железа с помощью химанализа. С диаграмм КМВ снимают осредненные значения  $k$  или средние отсчеты  $n$  против опробованных интервалов. Зависимость  $n = \Psi(C_{\text{Fe}})$  (рис. 16.5) отсекает на оси содержаний небольшой отрезок  $p$ , который характеризует содержание в рудах железа, приходящегося на его немагнитные минералы (силикаты или карбонаты).

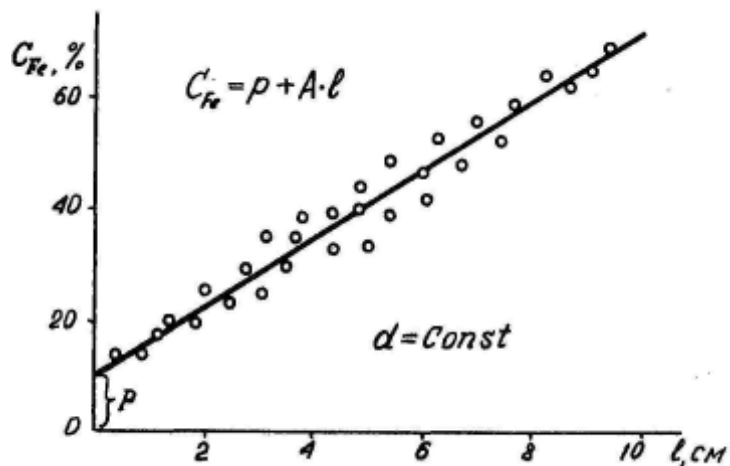


Рис. 16.5. Зависимость показаний КМВ от содержания железа в руде. Диаметр скважины 79 мм, месторождение Северо-Песчанское (по О.Н. Молчанову)

Содержание железа в руде может быть рассчитано как  $C_{\text{Fe}} = A \cdot n + p$ , (16.1) где  $A$  - угловой коэффициент, показывающий, сколько процентов железа соответствует единичному отсчету по шкале измерительного прибора. Кстати, слагаемое  $A \cdot n$  характеризует то количество железа, которое может быть извлечено из руды при ее магнитной сепарации.

Погрешность определения содержаний описываемым способом составляет 1-2% абсолютных.

Описанные зависимости составляют обязательно для одного и того же диаметра скважины, поскольку диаметр скважины влияет на результаты измерений. По этой же причине КМВ обязательно сопровождают квернометрией.

Зависимости  $k = \varphi(C_{Fe})$ , построенные для одного месторождения, не применимы для других, поскольку они являются не функциональными, а статистическими, и на них влияет еще целый ряд других факторов, таких, как минеральный состав руд, их структура и текстура и т.п.

Так, например, железистые кварциты с содержанием Fe 21% имеют  $k = 3$  ед. СИ, а у диабазов с содержанием Fe 27% -  $k = 0,9$  ед. СИ.

### Контрольные вопросы

1. Что является предметом измерения в магнитном каротаже?
2. Как устроен датчик аппаратуры КМВ?
3. Какие геологические задачи решаются с помощью КМВ?
4. Как располагается скважинный прибор в цилиндрическом эталоне при градуировке аппаратуры КМВ?
5. С какими методами следует комплексировать КМВ?
6. Почему каротаж по напряженности магнитного поля правильнее считать не каротажем, а методом скважинной геофизики?
7. Почему в скважинной магниторазведке необходимо знать величину и направление вектора  $T_a$  ?
8. Какова погрешность трехкомпонентной скважинной магниторазведки и почему?
9. Назовите отличия скважинной магниторазведки от полевой?

## Урок 12.

### Тема: Ядерно-магнитный метод

#### План:

#### 1. Основы метода ЯМК

1. Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) в земном магнитном поле основан на измерении параметров свободной ядерной прецессии (СП) протонов, возникающей после выключения поляризующего поля.

Измеряемые величины — несколько (как правило, три) значений  $U_1, U_2, U_3$  огибающей сигнала СП, которые регистрируют через фиксированные промежутки времени после выключения поля, а также время  $T_1$  продольной релаксации протонов. Определяемыми параметрами являются индекс свободного флюида (ИСФ), в процентах, и время  $T_1$ , в секундах.

ЯМК применяют в необсаженных скважинах для выделения коллекторов, приблизительной оценки их эффективной пористости, определения характера (нефть, вода) насыщенности коллекторов.

Условия применения: вертикальные и слабонаклонные скважины, заполненные глинистой промысловой жидкостью плотностью не менее  $1,2 \text{ г/см}^3$ , вязкостью более 25 с, водоотдачей не более  $9 \text{ см}^3/30$  мин без добавок углеводородов; содержание магнитных примесей в породах должно быть менее  $50 \text{ мг/см}^3$ , в промысловой жидкости — не более  $1 \text{ мг/см}^3$ ; уровень фонового сигнала в промысловой жидкости — на уровне собственных шумов прибора; вязкость пластовой нефти — менее 0,3 Па·с.

Требования к измерительным зондам ЯМК:

- диапазон определения индекса свободного флюида - 3-100%;
- предел допускаемой основной погрешности определения ИСФ -  $\pm 3\%$  в диапазоне ИСФ от 3 до 50 % и  $\pm 5\%$  в диапазоне ИСФ от 50 до 100%;
- допускаемая дополнительная погрешность, вызванная изменением напряжения питания на  $\pm 10\%$ , — не более 0,2 основной погрешности;
- допускаемая дополнительная погрешность, вызванная изменением температуры окружающей среды, — не более 0,1 основной погрешности на каждые  $10^\circ\text{C}$  относительно стандартного значения, равного  $20^\circ\text{C}$ .

Первичную и периодические калибровки выполняют, поместив скважинный прибор в стандартный образец ИСФ 3264-84, который устанавливают вертикально на расстоянии не менее 50 м от силовой, осветительной и радиотрансляционной сетей, убрав в радиусе 50 м мелкие ферромагнитные предметы (железный лом). Полевую калибровку проводят с помощью контрольного датчика.

Требования к прибору, который находится в калибровочном устройстве: отношение сигнала СП к помехе — не менее 100; время спада сигнала СП — не менее 200 мс; отклонение частотной настройки от частоты прецессии — меньше 5 Гц.

Контролируемые параметры: время поляризации — больше 2 с; «мёртвое» время — меньше 35 мс; время первой задержки (для измерения  $U_1$ ) — меньше 100 мс; различие в частотах настройки и прецессии — больше 5 Гц.

Параметры, подлежащие калибровке: нуль-сигналы каналов измерения  $U_1, U_2, U_3$ ; отклонения  $U_1, U_2, U_3$  при калибровке канала постоянным напряжением (стандарт-сигналы); отклонения  $U_1, U_2, U_3$  в стандартном образце ИСФ; отклонения  $U_1, U_2, U_3$ , соответствующие сигналу СП от контрольного датчика.

Подготовку к исследованиям, оформление заголовка и сами исследования выполняют согласно требованиям раздела 6. Дополнительные требования: РД 153-39.0-072-01

При помещении прибора в скважину регистрируют сигналы контрольного датчика, нуль- и стандарт-сигналы  $U_1$ ,  $U_2$ ,  $U_3$ .

После спуска прибора в интервал исследований с помощью контрольного датчика проверяют соответствие частотной настройки частоте прецессии и регистрируют уровень помех при выключенном токе поляризации (фоновая запись).

Контрольную запись выполняют в интервале пород, в которых ИСФ больше 4 %.

Скорость каротажа — не более 250 м/ч.

Для расчёта времени продольной релаксации данные ЯМК регистрируют одним из следующих способов: 5 кривых  $U_1$ , с изменяющимися временами поляризации; 15 значений  $U_1$  на фиксированной глубине при различных временах поляризации; 15 значений  $U_1$  на фиксированной глубине при различных временах действия остаточного тока.

Основные положения контроля качества измерений регламентируются разделом 6. Дополнительные требования:

Уровень фоновых помех не должен превышать 2 % ИСФ.

Отношение уровня помех при включённой поляризации к уровню помех при выключенной поляризации в интервалах пород без коллекторов (аргиллиты, ангидриты и т.п.) — не должно превышать 3.

Расхождение повторных замеров против пластов, для которых ИСФ больше 4 %, не должно превышать  $\pm 10$  %.

На твёрдых копиях результаты измерений представляют в арифметическом масштабе в треке T2.

### Контрольные вопросы

1. Применение ЯМК?
2. Требования к измерительным зондам ЯМК?
3. Условия применения ЯМК?

## Урок 13.

### Тема: Термометрические методы

#### План:

1. Метод естественного теплового поля
2. Метод искусственного теплового поля

Данные геотермии имеют важное научное и практическое значение. Они используются для решения многих проблем геологии, гидрогеологии, инженерной геологии, ядерной геологии, геофизики, геохимии, минераловедения и других отраслей.

В нефтяной и газовой геологии и практике промысловых работ геотермия играет особенно большую роль. Естественная температура недр является одним из основных факторов, определяющих условия образования нефти и газа, их миграцию и скопление в виде залежей. От температуры зависят физико-химические свойства и фазовое состояние нефти, газа и воды в пластовых условиях. Точный учет температуры недр необходим при проектировании и осуществлении разработки нефтяных и газовых месторождений, при определении термических условий бурения и эксплуатации скважин, проектировании, изготовлении и эксплуатации термостойкой скважинной аппаратуры и, наконец, при количественной интерпретации данных различных геофизических методов исследования скважин.

Тепловые потоки, наблюдаемые у земной поверхности, — это суммарное проявление многих источников тепловой энергии, основными из которых являются энергия естественных радиоактивных превращений и солнечная радиация, а также энергия, освобождающаяся при различных физико-химических процессах. В термическом режиме поверхностных слоев основную роль играет солнечная радиация, а тепловое состояние глубинных слоев земной коры определяется главным образом теплом радиоактивных превращений. Тепловой баланс поверхностных слоев зависит главным образом от солнечной радиации.

Солнечное тепло вызывает на земной поверхности и в верхних слоях литосферы различные биологические, геохимические, геологические и другие процессы. Температурные условия в данном пункте наблюдений обычно характеризуются среднесуточными, среднемесячными и среднегодовыми температурами. Если первые два параметра претерпевают значительные изменения, то последний практически постоянен для каждого пункта наблюдения.

В поверхностных слоях Земли наблюдается суточная и годовая периодичность колебаний температур. Колебания подчинены соответствующим законам, и их амплитуды затухают с возрастанием глубины. Слои, в которых амплитуды суточных и годовых колебаний температур становятся меньше погрешностей наблюдений, т. е. практически равны нулю, называются слоями постоянных суточных и годовой температур. Мощность слоя постоянной суточной температуры не превышает 1-2 м. Слой постоянной годовой

температуры называемый нейтральным слоем, на территории СССР залегает на глубине от 10 до 40 м и для европейской части нашей страны принимается равным 25 м.

Температура на глубине нейтрального слоя считается равной среднегодовой температуре земной поверхности, которая обычно несколько превышает среднегодовую температуру воздуха. Это превышение на уровне моря равно около 0,8 °С и с увеличением высоты местности на 500-2000 м соответственно возрастает на 1-2 °С. Среднегодовая температура по СССР варьирует от -17 °С на Крайнем Севере до 18 °С в Термезе.

Вековые колебания температур происходят в толще земной коры до глубины 1000 м, что подтверждается наличием многолетнемерзлых пород, мощность которых в некоторых районах достигает 700-800 м.

Термический режим глубинных слоев земной коры определяется внутренним теплом Земли. Ниже глубины залегания нейтрального слоя повсеместно наблюдается закономерное увеличение температуры с глубиной. Интенсивность возрастания температур характеризуется величиной геотермического градиента

$$\Gamma = dt/dz = q$$

Где q-плотность теплового потока.

Величина, обратная геотермическому градиенту, называется геометрической ступенью

$$G = 1/\Gamma = 1/q$$

Метод основан на изучении распределения во времени теплового поля, искусственно созданного в скважине, и на различии тепловых свойств изучаемых сред, в частности теплопроводности.

Искусственное поле в скважине может быть создано путем заполнения ее промывочной жидкостью с температурой, отличающейся от температуры пород, и путем нагревания промывочной жидкости при экзотермической реакции схватывания цемента при цементировании затрубного пространства.

Процесс остывания или нагревания промывочной жидкости, заполняющей ствол скважины и имеющей в начальный момент времени температуру, отличную от температуры исследуемых пород, до известной степени известен подобен остыванию или нагреванию в безграничной среде цилиндра бесконечной длины и конечного диаметра, заполненного средой, температура которой в начальный момент времени постоянна.

Решение дифференциального уравнения теплопроводности (117) для указанного случая дано А. И. Заборовским, а также В. Н. Дахновым и Д. И. Дьяконовым. Формула (122) характеризует процесс остывания нагревания ствола скважины, когда все исследуемое пространство, включая скважину и породы, однородно и изотропно. По этой формуле рассчитываются кривые изменения во времени разности температур промывочной жидкости. Из теоретических расчетов следует, что чем выше теплопроводность и ниже удельное тепловое сопротивление пород, тем быстрее изменяется со временем температура промывочной жидкости в скважине. Различие интенсивности теплообмена между глинистым раствором и разными горными породами и определяет возможность применения метода для изучения геологических разрезов скважин.

На кривых термометрии искусственного поля породы пласта с теплопроводностью, отличающейся от теплопроводности вмещающих отложений, выделяются аномалиями температур. Если температура промывочной жидкости меньше температуры пород, то породы низкого удельного теплового сопротивления отмечаются на термограмме аномалиями повышенных температур, а породы высокого теплового сопротивления – аномалиями повышенных температур. Обратная картина наблюдается в случае (рис. 122).

Нестационарные тепловые поля в бурящихся, нагнетательных и эксплуатационных скважинах характеризуют различные эндо- и экзотермические, газогидродинамические и другие процессы в стволе скважины и в окружающих ее породах.

Метод искусственного теплового поля позволяет решать следующие задачи:

- 1) определение термодинамических и газогидродинамических характеристик эксплуатируемых объектов; основная цель этих работ – контроль разработки нефтегазовых месторождений и подземных хранилищ газа;
- 2) изучение технического состояния скважин.

### Контрольные вопросы

1. Что такое термометрия скважин?
2. Какие методы существуют?
3. В каких целях используют термометрию?
4. Дайте определение методу естественного теплового поля.
5. Дайте определение методу искусственного теплового поля.

## Урок 14

### Тема: Кавернометрия и профилометрия

#### План:

1. Кавернометрия
2. Профилометрия
1. Кавернометрия (КМ) заключается в измерении среднего диаметра буровой скважины. Дело в том, что 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  $d_H$ ; 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 залавливается 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.

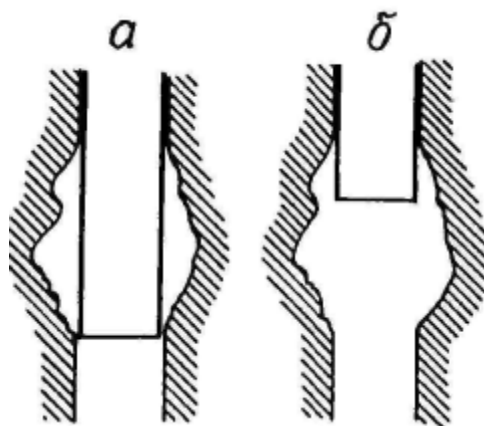


Рис. 18.1. Пример правильной (а) и неправильной (б) установки обсадной трубы в скважине

Знание диаметра скважины необходимо для решения как технических, так и геологических задач. Так, например, зная диаметр скважины нужно для того, чтобы правильно установить обсадную трубу в скважине (см. рис. 18.1), 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. 18.2).

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. 18.3 показана нижняя часть рычажного каверномера.

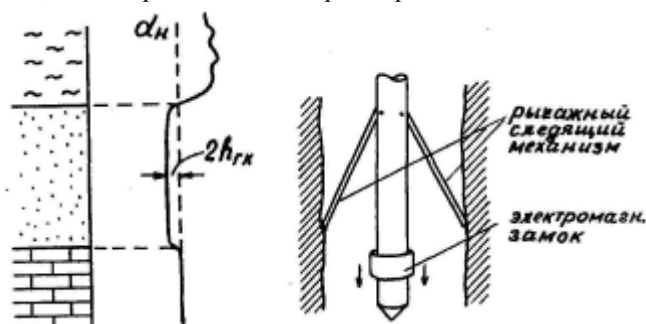


Рис. 18.3 Устройство каверномера рычажного

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 (рис. 18.4) 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.

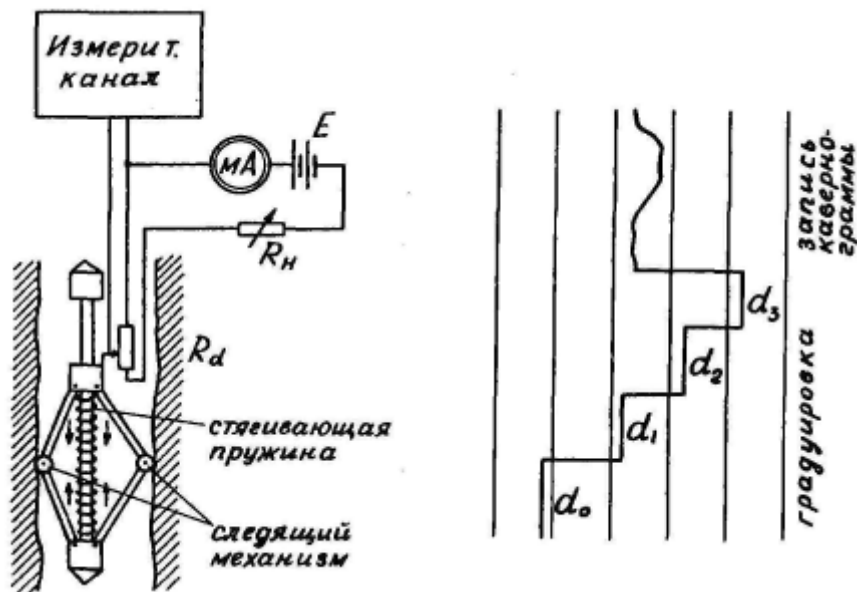


Рис.18.4. Схема измерений со скважинным каверномером и пример записи результатов градуировки каверномера

2. Профилеметрия - 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, продельвая углубление в стенке скважины - желоб. Такие же углубления может образовывать и каротажный кабель при подъеме скважинного прибора (рис. 18.5).

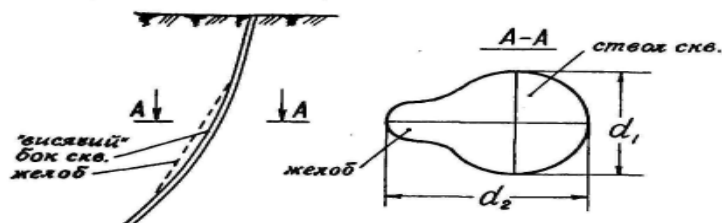
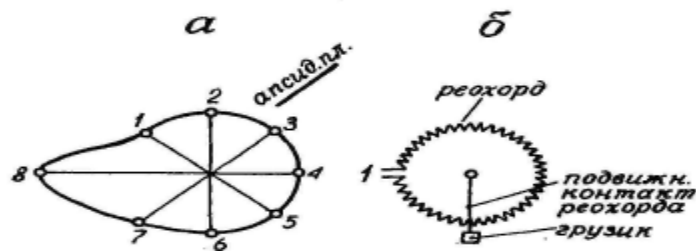


Рис. 18.5. Образование желоба в висячем боку наклонной буровой скважины

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 профилеметрии 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.

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 (рис. 18.6, б) 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. 18.6, а.  
 Рис. 18.6. Результаты измерений со скважинным радиусомером СПР-1 (а) и конструкция датчика положения радиусомера относительно апсидальной плоскости скважины (б).

### Контрольные вопросы

1. Для чего применяется каверномер?
2. Типы каверномеров?
3. Применение профилемера?

## Урок 15.

### Тема: Инклинометрия

#### План:

#### 1. Инклинометрия

1. Инклинометрия - это измерение углов искривления буровой скважины. Буровые скважины задают либо вертикальными, либо наклонными, исходя из геологических или технических соображений. Наклонные скважины приходится бурить при добыче нефти с морских платформ, с насыпных оснований в болотистых районах Западной Сибири, чтобы, не меняя положения буровой вышки, вскрыть нефтяную залежь в нескольких местах (рис. 18.7, б), наклонными бурят и дополнительные стволы, ответвляющиеся от основного. На рудных месторождениях наклонные скважины задают при разведке крутопадающих рудных тел (рис. 18.7, а). В процессе бурения скважины могут отклоняться от заданного направления - искривляться.

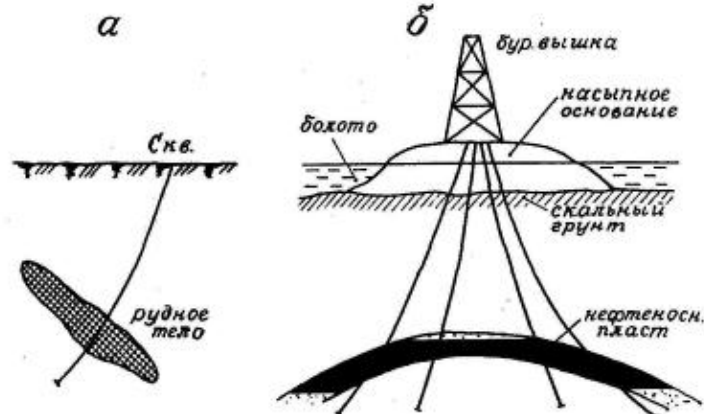


Рис. 18.7. Расположение наклонных скважин при разведке рудной (а) и нефтяной (б) залежи в Западной Сибири

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  $90^\circ$ .

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, т.е. чтобы не допустить ошибок при подсчете запасов. Приборы для измерения искривления скважин называются инклинометрами.

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

Упрощенная электрическая схема такого инклинометра приведена на рис. 18.8,



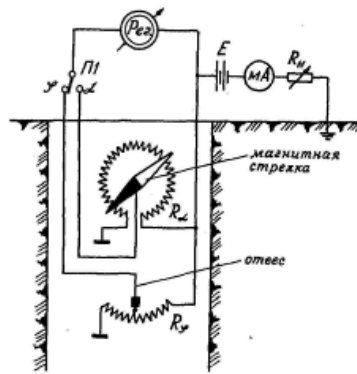


Рис. 18.8. Упрощенная электрическая схема скважинного инклинометра

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

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 поточечно, 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 механизма 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 гиромотор - 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, предложенного автором совместно с проф. А.В. Давыдовым. Конструкция датчика приведена на рис. 18.9. Он 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.

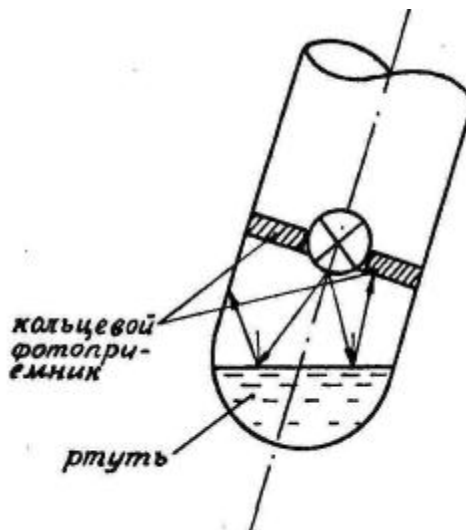


Рис. 18.9. Жидкостный датчик угла наклона скважины, предложенный А.В. Давыдовым и И.Г. Сквородниковым

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. Описанный датчик признан изобретением СССР (авт. свид. №1509518).

Вопросы обработки результатов инклинометрии и построения инклинограмм будут рассмотрены нами на практических занятиях.

#### Контрольные вопросы

1. Какие задачи решает инклинометрия?
2. Схема скважинного инклинометра?
3. Можно ли использовать инклинометры с магнитной стрелкой в обсаженных скважинах или в скважинах пересекающих магнитные руды? И почему?

### Урок 16.

#### Тема: Пластовая наклонметрия

##### План:

1. Пластовая наклонметрия

1. 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  $120^\circ$  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. 18.10).

Разработаны приемы, с помощью которых по разности глубин  $\Delta h_{1-2}$ ,  $\Delta h_{2-3}$  и  $\Delta h_{1-3}$  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.

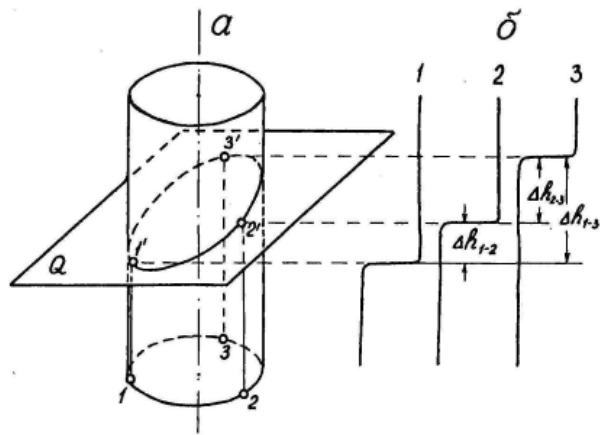


Рис. 18.10. Принцип действия пластового накломера: а - расположение датчиков накломера; б - диаграммы, зарегистрированные этими датчиками на контакте пород с различными физическими свойствами. Для более подробного знакомства с методом пластовой наклометрии рассмотрим устройство и принцип действия пластового накломера НП-3 (рис. 18.11).

В этом приборе имеются 3 электрода для записи диаграмм МСК. Они располагаются по окружности прибора через  $120^\circ$  и питаются от источника постоянного тока  $E$  через диоды Д1-Д3.

В левом положении переключателя Ш на электроды подается "-" питающего напряжения, диоды Д1-Д3 включены в прямом направлении и измерительные приборы И1-И3 регистрируют 3 диаграммы МСК. Токовая цепь замыкается через поверхностное заземление, к которому подключается "+" источника (плата П1-5). Через каждые 50-100 м зонд останавливают и определяют его ориентировку относительно апсидальной плоскости скважины.

Для этого переключатель П1 переводят в правую позицию. В результате ко всем 3 жилам подключается "+" источника тока, а к "земле" - "-". Диоды Д1-Д3 закрываются, и ток через электроды 1-3 не проходит. Зато открывается диод Д4, и ток проходит через электромагнит ЭМ, который между 2 и 3 жилами кабеля подключает датчик ориентировки скважинного прибора. Этот датчик устроен так же, как и в радиусомере (см. рис. 18.6, б). Начало реохорда датчика совмещено с положением 1 электрода. Сопротивление датчика измеряют регистратором И4, после чего возвращают переключатель П1 в правую позицию и продолжают подъем.

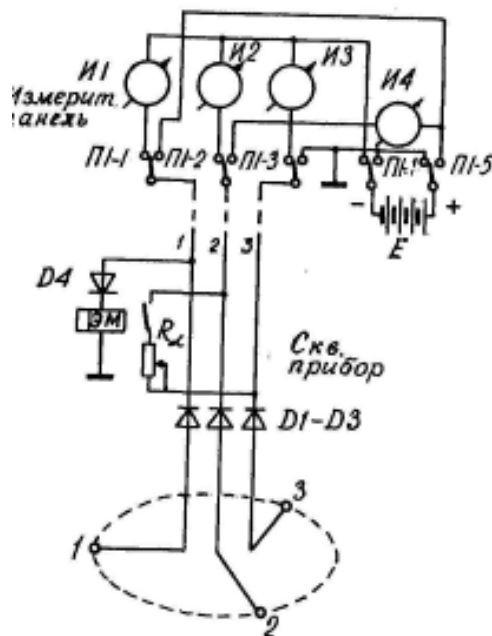


Рис. 18.11. Принципиальная электрическая схема пластового накломера НП-3

По разности в глубинах аномалий, записанных тремя регистраторами И1-И3, и по данным инклинометрии скважины вычисляют угол и азимут падения пластов, пересеченных скважиной.

#### Контрольные вопросы

1. Какие задачи решают с помощью пластовых накломеров?
2. Скважинный прибор ПН?

## Урок 17.

### Тема: Контроль цементирования скважин

#### План:

1. Цементометрия
2. Дефектометрия
3. ЛМ

1. Цементометрия — это исследования, имеющие целью оценку качества цементирования обсадных колонн (ОК) в скважинах.

Эксплуатационные скважины на нефтяных и газовых месторождениях по окончании бурения обсаживают стальными колоннами, пространство между колонной и стенкой скважины заполняют цементом высоких марок и только после этого вскрывают продуктивные пласты с помощью перфораторов, чтобы открыть доступ нефти (или газа) из пласта в скважину (рис. 19.1).

Цементирование ОК необходимо для предотвращения затрубных перетоков подземных вод из ниже- и вышележащих пластов в продуктивные горизонты.

Качество цементирования характеризуется:

- высотой подъема цемента в затрубном пространстве;
- полнотой и равномерностью заполнения затрубного пространства цементом;
- степенью сцепления цементного камня (ЦК) с колонной и с породой.

Определение высоты подъема цемента в затрубном пространстве — эта операция называется еще "отбивкой цементного кольца" (ОЦК) — проще всего производится методом термометрии в течение 6-24 часов после заливки цемента (см. лекцию 15, рис. 15.15).

Определить высоту подъема цемента можно также с помощью метода радиоактивных изотопов. Для этого в цемент добавляют какой-либо искусственный радионуклид с небольшим периодом полураспада

(например,  $^{131}\text{I}$ ,  $T_{1/2} = 8$  дней), или размельченную урановую руду с забалансовым содержанием U. Недостаток этого метода - необходимость соблюдения правил техники безопасности при работе с радиоактивными веществами. Зато этот метод позволяет не только выполнить ОЦК, но и оценить полноту заполнения затрубного пространства цементным камнем, если детектор  $\gamma$ -излучения поместить во вращающийся экран с прорезью.

Изучение равномерности заполнения затрубного пространства цементным камнем успешно осуществляется методом ГТК. При этом используется различие в плотности цементного камня (1,8-2,0 г/см<sup>3</sup>) и жидкости (1,0-1,2 г/см<sup>3</sup>), заполняющей пустоты. Приборы для  $\gamma$ - $\gamma$ -цементометрии содержат несколько зондов ГПС, состоящих из источника  $^{60}\text{Co}$  ( $E_\gamma = 1,33$  МэВ) или  $^{137}\text{Cs}$  ( $E_\gamma = 0,66$  МэВ) и отделенного от него свинцовым экраном детектора рассеянного  $\gamma$ -излучения.

В аппаратуре ЦМТУ-1 таких зондов 3, и они расположены в одной плоскости под углом 120° друг к другу (рис. 19.2).

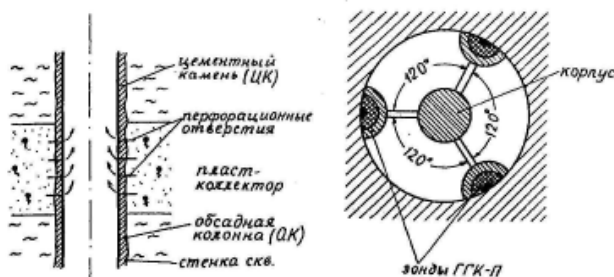


Рис. 19.1. Схема оборудования эксплуатационной скважины на нефтегазовом месторождении

Рис. 19.2. Расположение датчиков скважинного гамма-гамма-цементомера в поперечном сечении скважины

В цементометре ЦФ-4 их 4, расположенных под углом 90° друг к другу. Мощность источника около 50 мКи, счетчики - газоразрядные. Каждый счетчик экранирован так, что на него попадает рассеянное  $\gamma$ -излучение только с той стороны, где он примыкает к колонне. Такие цементометры как бы осматривают скважину изнутри по 3 или 4 образующим. Интервалы, где цементный камень (ЦК) отсутствует или не полностью заполняет затрубное пространство, отмечаются как участки пониженной плотности. Одновременно решается задача ОЦК.

Однако  $\gamma$ - $\gamma$ -цементометрия не позволяет исследовать распределение цемента по всему периметру скважины в ее поперечном сечении.

Изучение степени сцепления цемента с колонной и с горной породой определяется только по данным акустической цементометрии (АКЦ). Если колонна труб не имеет сцепления с цементом, свободна, то упругие колебания, возбужденные в ОК, не передаются цементному камню, и упругая волна распространяется по колонне со скоростью 5200 м/с при относительно небольшом ослаблении.

В случае качественной заливки и при хорошем сцеплении, между колонной и цементом имеется акустический контакт, упругие колебания в колонне возбуждают такие же колебания в цементном камне, в связи с чем большая часть их энергии рассеивается на пути между источником и приемником. Приемник регистрирует значительное ослабление и быстрое затухание этих колебаний.

Амплитуда первого вступления  $A_p$  обычно меньше амплитуды последующих колебаний, поэтому в АКЦ регистрируется величина  $A_k$ , характеризующая амплитуду нескольких колебаний - выпрямленный сигнал 3 периодов волны в условных единицах - мВ, в виде непрерывной кривой.

Хорошее сцепление цемента со стенкой скважины проявляется повышенным временем  $T$  пробега волны со значительной амплитудой колебаний  $A_p$ , т.к. в этом случае большая часть энергии упругих колебаний распространяется по горной породе с характерной для этой породы скоростью. Для большинства осадочных горных пород эта скорость меньше, чем скорость в стальных трубах (см. табл. 16.3). Исключение составляют только крепкие, кремнистые известняки, для которых  $V_p$  достигает 7000 м/с. Таким образом, совместное рассмотрение кривых  $A_k$  и  $T$  позволяет определить высоту подъема цемента в затрубном пространстве (ЗТП), полноту заполнения ЗТП цементом, качество сцепления цемента с колонной, а при благоприятных условиях - и с горной породой.

Акустические цементометры, как правило, представляют собой двухэлементный акустический зонд с кольцевым магнестрикционным излучателем и кольцевым пьезоэлектрическим приемником. Длина зонда - около 2,5 м. Источник и приемник изолированы друг от друга акустически - резиновыми поглотителями колебаний. Источник вырабатывает пакеты ультразвуковых импульсов с частотой 25 кГц. Частота следования пакетов - 12,5 Гц. Сигналы с приемника усиливаются и передаются на поверхность, где обрабатываются и фиксируются в виде трех диаграмм:  $A_k$  - амплитуды волны, пришедшей по колонне,  $A_p$  - амплитуды волны, пришедшей по породе и  $T$  - времени прихода волны с наибольшей амплитудой. Кроме того, предусмотрена возможность регистрации волновых картин с определенным шагом дискретизации. Имеются программы для обработки и интерпретации данных АКЦ на ЭВМ.

На рис. 19.3 представлены результаты АКЦ для нескольких частных случаев.

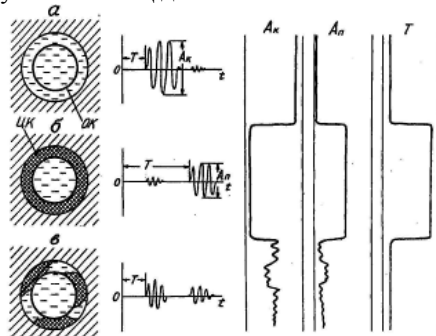


Рис. 19.3. Результаты акустической цементометрии: а - при отсутствии цемента в затрубном пространстве; б - при полном заполнении затрубного пространства и хорошем сцеплении цементного камня с обсадной колонной и стенкой скважины; в - при частичном заполнении затрубного пространства цементным камнем

В случае отсутствия цемента в затрубном пространстве (а) пришедшая первой волна по колонне имеет максимальную амплитуду. Этому случаю соответствуют высокие показания на кривой  $A_k$  и низкие -  $A_p$  и  $T$ . В случае полного заполнения ЗТП и хорошего сцепления (б) волна, пришедшая по колонне, имеет малую амплитуду, пришедшая позднее волна по породе - большую. Этому случаю соответствует минимум на кривой  $A_k$  и повышенные показания  $A_p$  и  $T$ . В случае неполного заполнения ЗТП (в) первой приходит волна по колонне,  $T$  минимально, на кривых  $A_k, A_p$  - промежуточные показания.

Таким образом, АКЦ является наиболее универсальным и информативным методом оценки качества цементирования скважин.

## 2. Дефектометрия обсадных колонн

Дефектометрия ОК имеет целью контроль состояния обсадных колонн и выявление их дефектов. К характеристикам ОК, опущенных в скважину, относятся; внутренний диаметр колонн, толщина стенок, местоположение муфтовых соединений и участков нарушения целостности труб в результате перфорации, трещин и коррозии, местоположение "прихватов" труб горными породами. Для контроля состояния ОК применяют механические, радиоактивные, индуктивные и оптические методы. Внутренний диаметр ОК определяют с помощью специальных микрокаверномеров и профиломеров. Эти приборы устроены, в принципе, так же, как и каверномеры и профиломеры для открытого ствола, но имеют более высокую точность ( $\pm 0,1$  см). Внутренний диаметр необходимо знать для количественной и качественной интерпретации данных цементометрии, расходомерии и радиометрии. Толщина стенок труб может

изменяться под воздействием механических напряжений, коррозии, взрывных работ. Для определения толщины стенок применяют ГГМ и индукционный метод. Приборы, осуществляющие  $\gamma$ - $\gamma$ -дефектометрию, обычно являются комплексными и, кроме дефектометрии, решают еще и задачи цементометрии скважин. Примером могут служить скважинные гамма-гамма-дефектомеры-толщиномеры, такие как СГДТ-2 и СГДТ-3. На рис. 19.4 показано устройство скважинного прибора СГДТ-3 в продольном разрезе. Прибор представляет собой комбинацию 2 зондов ГГК, короткого и длинного, с одним источником.

В качестве источника  $\gamma$ -квантов использован радионуклид Cs137. Детектор короткого зонда-толщиномера размещен в 19 см от источника. Это расстояние и углы наклона коллимационных отверстий выбраны так, чтобы интенсивность рассеянного  $\gamma$ -излучения зависела, главным образом, от толщины обсадной колонны. На рис. 19.5 приведен пример диаграммы 1п зонда-толщиномера. Детектор длинного зонда-дефектомера состоит из 3 (через  $120^\circ$ ) сцинтилляционных счетчиков.

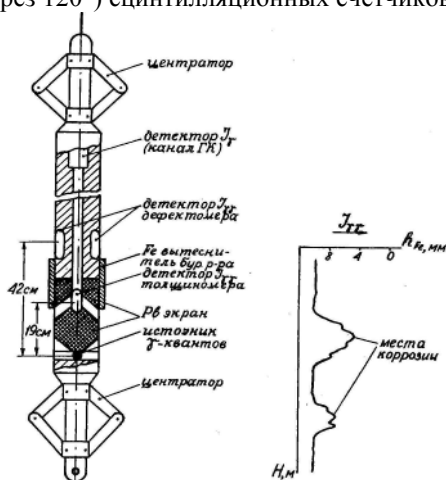


Рис. 19.4. Конструкция гамма-дефектомера

Размер длинного зонда (42 см) выбран таким, чтобы на его показания влияла, в основном, плотность среды за стенкой ОК. Между детекторами и источником размещен свинцовый экран. Устранение фона излучения, существующего за счет рассеяния  $\gamma$ -квантов скважинной жидкостью, добиваются уменьшением зазора между кожухом СП и стенкой ОК до 8-10 мм с помощью стального вытеснителя промывочной жидкости.

В верхней части СП установлен детектор канала ГК, диаграммы которого служат для привязки к разрезу скважины кривых толщиномера и дефектомера. Прибор центрируется в скважине рычагами центрирующих фонарей, обеспечивающих его устойчивое положение по оси скважины при углах наклона до  $30^\circ$ .

Электронная схема прибора выполнена на интегральных микросхемах и обеспечивает формирование и передачу на поверхность сигналов по трехжильному кабелю.

Индукционные дефектомеры основаны на принципе электромагнитной дефектоскопии. Скважинный прибор содержит генераторную и приемную катушки, электромагнитная связь между которыми осуществляется по обсадным трубам. Частота переменного тока генератора - 300-400 Гц. Затухание сигнала зависит от толщины стенок труб. По этой причине измеряют либо амплитуду сигнала в приемной катушке, либо сдвиг фаз между сигналами в приемной и генераторной катушках.

Для примера на рис. 19.6 приведена запись результатов индукционной дефектометрии, на которой хорошо фиксируются как дефекты ОК, так и соединительные муфты.

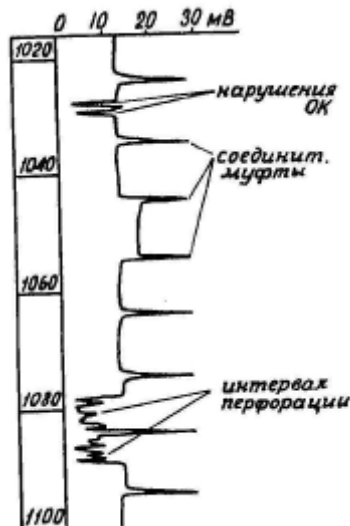


Рис. 19.6. Пример записи результатов индукционной дефектометрии

Оптические методы включают фотографирование и телепередачу изображения из скважины. Они используются для изучения состояния обсадных колонн и фильтров, а в необсаженных скважинах - для изучения геологического разреза.

При фотосъемке или передаче изображения стенка скважины освещается лампой-вспышкой. Естественно, жидкость в скважине должна быть прозрачной.

3. Определение положения соединительных муфт производится с помощью прибора, называемого локатором муфт (ЛМ). Простейший локатор муфт (рис. 19.7) состоит из катушки индуктивности с большим количеством витков и 2-х постоянных стержневых магнитов, установленных по обе стороны от катушки одноименными полюсами навстречу друг другу. Оси катушки и магнитов совпадают. Магнитные силовые линии постоянных магнитов пронизывают катушку индуктивности и замыкаются через трубу. При движении локатора в трубе, имеющей постоянную толщину стенок, магнитные потоки обоих магнитов одинаковы и компенсируют друг друга. Сигнал на выходе катушки индуктивности равен 0. При прохождении локатора мимо стальной соединительной муфты сначала усиливается магнитный поток верхнего магнита, затем - нижнего.

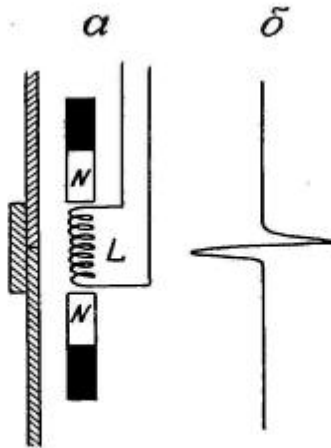


Рис. 19.7. Устройство простейшего локатора муфт (а) и вид диаграммы локатора (б)

Рис. 19.7. Устройство простейшего локатора муфт (а) и вид диаграммы локатора (б)

На выводах катушки появляется двуполярный импульс напряжения (рис. 19.7, б), который и регистрируется на поверхности. Амплитуда сигнала достаточно велика, так что никаких усилителей здесь не требуется. Локатор реагирует и на некоторые повреждения ОК - трещины, перфорационные отверстия. Диаграммы ЛМ используют для точной привязки интервалов перфорации. Муфты служат реперами. Их положение увязывают с маркирующими горизонтами обычных каротажных диаграмм необсаженных скважин путем совместной записи диаграмм ГК и ЛМ. Затем глубину спуска перфораторов проверяют по муфтам колонны. Обычное расстояние между соединительными муфтами - около 10 м. Определение мест прихвата ОК осуществляют с помощью приборов, называемых прихватоопределителями. Эти приборы используют изменение магнитных свойств ОК, связанное с ее механическим напряжением. Как известно, выше прихвата напряжение меньше; (здесь трубы как бы опираются на породу), чем под ним. Прихватоопределители так же, как и локатор муфт, содержат катушку индуктивности и пару постоянных магнитов, магнитный поток которых замыкается через стенку колонны и пересекает витки катушки индуктивности.

Положение "прихвата" можно определить и с помощью обычного локатора муфт. Методика таких работ поясняется рис. 19.8.

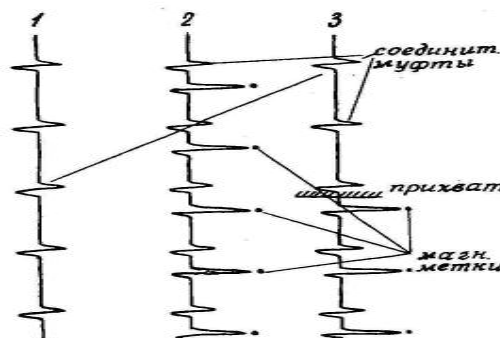


Рис 19.8 Определение местоположения прихвата обсадной колонны с помощью локатора муфт: 1 - первичная диаграмма локатора; 2 - после простановки магнитных меток; 3 - после закручивания колонны

Сначала снимают обычную диаграмму ЛМ (кривая 1). Затем в скважину опускают намагничивающее устройство и через определенный интервал ставят на колонне магнитные метки - намагничивают небольшие участки ОК. Снова снимают диаграмму ЛМ (кривая 2), на которой будут отбиты уже не только соединительные муфты, но и магнитные метки. На диаграмме 2 они помечены точками. После этого трубу подвергают механическому усилию - начинают вытаскивать ее с помощью специальных домкратов или закручивать. Это механическое воздействие вызывает размагничивание магнитных меток, и они исчезают. Но ниже прихвата механическое усилие не передается, и магнитные метки там сохраняются. Еще раз снимают диаграмму ЛМ (кривая 3). По промежутку, где исчезают магнитные метки, определяют положение прихвата. После этого труба может быть обрезана выше места прихвата и извлечена на поверхность для повторного использования.

### Контрольные вопросы

1. Для чего используется цементметрия?
2. Прибор гамма дефектометра?
3. Применение ЛМ?

### Урок 18.

#### Тема: Отбор образцов пород, проб пластовых флюидов и испытание пластов

##### План:

1. Отбор проб пластовых флюидов
2. ПВР в скважинах для отбора грунтов

1. Обычное опробование пластов занимает много времени. Его выполняют после завершения бурения, спуска и цементирования обсадной колонны методом пробной эксплуатации: исследуемый интервал вскрывают перфораторами, изолируют от др. интервалов и откачивают из него нефть, газ или воду (в зависимости от характера насыщения пласта). Интервалы для опробования выделяют на основании изучения комплекса каротажных диаграмм и керна. Ускорить этот процесс и повысить эффективность буровых работ можно, если опробовать перспективные пласты сразу после их вскрытия бурением, без крепления скважины. Для этого используют испытатели пластов на трубах (ИПТ) и опробователи пластов на кабеле (ОГЖ). Применением ОГЖ занимаются сотрудники геофизической службы. Опробователь пластов содержит корпус с прижимным устройством и герметизирующий башмак с каналом для прохождения флюида, камеру для сбора пробы, а также привод.

Более подробно принцип действия и конструкцию опробователей пластов разберем на примере прибора ОПУ-65 (рис. 20.1). В ОПУ-65 применен электрогидравлический привод.

В корпусе прибора, заполненном рабочей жидкостью РЖ, размещены электромотор ЭМ с поршнем П и поршни прижимного устройства ПУ и герметизирующего башмака ГБ, а также подпружиненный шток Ш. Прибор опускают в скважину на каротажном кабеле и устанавливают напротив исследуемого пласта. При подаче питания на электромотор ЭМ он приходит во вращение и начинает опускать поршень П. Давление рабочей жидкости РЖ возрастает и выдвигает прижимное устройство ПУ и герметизирующий башмак ГБ. Прибор оказывается прочно заклиненным в скважине. Подпружиненный шток Ш, опускаясь, открывает камеру К для сбора пробы и соединяет ее с отверстием в герметизирующем башмаке ГБ, который разобцает исследуемый участок стенки скважины и саму скважину. Давление в камере К равно атмосферному, давление в пласте - много больше. Под действием пластового давления флюид из пласта поступает в канал ГБ и заполняет камеру К. О поступлении пробы в камеру К свидетельствует повышение давления в ней, зарегистрированное датчиком давления ДД. После заполнения камеры двигатель ЭМ реверсируют. Давление рабочей жидкости РЖ на поршни ГБ и ПУ падает. Шток Ш поднимется, закупоривая своей нижней частью камеру К и одновременно соединя отверстие разгерметизации ОР с каналом в герметизирующем башмаке.

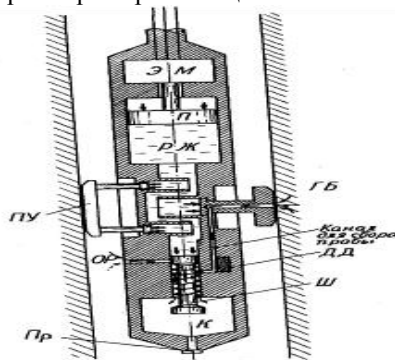


Рис. 20.1. Устройство опробователя пластов на кабеле ОПУ-65

Давление под башмаком ГБ и снаружи его выравнивается, происходит разгерметизация башмака, и он втягивается в углубление корпуса опробователя. Втягивается и прижимное устройство ПУ. После этого опробователь можно поднимать к устью скважины и извлекать на поверхность. По извлечении опробователя из скважины его подвешивают над ведром или др. емкостью, вывинчивают пробку Пр и сливают туда отобранную пробу. Емкость камеры К составляет 4,5 л.



При отсутствии притока прибор можно переместить на другую точку и попытаться отобрать пробу еще раз. Опробователь допускает до 8 повторений попыток отобрать пробу. ОПУ-65 является универсальным прибором, его можно применять не только в нефтяных и газовых, но и в рудных, угольных и гидрогеологических скважинах. Его длина - 3,7 м, масса - 65 кг, диаметр - 65 мм.

ОПУ-65 является одним из наиболее простых. Другие опробователи (ОПН, ОПТ, ОПТ и т.д) имеют большие размеры и снабжаются зарядами взрывчатого вещества для пробивания канала в породе и для отрыва герметизирующего башмака от стенки скважины.

Результаты опробования пластов приборами на кабеле позволяют выделять в разрезе породы коллекторы и неколлекторы, определять характер насыщения пластов и, следовательно, устанавливать положение водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК) и газоводяного (ГВК) контактов, а также оценивать гидродинамические характеристики пластов. Так, например, наличие притока в камеру свидетельствует, что пласт является коллектором, отсутствие притока - неколлектором.

Характер насыщения определяют по результатам анализа отобранных проб. Нефтеносные пласты выделяются по составу УВГ с повышенным содержанием тяжелых углеводородов. Признак водоносного пласта - низкое газосодержание с преобладанием метана. Высокое содержание метана свидетельствует о газоносности пластов.

Наиболее эффективно применение ОПК в случае опробования гранулярных коллекторов. В случае коллекторов трещинного типа велика вероятность того, что отверстие в герметизирующем башмаке расположится против непроницаемого промежутка и, следовательно, потребуется много точек опробования.

Результаты опробования позволяют оперативно уточнить результаты интерпретации каротажных диаграмм.

## 2. Прострелочно-взрывные работы в скважинах

Прострелочно-взрывные работы в скважинах (ПВР) включают отбор грунтов (отбор образцов пород из стенок скважины), перфорацию обсадных колонн, торпедирование и некоторые др. операции.

### Отбор грунтов

Основные сведения о геологическом разрезе пробуренных скважин геологи получают на основании изучения керна, извлеченного при бурении, и уточняют по каротажу. В тех случаях, когда эти данные недостаточны или вступают в противоречие, или когда отсутствует керн, строение геологического разреза уточняют с помощью образцов, добытых из стенок скважин с помощью так называемых "грунтоносов". Работы по отбору грунтов выполняются геофизиками с использованием кабеля и спуско-подъемного оборудования каротажных станций (или подъемников).

Наибольшим распространением пользуются боковые стреляющие грунтоносы (рис. 20.2).

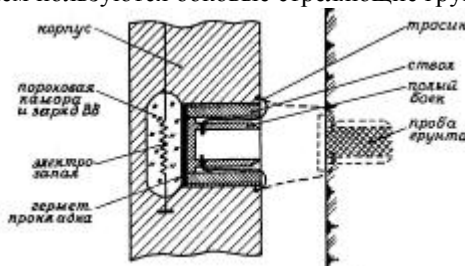


Рис. 20.2. Устройство бокового стреляющего грунтоноса

Такой грунтонос состоит из массивного корпуса, в котором высверлено несколько отверстий для стволов. Позади каждого отверстия располагается пороховая камера, которая заполняется зарядом взрывчатых веществ (ВВ) и отделяется от ствола герметизирующей прокладкой, после чего в отверстие ввинчивается короткий стальной ствол. Ствол заряжается стальным бойком, имеющим форму стаканчика с острыми кромками и утолщенным днищем. Через отверстия вблизи дна бойка продернут гибкий стальной тросик, которым боек крепится к корпусу.

В пороховой камере располагается электродный зажим. Грунтонос подсоединяют к каротажному кабелю и опускают на необходимую глубину. Через электродный зажим пропускают электрический ток, который воспламеняет заряд в пороховой камере. Происходит выстрел, боек вылетает из ствола и вонзается в стенку скважины, внутренняя полость его заполняется горной породой.

Заряд подбирают таким, чтобы боек входил в породу до доньшка, но не глубже (обычно это от 0,5 до 6 г пороха, в зависимости от крепости породы). После выстрела каротажный кабель наматывают на лебедку, грунтонос начинает подниматься и выдергивает бойки из стенки скважины.

Число стволов в одном грунтоносе - от 10 до 30. Диаметр образцов в разных грунтоносах - от 10 до 26 мм, длина - 20-65 мм, объем пробы — 3-27 см<sup>3</sup>.

При отборе грунтов количество выносимых образцов не превышает 50-70% от количества стволов в грунтоносе, т.к. какая-то часть стволов не "выстреливает" из-за нарушения герметичности прокладки и попадания воды в пороховую камеру, часть бойков обрывается, еще из какой-то части бойков при подъеме высыпается проба.

Наряду со стреляющими грунтоносами существуют и невзрывные, сверлящие и фрезерующие керноотборники.

Сверлящий керноотборник состоит из корпуса с прижимным устройством и миниатюрного пустотелого цилиндрического бура, ось которого перпендикулярна оси прибора. Привод и подача бура электрические. В корпусе имеется бункер для сбора образцов. Диаметр каждого образца около 20 мм, длина - 40 мм. За один спуск отбирают от 5 до 15 образцов.

Представляет интерес конструкция фрезерующего грунтоноса, впервые разработанного американскими инженерами в рамках проекта "Могол", имевшего целью бурение сверхглубоких скважин в дне мирового океана, достигающих до мантии. Сейчас такие грунтоносы выпускаются и отечественной промышленностью (например, дисковый призматический керноотборник ДПК-140).

Прибор, изображенный на рис. 20.3, состоит из массивного корпуса с прижимным устройством и двух армированных алмазами дисковых фрез, выступающих из корпуса под острым углом. С помощью электродвигателя фрезы приводятся во вращение и получают еще и поступательное движение. Двигаясь снизу вверх, фрезы вырезают из стенки скважины трехгранную призму длиной 1,5 м.

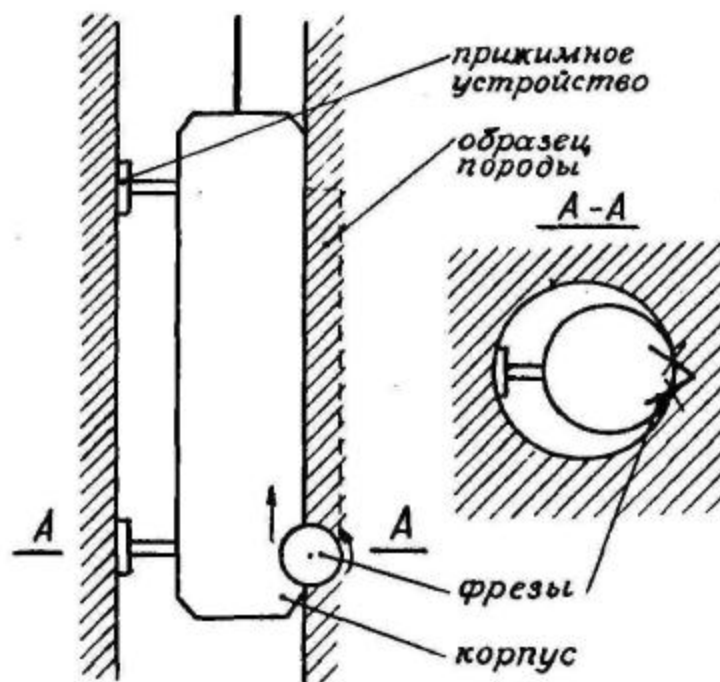


Рис. 20.3. Устройство дискового призматического грунтоноса (по Р. Дебранду)

В нефтяных и газовых скважинах по образцам из стенок скважины уточняют интерпретацию геофизических данных, проверяют заключение о нефтегазоносности пластов и их коллекторских свойствах. В углеразведочных скважинах контролируют правильность выделения угольных пластов и изучают их качественные характеристики. В рудных скважинах уточняют интерпретацию и определяют процентное содержание металла.

#### Контрольные вопросы

1. Для чего используется прибор ОПУ-65?
2. Принцип работы ОПУ-65?
3. Виды грунтоносов?

#### Урок 19.

#### Тема: Перфорация и торпедирование

##### План:

1. Перфорация обсадных колонн
2. Торпедирование скважин

1. **Перфорация ОК.** Перфорация ОК необходима для того, чтобы вскрыть нефтеносные или газоносные пласты и обеспечить доступ флюида из пласта в скважину.

Пулевые перфораторы устроены, в принципе, так же, как боковые стреляющие грунтоносы, только заряжают их не полым бойком, а сплошной стальной пулей, которая должна пробить обсадную колонну, цементный камень и войти в пласт на 30-40 см.

Для повышения пробивной способности пули стволы в перфораторах удлиняют за счет того, что располагают их вертикально, закругляя в нижней части до выхода из корпуса (рис. 20.4). Это так называемые вертикальные пулевые перфораторы (например, ПВН-90).

Пулевые перфораторы бывают селективные и залповые. В залповых все пороховые камеры соединяются друг с другом, и все стволы выстреливают одновременно. В селективных перфораторах имеется переключатель контактов, позволяющий производить выстрелы поочередно. Кумулятивные перфораторы прожигают отверстие в ОК и стенке скважины струей раскаленных газов и расплавленного металла.

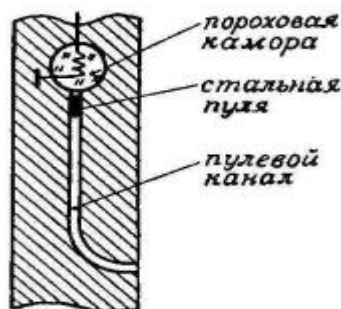


Рис. 20.4. Устройство вертикального пулевого перфоратора

Устройство кумулятивного перфоратора показано на рис. 20.5. Он состоит из корпуса, металлической воронки и крышки. Пространство между корпусом и металлической воронкой

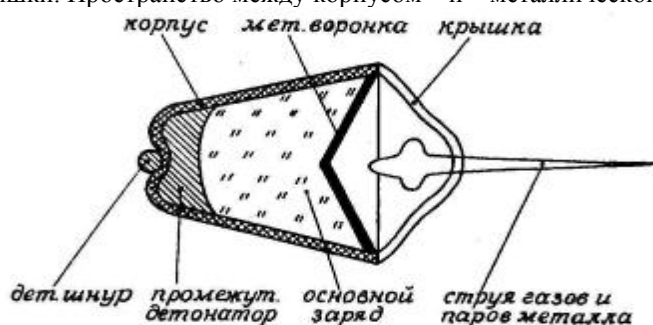


Рис. 20.5. Принцип действия перфоратора кумулятивного типа  
заполнено промежуточным детонатором и основным зарядом ВВ.

Промежуточный детонатор нужен для более быстрого инициирования взрыва основного заряда. Подрыв промежуточного детонатора обычно производится с помощью детонирующего шнура, проходящего у дна корпуса заряда. Пространство между металлической воронкой и крышкой заряда остается свободным. Это необходимо для формирования узкой струи раскаленных газов и расплавленного металла. При взрыве эта струя вылетает со скоростью 8-10 км/с и развивает давление 250-300 тыс. кг/см<sup>2</sup>.

Кумулятивные перфораторы бывают корпусные и бескорпусные. Корпусные имеют примерно такие же стволы, как и боковые стреляющие грунтоносы, но вставляют в них не бойки, а кумулятивные заряды. В бескорпусных зарядах крепятся к раме из продольных железных прутьев.

Кроме описанных перфораторов, существуют еще и перфораторы невзрывные, например, гидроабразивные.

В гидроабразивных перфораторах отверстие в ОК и породе проделывает струя воды, насыщенная кварцевым песком, которая под большим давлением подается на стенку скважины. Время проделывания одного отверстия - несколько минут.

Достоинство гидроабразивных перфораторов в том, что, медленно поворачивая их вокруг продольной оси, ими можно обрезать ОК.

Оптимальное количество перфорационных отверстий, как показали специальные исследования, - от 4 до 30 на 1 погонный метр ствола скважины.

2. Торпедирование скважин. Торпедированием называют взрыв в скважине. Торпедирование производят с целью ликвидации прихватов бурильных, насосно-компрессорных и др. труб в скважинах, для ликвидации аварий при бурении, для очистки фильтров в скважинах, а также для "оживления" старых нефтяных и газовых месторождений.

Скважинная торпеда состоит из заряда ВВ и средства взрывания - электрозапала, капсуля-детонатора и шашки высокобризантного ВВ, усиливающего начальный импульс детонации.

Торпеды различают герметичные и негерметичные, фугасные и кумулятивные и пр.

Для "встрягивания" бурового инструмента или ОК в скважинах с целью облегчения последующего развинчивания, для очистки фильтров используют так называемые "торпеды детонирующего шнура" (ТДШ) - отрезки обычного детонирующего шнура.

Для оживления старых нефтяных месторождений в скважинах взрывают очень большие заряды, включая атомные мощностью 4-5 кт.

Ядерный взрыв создает в горных породах давление более чем в миллион атмосфер. Часть горной породы превращается в газ, на месте взрыва образуется полость диаметром около 30 м. В толще горных пород

появляется множество мелких трещин, проникающих на расстояние до 100 м от центра. Увеличивается проницаемость горных пород, и в результате возрастает дебит нефтяных и газовых скважин. Такие "мирные" взрывы неоднократно производились на территории СССР. Два ядерных взрыва, проведенных на газовых месторождениях Восточной Сибири в конце 70-х годов, привели к увеличению добычи газа в 20 раз и позволили дополнительно добывать нефть. Еще 2 ядерных взрыва в 1969 г. на Осинском месторождении в Пермской области обеспечили добычу более 300 тыс. т нефти (газета "Уральский рабочий" от 15.03.95).

Однако, кроме положительных результатов, ядерные взрывы в скважинах имеют и очень существенные отрицательные последствия, связанные с заражением подземных вод радиоактивными элементами.

#### Контрольные вопросы

1. Как устроены скважинные пулевые перфораторы?
2. Как устроен кумулятивный перфоратор?
3. Каково оптимальное количество перфорационных отверстий на 1 погонный метр ствола скважины?
4. Что такое торпедирование скважин?
5. С какой целью производят торпедирование скважин?

#### Урок 20

##### Тема: Геофизические исследования скважин во время бурения

##### План:

1. Газометрия в процессе бурения
2. ГИС в процессе бурения

Углеводородные газы нефтяных, газовых и газоконденсаторных месторождений имеют различных качественный и количественный состав (табл.5). Так, газы нефтяных месторождений содержат до 50-60% тяжелых углеводородов – этана, пропана, бутана и парообразных углеводородов – пентана, гексана и др. В газовых месторождениях тяжелых углеводородов немного (не более 2-3%), в то время как количества метана достигает 97-98%. Более высокая концентрация тяжелых углеводородов свойственна конденсатным залежам. В составе пластовых газов встречаются также сероводород, углекислый газ, азот, водород и другие газы. Пластовые воды тоже содержат растворенные газы. Газонасыщенность подземных вод нефтегазоносных провинции колеблется от 0,5 до 5,0 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Основными газовыми компонентами, растворенными в воде, являются азот и метан, в небольших количествах отмечается кислород, аргон, гелий, сероводород, этан, пропан и другие гомологии метана. В некоторых районах (Кавказ) в пластовых водах преобладает углекислый газ.

В водах, контактирующих с залежами нефти и газа, преобладают углеводороды, причем вблизи нефтяных месторождений заметно увеличение количества тяжелых углеводородов. Иногда состав газовой смеси, растворенной в пластовой воде, мало отличается от компонентного состава газа, выделяющегося из нефтеносных и газоносных пластов, контактирующих с водоносными.

Таблица 20.3

Углеводородный состав однофазных залежей (по данным М.Маскета, 1953),%

Компонент	Тип залежи		
	Газовая	Газоконденсатная	Нефтяная
Метан CH <sub>4</sub>	93,5	82,2	48,0
Этан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3,0	4,5	3,0
Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2,0	3,5	2,5
Бутан C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,0	4,5	2,5
Пентан C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,1	1,5	2,0
Гексан C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	Следы	1,0	2,0
Гептан C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> и выше	—	3,0	40,0

Углеводородные газы в горных породах могут находиться в свободном и растворенном состоянии, в виде конденсата в водах и нефти, а также в сорбированном состоянии.

Свободные и растворенные в воде углеводородные газы по составу (при прочих равных условиях) различаются незначительно, поскольку растворимости углеводородов в воде близки. В нефти лучше

растворяются тяжелые газообразные углеводороды, благодаря чему растворенный в нефти газ обогащен ими больше, чем свободный.

Сорбированный газ по составу заметно отличается от свободного и растворенного газов. Он обогащен тяжелыми компонентами углеводородных газов, обладающими самыми высокими коэффициентами адсорбции, возрастающими пропорционально увеличению молекулярной массы углеводородов (метан, этан, пропан, бутан и т.д.) Горные породы имеют разные сорбционные свойства по отношению к углеводородам. Например, глинами углеводороды сорбируются интенсивнее, чем песчаниками. Глинистые частицы промывочной жидкости практически не сорбируют углеводородных газов, так как углеводороды не в состоянии вытеснить с поверхности глинистых частиц прочно связанную воду.

**Таблица 20.4**

**Комплекс методов геофизических исследований скважин, применяющихся в процессе бурения**

Способ получения информации	Определяемые параметры (метод)	Основная геологическая информация
Исследование физико-химических свойств промывочной жидкости	Газосодержание промывочной жидкости и газовые характеристики (газометрия в процессе бурения)  Нефтегазонасыщение промывочной жидкости (люминесцентно-битуминолигический метод) Электрические характеристики промывочной жидкости (сопротивление, электропроводность, диэлектрическая проницаемость) Плотность промывочной жидкости  Вязкость промывочной жидкости Гамма –активность промывочной жидкости Температура промывочной жидкости	Характер насыщения коллекторов (состав пластового флюида), коэффициент нефтегазонасыщения Характер насыщения коллекторов  То же  Газонасыщенность, гидродинамические характеристики То же Радиоактивность разреза  Газонасыщенность, изучение многолетнемерзлых пород, температурный режим скважин
Исследование физико-химических свойств шлама	Газоводородосодержание и нефтебитумосодержание шлама  Плотность, пористость, проницаемость, глинистость и карбонатность шлама	Литологическая характеристика разреза, коллекторские свойства, характер насыщения коллекторов  То же
Изучение характеристик гидравлической системы в процессе бурения	Давления на входе (метод давления)  Расход промывочной жидкости на выходе (фильтрационный метод)	Литологическое расчленение разреза, определение зон поглощения, начального пластового давления, зон с аномально высоким пластовым давлением и т.д.  Литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов, определение их фильтрационно-емкостных свойств
Изучение характеристик гидравлической системы в процессе бурения	Расход промывочной жидкости на входе  Разница расходов промывочной жидкости Уровень в приемной емкости	Литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов, определение их фильтрационно-емкостных свойств  То же
Изучение характеристик гидравлической системы в процессе бурения	Глубина скважины во времени  Продолжительность и	Глубина залегания пластов, пропластков, зон поглощения и т.д. Литологическое расчленение

	<p>скорость бурения (ДММ)</p> <p>Масса инструмента, нагрузка на долото ( метод энерго - емкости) Частота вращения долота Частота и амплитуда вибрации долота</p>	<p>разреза, выделение коллекторов</p> <p>Литологическое расчленение разреза</p> <p>То же</p>
--	--	--

### Контрольные вопросы

1. Каков состав углеводородных газов на нефтяных и газовых месторождениях?
2. Поясните схему газоздушных линий газокаротажной станции.
3. Чем отличается суммарное газосодержание  $G_{\text{сум}}$  от приведенного ГПР?
4. Каким образом изучают покомпонентный состав углеводородных газов?
5. В чем заключается люминесцентно-битуминологический анализ ЛБА?
6. Что такое истинная и действующая глубина скважины при газовом каротаже?
7. Как рассчитать время отстаивания бурового раствора?

### Урок 21.

#### Тема: Геофизические исследования в эксплуатационных нефтяных и газовых скважинах

##### План:

1. Механическая расходомерия
2. Акустическая шумомерия

##### 1. Механическая расходомерия

Механическая расходомерия предусматривает определение скорости движения (расхода) жидкости или газа, поступающих в ствол скважины из пластов или закачиваемых в пласты.

Применяют как основной метод для:

- выделения интервалов притоков в добывающих и интервалов приемистости в нагнетательных скважинах;
- оценки профилей притока и приемистости в перфорированных интервалах;
- определения поинтервалных и суммарных дебитов;
- выявления внутриколонных притоков после остановки скважины.

Выполняют в обсаженных перфорированных и неперфорированных скважинах.

Ограничения заключаются в недостаточной чувствительности в области малых скоростей потока, зависимости пороговой чувствительности от условий проведения измерений, влиянии на результаты измерений механических примесей, снижении точности измерений при многофазном притоке и многокомпонентном заполнении ствола, ограничений по проходимости прибора в скважине из-за наличия пакера или сужений.

Чувствительным элементом механических расходомеров является многолопастная турбинка или заторможенная турбинка на струне. Обороты вращения первой и угол поворота второй преобразуются в регистрируемые электрические сигналы.

Используют беспакерные и пакерные расходомеры, последние — только для измерения потоков жидкости. Пакер служит для перекрытия сечения скважины и направления потока жидкости через измерительную камеру, в которую помещена турбинка. При использовании пакера невозможен непрерывный режим записи.

Механические расходомеры должны удовлетворять следующим требованиям:

- динамический диапазон (отношение максимального измеряемого дебита к минимальному) для пакерных приборов - не менее 10, для беспакерных - не менее 50;
- коэффициент нелинейности - не более  $\pm 3\%$ ;
- нижний предел измерений для пакерных приборов - не более  $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ , беспакерных -  $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- погрешность измерения скорости вращения турбинки - не более  $\pm 3\%$ ;
- коэффициент пакеровки прибора при неизменном диаметре колонны - не менее 0,9;
- превышение амплитуды полезного сигнала над уровнем помех — не менее чем в 5 раз.

Комплексируют с термокондуктивной расходомерией, барометрией и другими методами изучения «притока-состава».

Калибровку механического расходомера проводят в единицах скорости потока или массы потока. Градуировочная зависимость связывает частоту/вращения турбинки (Гц, имп/мин) или угол поворота турбинки со скоростью  $v$  потока жидкости (газа) в скважине:  $v = kf + b$ , где  $k$  — аппаратный коэффициент,  $b$  — пороговая чувствительность. По скорости потока  $v$  рассчитывают объёмный расход жидкости, в  $\text{м}^3/\text{сут}$ , или газа, в  $\text{тыс.н.м}^3/\text{сут}$ .

Калибровку выполняют на специальном гидродинамическом стенде.

Контролируемые параметры: аппаратный коэффициент, пороговая чувствительность, коэффициент паковки прибора и его стабильность. Очередность первичной и периодической калибровок такая же, как для других геофизических приборов.

Реальная градуировочная характеристика расходомера в скважине может сильно отличаться от стендовой вследствие: неустановившегося или периодически фонтанирующего режима работы пласта, вихревого движения флюидов в колонне; наличия во флюиде механических примесей; непостоянства вязкости и плотности потока; различия фазовых скоростей составляющих потока и средней скорости; наличия порогового значения скорости потока, при которой начинает вращаться турбинка; неравномерного движения скважинного прибора.

Значения аппаратного коэффициента для исключения неоднозначности уточняют по результатам скважинных измерений. Применяют два способа:

- сопоставление значений дебитов, полученных в отдельных точках с помощью расходомера, с суммарным дебитом скважины;

- регистрацию в зоне постоянного потока в НКТ серии рас-ходограмм, отличающихся скоростью и направлением записи.

Первый способ применяют для фонтанирующих скважин со стабильным высоким расходом (скорости потока более 0,5-1 м/с).

Второй способ приемлем для малодебитных скважин, в которых скорости потока менее 0,5 м/с. Измерения выполняют при движении прибора навстречу потоку флюида со скоростями 150, 300, 500, 800, 1000 м/ч и при движении прибора вдоль потока со скоростями 800, 1000, 1200, 1500 м/ч. Решением системы уравнений находят аппаратный коэффициент и скорость потока в абсолютных единицах.

Подготовку и проведение измерений выполняют в соответствии с требованиями раздела 12 настоящего РД и эксплуатационной документации. Регистрацию данных проводят в непрерывном («на протяжке») и в поточечном («по точкам») режимах.

Для проверки стационарного режима работы скважины и определения суммарного дебита (для скважины в целом, групп и отдельных пластов) точечные измерения выполняют с полностью открытым пакером: выше всех работающих пластов; в перемычках между исследуемыми пластами; ниже интервалов перфорации. Число точек в каждом интервале исследований должно быть не менее 5, расстояние между ними - 0,2-2 м. Контрольные измерения проводят не менее чем в одной точке в каждом интервале.

Для определения профиля притока или приёмистости точечные измерения выполняют в интервалах исследуемых пластов через 0,2-0,4 м, а на участках малого изменения дебита (менее 20 %) - через 1-2 м. Контрольные измерения в пределах пласта проводят в отдельных точках по всей эффективной толщине коллектора; целесообразно их проводить в интервалах небольших изменений дебитов.

Измерения в непрерывном режиме проводят для определения отдающих или принимающих интервалов перфорированного пласта в интервале, длина которого на 10-20 м вверх и вниз больше интервала перфорации.

Для определения нарушения герметичности колонны непрерывную регистрацию данных проводят в перфорированных интервалах. На участках изменений дебитов производят измерения в точках.

Опорный профиль притоков или приёмистости, с которым сопоставляют профили, полученные в процессе последующей эксплуатации скважины, получают непосредственно после пуска скважины в эксплуатацию и выхода её на установившийся режим. Опорный профиль должен быть снят повторно после проведения любых работ в скважине, связанных с изменением вскрытой толщины коллектора.

Основные положения контроля качества измерений перечислены в разделе 6. Дополнительно регламентируются:

Расхождения в суммарных дебитах (расходах) скважины, найденные по данным расходомерии и измеренные на поверхности, не должны превышать  $\pm 20\%$ .

Расхождения между основным и контрольным измерениями в одной точке на перфорированном участке не должны превышать  $\pm 5-10\%$ .

Помимо обычных операций редактирования первичных данных, придания им физических масштабов и увязки данных по глубине в процессе первичной обработки проводят построения интегральной расходограммы, характеризующей изменение дебита или расхода по всему интервалу притока (приёмистости), и дифференциальной расходограммы, характеризующей величину притока (приёмистости) на единицу толщины пласта.

Увязку по глубине проводят по непрерывным измерениям. Корректировка расходограмм по результатам точечных измерений существенно повышает достоверность количественной интерпретации.

## 2. Акустическая шумометрия

Акустическая шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды.

Применяют для: выделения интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины, включая случаи перекрытия интервалов притока лифтовыми трубами; интервалов заколонных перетоков газа; выявления типа флюидов, поступающих из пласта.

Ограничения связаны с шумами, возникающими при движении самого прибора, существованием сложной зависимости чувствительности датчика от частоты, одновременным влиянием на частоту шумов скорости потока, диаметра канала, вязкости флюида.

Чувствительным элементом акустической шумометрии является пьезоэлектрический преобразователь (гидрофон), расположенный в отдельном модуле сборки «притока-состава» или конструктивно совмещённый с

одним из приёмников акустической цементометрии (в последнем случае измерения проводят отдельной спускоподъёмной операцией при выключенном излучателе).

Акустический шумомер является индикаторным прибором и не подлежит строгой калибровке. Его данные не пригодны для количественных определений.

Программное обеспечение шумомера должно обеспечивать измерение интенсивности шумов не менее чем в четырёх частотных диапазонах в полосе от 100 Гц до 6 кГц.

Измерения акустическим шумомером выполняют дважды: в непрерывном режиме и в точках, в которых установлена аномальная интенсивность шумов.

Непрерывные измерения ведут со скоростью 300-600 м/ч несколько раз при спуске и подъёме прибора. Полученные данные используют для выделения интервалов поступления в скважину пластовых флюидов и заколонных перетоков.

Дискретные измерения выполняют в течение 2-3 мин в точках, характеризующихся аномальной интенсивностью шумов, регистрируя их не менее чем в четырёх спектральных каналах. Данные используют для идентификации типа флюида.

### **Контрольные вопросы**

1. Что такое механическая расходометрия?
2. Для чего используют?
3. Что такое акустическая шумометрия?
4. Для чего используют?



### **Список использованной литературы:**

1. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С., "Общий курс геофизических исследований скважин". М. Недра 1984г.
2. Знаменский В.В., Жданов М.С, Петров Л.П., "Геофизические методы разведки исследования скважин". М. Недра, 1991г.
3. Загоротко Ю.М., "Геофизические методы исследования скважин". М. Недра, 1983г.