

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

А-Г.Г. Керимов

Е. Г. Керимова

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Учебное пособие (лабораторный практикум)

для студентов направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело направленность
(профиль) «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Ставрополь, 2026

УДК 552.08:53(075.8)
ББК 26.31:22.3 я73

Печатается по решению
Редакционно-издательского совета
Северо-Кавказского
федерального университета

Рецензенты:

канд. геол.-минерал. наук, А. Г. Салтанова
канд. геол.-минерал. наук, А. А. Папоротная
(отдел геологии и разработки ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»)

Керимов А-Г. Г., Е. Г. Керимова. Геофизические методы исследования скважин: учебное пособие (лабораторный практикум). — Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2026. -- с.

Пособие представляет лабораторный практикум, разработанный в соответствии с программой дисциплины и образовательным стандартом.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

УДК 552.08:53 (075.8)
ББК 26.31:22.3 я 73

Авторы

Зав. кафедрой НГГ д.т.н. Керимов А-Г. Г.
Ст. преподаватель кафедры НГГ Керимова Е. Г.

© Керимов А-Г. Г., Е. Г. Керимова
©ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский
федеральный университет»

ВВЕДЕНИЕ

Учебное пособие предназначено для ознакомления студента с теоретическими и геологическими основами применения методов геофизических исследований скважин (ГИС) для решения геолого-геофизических задач при бурении скважин и эксплуатации нефтегазовых месторождений.

Компетенции обучающегося, формируемые в результате изучения дисциплины:

– ПК-4 Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли.

Электрический каротаж (ЭК) - методы исследования скважин, основанные на изучении электрических свойств горных пород и насыщающих их флюидов. При электрическом каротаже производятся измерения электрических полей, генерируемых токовыми электродами или электромагнитными катушками. По характеру изучаемого поля методы электрометрии делятся на две больших группы – естественного и искусственного электромагнитного поля, а по частоте поля – на методы постоянного, квазипостоянного и переменного поля.

При радиоактивном каротаже изучаются протекающие в горных породах процессы, обусловленные наличием естественной или искусственно вызванной радиоактивности. В природе наряду с устойчивыми элементами существуют элементы, ядра которых самопроизвольно распадаются. Такие элементы называются радиоактивными и являются источниками естественного поля радиоактивности.

Сведения об упруго-механических свойствах горных пород по данным акустического каротажа (АК), необходимы для определения кинематических и динамических параметры упругих волн. По данным АК представляется

возможным рассчитать скорость распространения упругих волн и определить поглощающие свойства горных пород.

Измерение абсолютных значений температуры в функции глубины и времени производится для решения задач по определению основных геотермических параметров (геотермального градиента и геотермической ступени), тепловой характеристики пород, изучения технического состояния скважин, наличия перетоков флюида в затрубном пространстве.

В настоящее время при исследованиях действующих эксплуатационных скважин широко применяется оборудование для герметизации устья скважин. Раньше это оборудование использовали в основном для борьбы с выбросами жидкости и газа при проявлениях высоких давлений в скважине. Изменились требования к охране окружающей среды и недр земли, соответственно, ужесточились требования герметизации скважин, работающих под давлением.

Оглавление

Практическая работа № 1. Электрические каротажи. Теоретические основы каротажа самопроизвольной поляризации (ПС). Измерения удельного сопротивления горных пород. Стандартный каротаж. Боковое каротажное зондирование

Практическая работа № 2. Электрические каротажи. Микрокаротаж. Боковой каротаж. Индукционный каротаж. ВИКИЗ. Диэлектрический каротаж. Ядерно-магнитный каротаж

Практическая работа № 3. Радиоактивные каротажи. Гамма каротаж. Взаимодействие гамма излучения с веществом. Взаимодействие нейтронов с веществом

Практическая работа № 4. Методы наведенной радиоактивности. Источники ионизирующего излучения. Физические основы методов радиоактивного каротажа. Импульсный нейтрон-нейтрон каротаж

Практическая работа № 5. Акустический каротаж. Типы акустических волн. Свойства упругих волн. Волновые картинки (ВК) и фаза корреляционные диаграммы (ФКД). Калибровка аппаратуры акустического каротажа. ФКД.

Практическая работа № 6. Методы контроля технического состояния скважины. Определение искривления ствола скважины. Геологические и технологические причины искривления скважин. Измерение диаметра и профиля сечения ствола скважины.

Тема 7. Методы контроля технического состояния обсаженной скважины. Определение удельного сопротивления жидкости, температуры и мест прихвата буровых труб в скважине. Акустический цементомер. Магнитоимпульсная дефектоскопия-толщинометрия

Тема 8. Методы контроля за разработкой месторождений нефти и газа

Практическая работа № 1

Электрические каротажи. Теоретические основы каротажа самопроизвольной поляризации (ПС). Измерения удельного сопротивления горных пород. Стандартный каротаж. Боковое каротажное зондирование

1. Цель и содержание

Целью работы является изучение принципа записи каротажных диаграмм с целью изучения физических свойств горных пород.

В методических указаниях к практической работе № 1 содержится информация о физических основах электрического каротажа. Теоретические основы каротажа самопроизвольной поляризации (ПС). Измерения удельного сопротивления горных пород. Стандартный каротаж. Боковое каротажное зондирование.

Формируемые компетенции:

ПК-4 Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли.

2. Теоретическое обоснование

Электрический каротаж.

Электрический каротаж (ЭК) - методы исследования скважин, основанные на изучении электрических свойств горных пород и насыщающих их флюидов. При электрическом каротаже производятся измерения электрических полей, генерируемых токовыми электродами или электромагнитными катушками. По характеру изучаемого поля методы электрометрии делятся на две больших группы – естественного и искусственного электромагнитного поля, а по частоте поля – на методы постоянного, квазипостоянного и переменного поля.

Установка (зонд) для измерения удельного сопротивления пород состоит из двух токовых (А и В) и двух измерительных (М и N) электродов.

Если электрическое поле, созданное током I , вытекающим из точки A (точка B удалена в бесконечность), находится в условиях однородной проводящей среды, то токовые линии будут иметь вид силовых линий. Точки M и N (называемые измерительными электродами), находящиеся на разных расстояниях от точки A , будут лежать на различных эквипотенциальных поверхностях электрического поля.

В электрическом каротаже при измерении ΔU расстояния между электродами сохраняются постоянными и характеризуют коэффициент зонда K :

$$\frac{1}{K} = \frac{1}{4n} \left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} \right) \quad (1)$$

или

$$\begin{aligned} \frac{1}{K} &= \frac{1}{4n} \left(\frac{MN}{AN \cdot AM} \right), \\ K &= \frac{4nAN \cdot AM}{MN} \end{aligned} \quad (2)$$

Для оценки удельного электрического сопротивления однородной среды необходимо знать коэффициент зонда, величину протекающего в цепи тока и величину разности потенциалов между электродами M и N .

При постоянных значениях I и K регистрируется изменение значения ΔU , которое и будет пропорционально удельному сопротивлению среды:

$$\rho_n = K \frac{\Delta U}{I}, \quad (3)$$

где, K – коэффициент зонда;

I – ток, протекающий в цепи токовых электродов AB ;

ΔU – разность потенциалов между измерительными электродами M и N .

Процесс записи каротажных диаграмм на скважине представлен на рисунке 1.

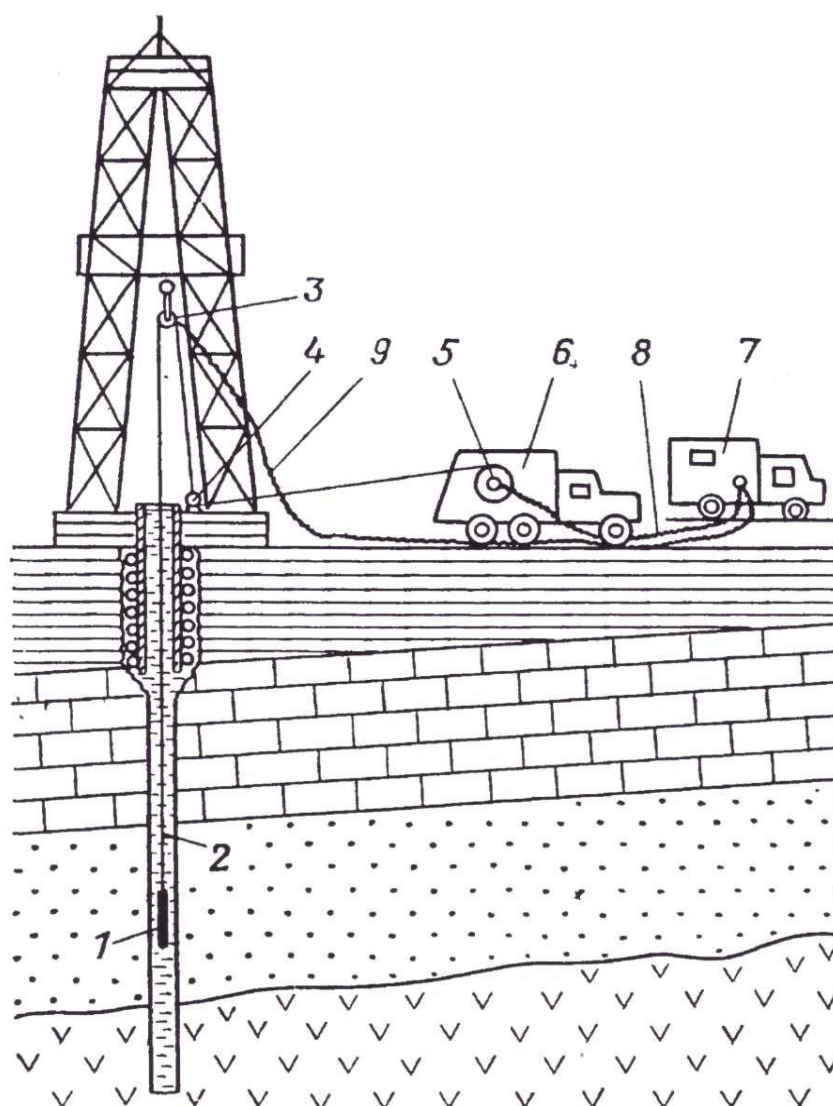


Рисунок 1 – Процесс записи каротажных диаграмм на скважине

Для измерения удельного сопротивления горных пород вскрытых скважиной применяют несколько электрических зондовых устройств. Пример простейшего зондового устройства для измерения удельного сопротивления горных пород в скважине показан на рисунке 2.

Удельное сопротивление горных пород наиболее тесно связано с их литологической характеристикой, характером насыщения (вода, газ, нефть), пористостью и проницаемостью, т. е. с параметрами, оценивающими коллекторские свойства пласта. В связи с этим метод удельного сопротивления в настоящее время является основным методом исследования геологического разреза скважин.

В зависимости от минерализации пластовой воды, заполняющей поры и трещины горных пород, их удельное сопротивление изменяется в широких пределах – от долей Ом-метра до нескольких тысяч Ом-метров. Повышение минерализации водных растворов ведет к уменьшению их удельного сопротивления за счет увеличения общего числа ионов.

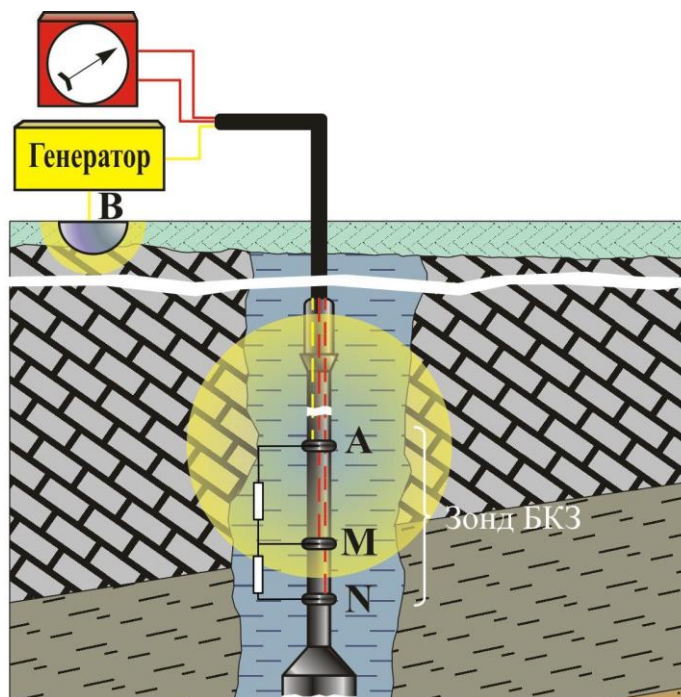


Рисунок 2 – Зондовое устройство для измерения удельного сопротивления горных пород в скважине

Значения удельных сопротивлений наиболее распространенных осадочных горных пород приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Значения удельных сопротивлений горных пород

Горная порода	Удельное электрическое сопротивление, Ом м	Горная порода	Удельное электрическое сопротивление, Ом м
Глина, содержащая минерализованную воду	0,5 – 15	Песок, песчаник, насыщенный минерализованной водой	0,5 – 5
Известняк	40 – 100 000	Песок, песчаник, насыщенный минерализованной водой	10 – 10 000

Поскольку удельное сопротивление большинства породообразующих минералов осадочных пород на 5–10 порядков выше удельного сопротивления пластовой воды, то удельное сопротивление породы зависит в основном от удельного сопротивления пластовой воды, насыщающей породу, объемной влажности и геометрии пространства, занимаемого в породе водой.

Прибор электрического каротажа отображен на рисунке 3.

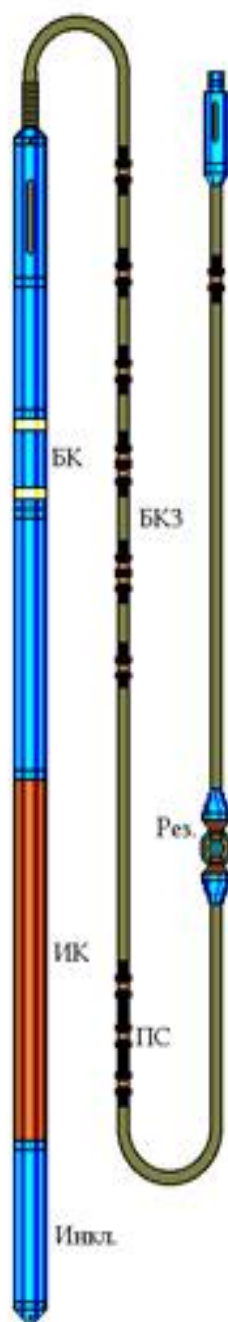


Рисунок 3 – Прибор электрического каротажа

Потенциал самопроизвольной (спонтанной) поляризации ПС

При бурении скважины нарушается естественное залегание горных пород вследствие разрушения их буровым инструментом и воздействия промывочной жидкости, в качестве которой используют воду, глинистые и известково-глинистые растворы. При проведении ГИС скважина должна быть заполнена промывочной жидкостью, через которую обеспечивается контакт электроустановок электрического каротажа с горной породой. Промывочная жидкость оказывает существенное влияние на результаты ГИС. Обычно **при бурении скважины гидростатическое давление промывочной жидкости превышает пластовое давление, вследствие чего происходит проникновение фильтрата бурового раствора в проницаемые горные породы.** Одним из методов ГИС, позволяющим выделять проницаемые интервалы в разрезе скважины, является метод каротажа самопроизвольной (спонтанной) поляризации скважины (ПС).

Величина ПС может зависеть от нескольких взаимосвязанных физико-химических реакций (рис. 4):

1. **Диффузионно-адсорбционные потенциалы** – возникающие при пересечении скважиной песчанистых пластов коллекторов. В естественных условиях **минерализация пластовых вод выше,** чем минерализация промывочной жидкости. В буровом растворе молекулы NaCl диссоциируют на катион Na и анион Cl, каждый из которых диффундирует с определенной скоростью, причем **подвижность Cl⁻ в 1,5 раза выше подвижности иона Na⁺.** Следовательно, на границе скважина-пласт-коллектор происходит перераспределение зарядов. Промывочная жидкость за счет ионов Cl⁻ заряжается отрицательно, а пласт за счет Na⁺ положительно. Таким образом, на контакте песчаного пласта со скважиной образуется **двойной электрический слой, потенциал которого называется диффузионным.**

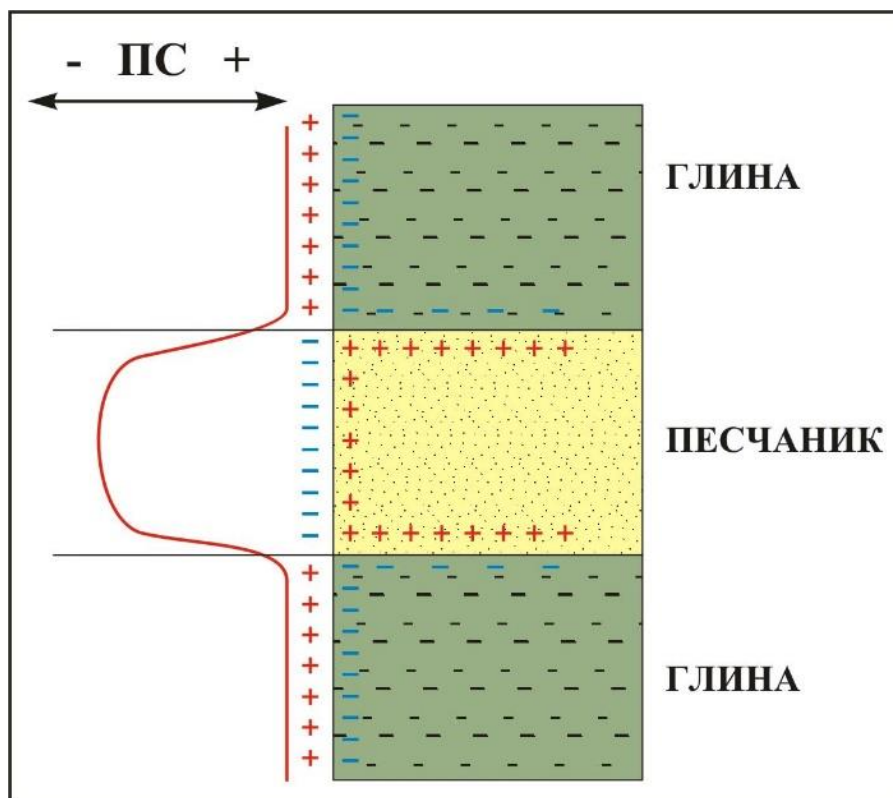


Рисунок 4 – Природа образования аномалии ПС

2. **Потенциалы фильтрации** возникают при движении флюида в порах горной породы, при этом происходит **адсорбция** анионов солей пластовых вод, а внутри капилляра образуется избыток катионов. При движении жидкости на входе капилляра возникает избыток положительных зарядов, а на выходе - избыток отрицательных. Образуется как бы гальванический элемент, посылающий ток на встречу движения жидкости.

3. **Окислительно-восстановительные потенциалы.** Эти потенциалы возникают при химических реакциях между электропроводящими телами (сульфиды, графит, антрацит (уголь) и др.), промывочной жидкостью скважины и пластовыми водами. Разность потенциалов между окисляющей средой и окислителем называется окислительно-восстановительным потенциалом.

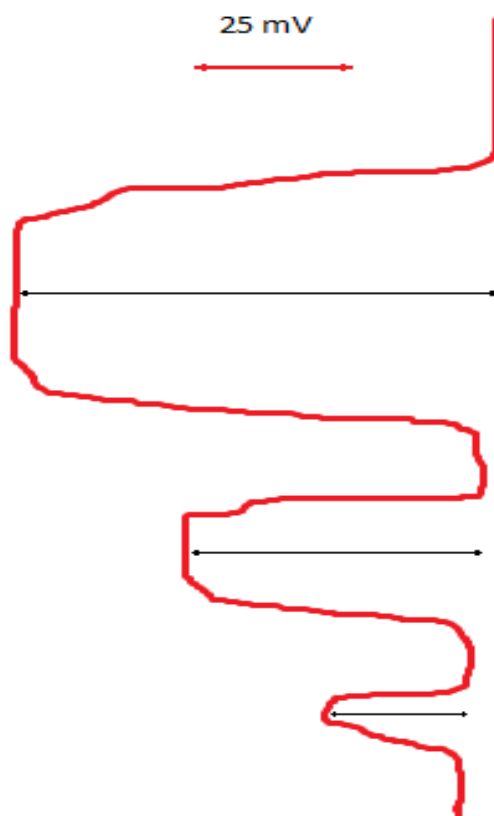
Факторы, влияющие на форму диаграммы ПС:

1. Мощность пласта;
2. Диаметр скважины;

3. Сопротивление пласта;
4. Сопротивление вмещающих пород;
5. Сопротивление пластовой воды и фильтрата бурового раствора;
6. Проникновение фильтрата в пласт.

Относительная амплитуда кривой собственной поляризации пород ($\alpha_{\text{пс}}$), определяемая как $\alpha_{\text{пс}} = U / U_{\text{max}}$, где U - амплитуда ПС в интерпретируемом пласте, U_{max} - максимальная амплитуда ПС в исследуемом интервале разреза против наиболее чистых неглинистых песчаников **позволяет определять в среднем граничные значения «чистоты» коллекторов.**

Пример расчета $\alpha_{\text{ПС}}$ представлен на рисунке 5.



$$\alpha_{\text{ПС}} = U / U_{\text{max}} = 75/75 = 1 \text{ чистый песчаник};$$

$$\alpha_{\text{ПС}} = U / U_{\text{max}} = 50/75 = 0,67 \text{ песчано-глинистый коллектор};$$

$$\alpha_{\text{ПС}} = U / U_{\text{max}} = 25/75 = 0,33 \text{ не коллектор.}$$

Рисунок 5 – Пример расчета $\alpha_{\text{ПС}}$

Естественное электрическое поле в скважине или около нее называют самопроизвольной (собственной) поляризацией, а измеряемую величину – самопроизвольным (собственным) потенциалом и обозначают ПС. Для измерения естественного поля применяется установка с двумя электродами, один из которых находится в скважине, а другой – на поверхности рисунок 6. Изменение разности потенциалов в цепи во время перемещения электрода (М) измерительной установки вдоль ствола скважины указывает на наличие поля ПС.

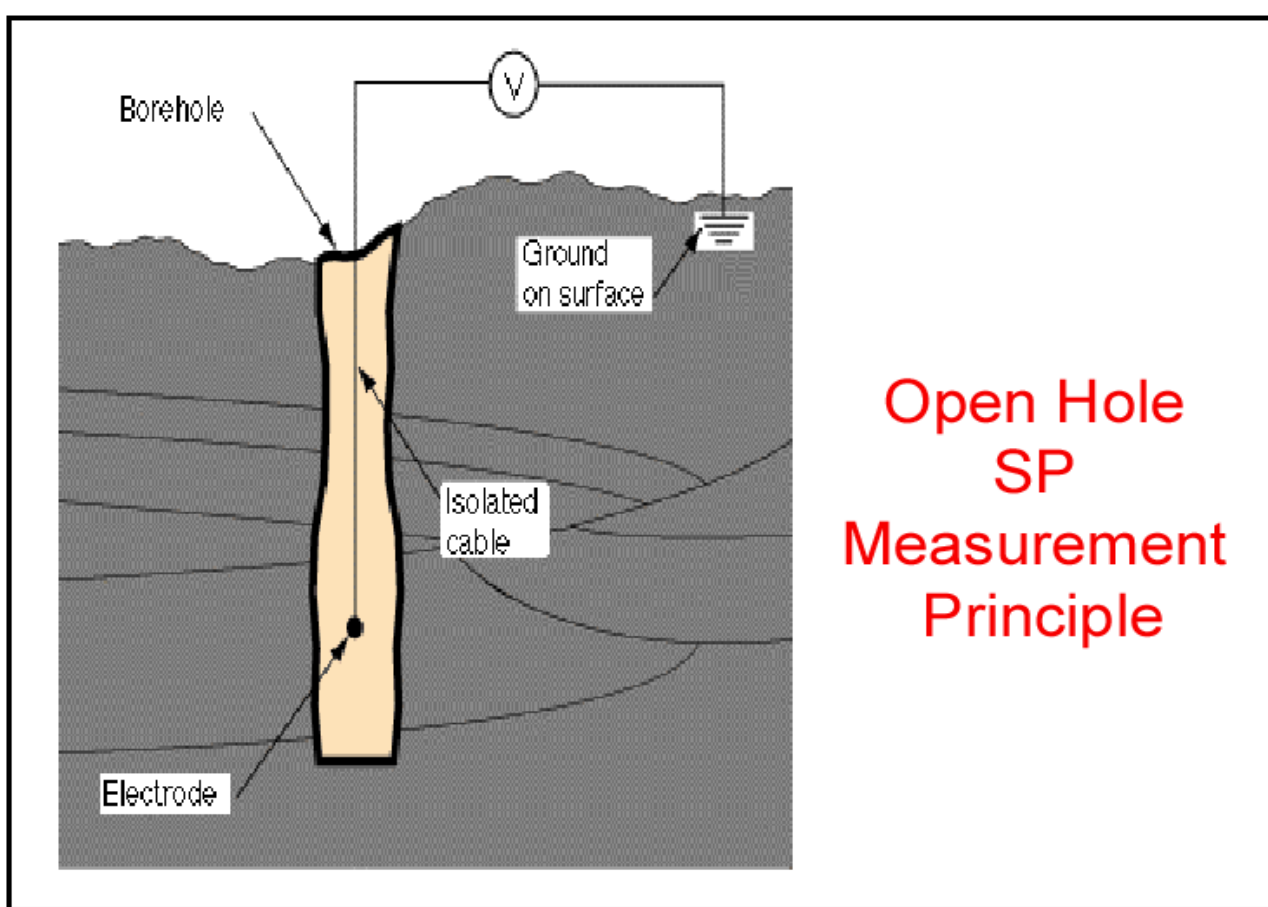


Рисунок 6 – Открытый ствол измерения методом ПС

Боковое каротажное зондирование (БКЗ).

Сущность метода заключается в измерении ρ_K зондами различной длины. Как правило, в комплект БКЗ входят пять градиент-зондов: A0.5M0.1N, A1.0M0.1N, A2.0M0.5N, A4.0M0.5N, A8.0M1.0N.

Зонд БКЗ представляет собой «косу» с вмонтированными в нее электродами. На показания зондов БКЗ оказывают влияние те же факторы, что и на методы каротажа обычными зондами. Их учет и ввод поправок осуществляется аналогично.

При интерпретации кривых ρ_k определяются следующие параметры: удельное сопротивление пласта, сопротивление промытой части пласта, диаметр зоны проникновения, характер насыщающего флюида. Кроме оценки истинных параметров пласта, БКЗ позволяет четко отбивать границы пластов.

Горные породы состоят из породообразующих минералов, которые имеют очень высокие значения электрического сопротивления. Однако присутствие в породах минерализованной воды в значительной степени снижает их сопротивление, так как насыщенные минерализованной водой горные породы обладают ионной проводимостью. Нефть и газ, которыми могут быть насыщены пласты коллектора, также имеют очень высокое электрическое сопротивление, но при регистрации КС пласты, насыщенные нефтью или газом, не имеют бесконечно высокого сопротивления, поскольку нефть заполняет только центральную часть пор, а сами зерна минералов, которыми сложен пласт, всегда содержат на своей поверхности физически связанную воду.

БКЗ – метод бокового электрического зондирования (рис. 7) осуществляется проведением метода КС одновременно несколькими зондами разного размера, что позволяет увеличить глубину изучения УЭС в радиальном направлении: сначала ρ_c , затем $\rho_{пп}$, далее $\rho_{зп}$ и так до $\rho_{п}$. $\rho_{вм}$ – УЭС вмещающих пород; $\rho_{гк}$ – УЭС глинистой корки; $\rho_c(\rho_p)$ – УЭС скважины (глинистого раствора).

Метод бокового каротажного зондирования БКЗ основан на измерении ρ_k в заданном интервале скважины градиент-зондами КС разной длины L . Цель БКЗ – определение истинных значений удельного электрического сопротивления ρ_p и мощности h продуктивных пластов.

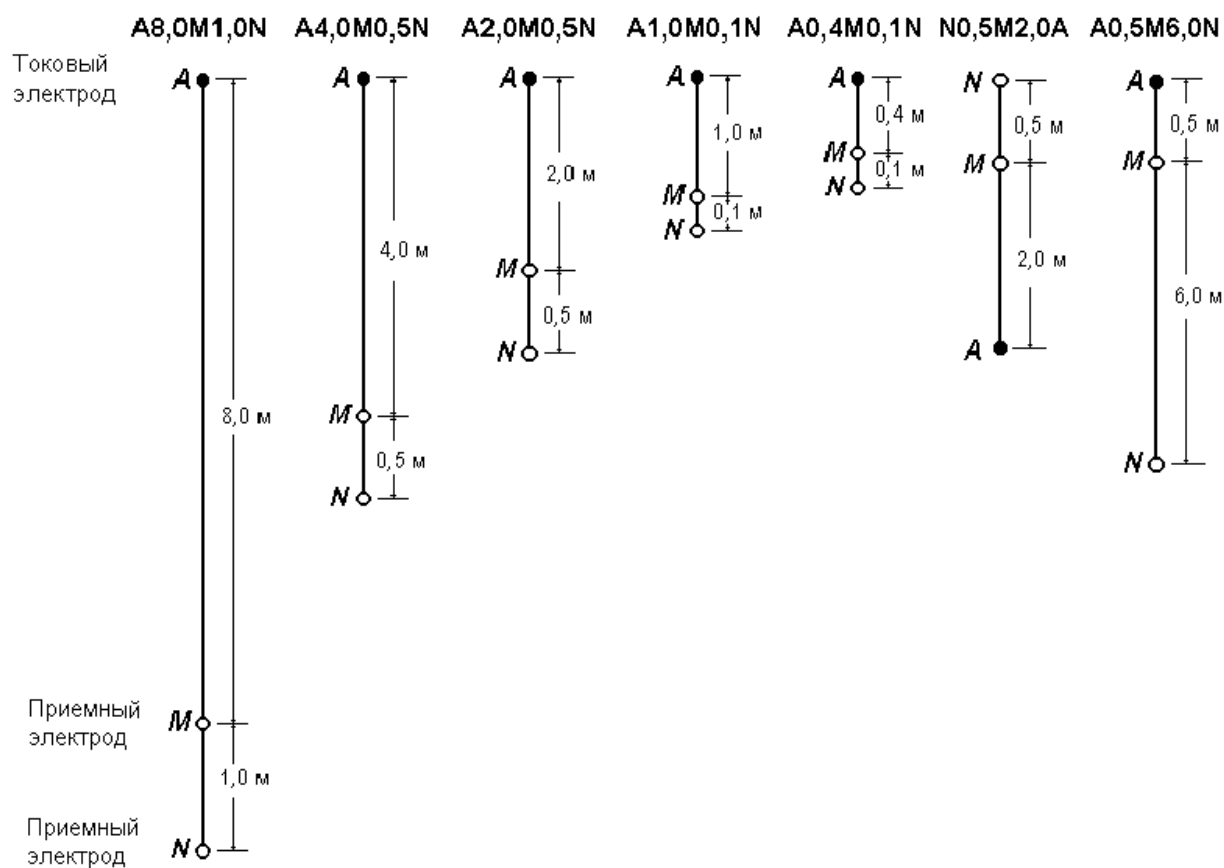


Рисунок 7 – Зонды бокового коротажного зондирования

3. Аппаратура и материалы

Для закрепления теоретического материала в работе будут использоваться каротажные диаграммы или рисунки в ПЭВМ.

4. Указания по технике безопасности

1. Перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить:
 - отсутствие посторонних предметов на клавиатуре
 - нет ли влаги на клавиатуре
2. Включение ПЭВМ производится на мониторе, а затем на системном блоке.
3. ПЭВМ подключается в трехполюсную розетку электрической сети 220 В.

4. Рабочие места с ПЭВМ по отношению к световым проемам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, преимущественно слева.

5. Искусственное освещение в помещениях с ПЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения с использованием светильников местного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 – 500 лк.

6. При возгорании ПЭВМ и его периферийных устройств их надлежит немедленно отключить от розетки. Тушение ПЭВМ осуществляется только с помощью углекислого или порошкового огнетушителей.

5. Содержание отчета и его форма

Отчет должен включать в себя результаты изучения теории электрических методов ГИС.

Форма представления результатов работы:

1. Цель и теоретические основы методов электрического каротажа.
2. Краткое содержание теории методов ЭК.
3. Решаемые геологические задачи.
4. Выводы, вытекающие из результатов работы.

6. Вопросы для защиты работы

1. Назначение методов электрического каротажа.
2. Вид кривой ПС против пластов различной литологии.
3. Факторы, влияющие на форму диаграммы ПС.
4. Формулы для расчета удельного сопротивления горных пород и коэффициента зонда.
5. Установки, входящие в стандартный каротаж.
6. Назначение метода БКЗ.
7. Зонды БКЗ.
8. Значения удельных сопротивлений горных пород.

Практическая работа № 2

Электрические каротаж. Микрокаротаж. Боковой каротаж. Индукционный каротаж. ВИКИЗ. Диэлектрический каротаж. Ядерно- магнитный каротаж

1. Цель и содержание

Целью работы является изучение микрокаротажа, бокового каротажа индукционного каротажа, ВИКИЗ.

Формируемые компетенции:

ПК-4 Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли.

2. Теоретическое обоснование

Микрокаротаж.

Микрозондом называется установка, у которой размер электродов соизмерим с расстоянием между ними. Метод микрозондов в различных его вариантах предназначен для выделения тонких пластов и исследования пород на небольшую глубину.

В случае обычных зондов на изолирующей пластине размещают три электрода на расстоянии 0,025 м один от другого. Их используют для одновременной регистрации диаграмм двух зондов – А0,025М0,025N и А0,05М (N - корпус). Зонд А0,025М0,025N является микроградиент зондом с размером АО = 0,037 м и радиусом исследования $R \approx 0,04$ м, зонд А0,05М - микропотенциал зондом с размером АМ $\approx 0,05$ м и $R \approx 0,1$ м. Каротаж двумя микроустановками с различной глубиной исследования позволяет осуществлять зондирование породы на небольшую глубину.

Аномалии в интервалах залегания плотных пород, где кривые сильно изрезаны, не подлежат интерпретации. Диаграммы микрозондов могут быть использованы для определения сопротивления промытого пласта $\rho_{пп}$ при

условии, что отношение $\rho_{пп}/\rho_{гк}$ не превышает некоторого предела $\rho_{пп}/\rho_{гк} \approx 20$, где $\rho_{гк}$ – удельное сопротивление глинистой корки.

Метод микрозондирования применяется для детального расчленения разреза и для выявления пропластков малой толщины.

Одновременная регистрация микроградиент- (A0.025M0.025N) и микропотенциал- (A0.05M) зондами может проводиться с помощью аппаратуры Э-2 в масштабах КС 0.5 или 1.0 Ом/см. Прибором Э-2 кроме замеров микрозондами производится запись микробоковым каротажем. Расстояние между внешними концами экранирующих электродов A_1 и A_2 микробокового каротажа называют общим размером трехэлектродного зонда L_0 . Длиной L трехэлектродного зонда бокового каротажа служит расстояние между серединами изолированных интервалов. Кажущееся удельное сопротивление определяется по разности потенциалов ΔU между центральным электродом A_0 и одним из экранных электродов A_1 (или A_2). Преимущество микробокового каротажа перед каротажом обычными микрозондами в том, что токовые линии устремляются в породы, а не вверх или вниз по скважине.

Метод микрозондирования может применяться для детального расчленения, в том числе и для выявления пропластков малой толщины, разреза и выделения коллекторов с межзерновой пористостью (рис. 1).

Одновременная регистрация КС градиент (A0.25M0.25N) и потенциал- (A0.05M) микрозондами на исследуемой площади проводилась с помощью аппаратуры Э-2 в масштабах КС 0.5 или 1.0 Ом/см. Коллектор проницаемый отмечается приращением кривых МПЗ и МГЗ когда показания МПЗ больше чем МГЗ. Когда показания равны – глинистые отложения. Когда показания МГЗ больше чем МПЗ плотные высокоомные отложения.

Бокового каротажа.

При регистрации зондами БКЗ линии тока, от питающих электродов, распространяются во все стороны и направление их движения невозможно контролировать, соответственно основной поток линий устремляется в зоны

наименьшего сопротивления, а при применении буровых растворов с высокой степенью минерализации происходит шунтирование линий тока по буровому раствору.

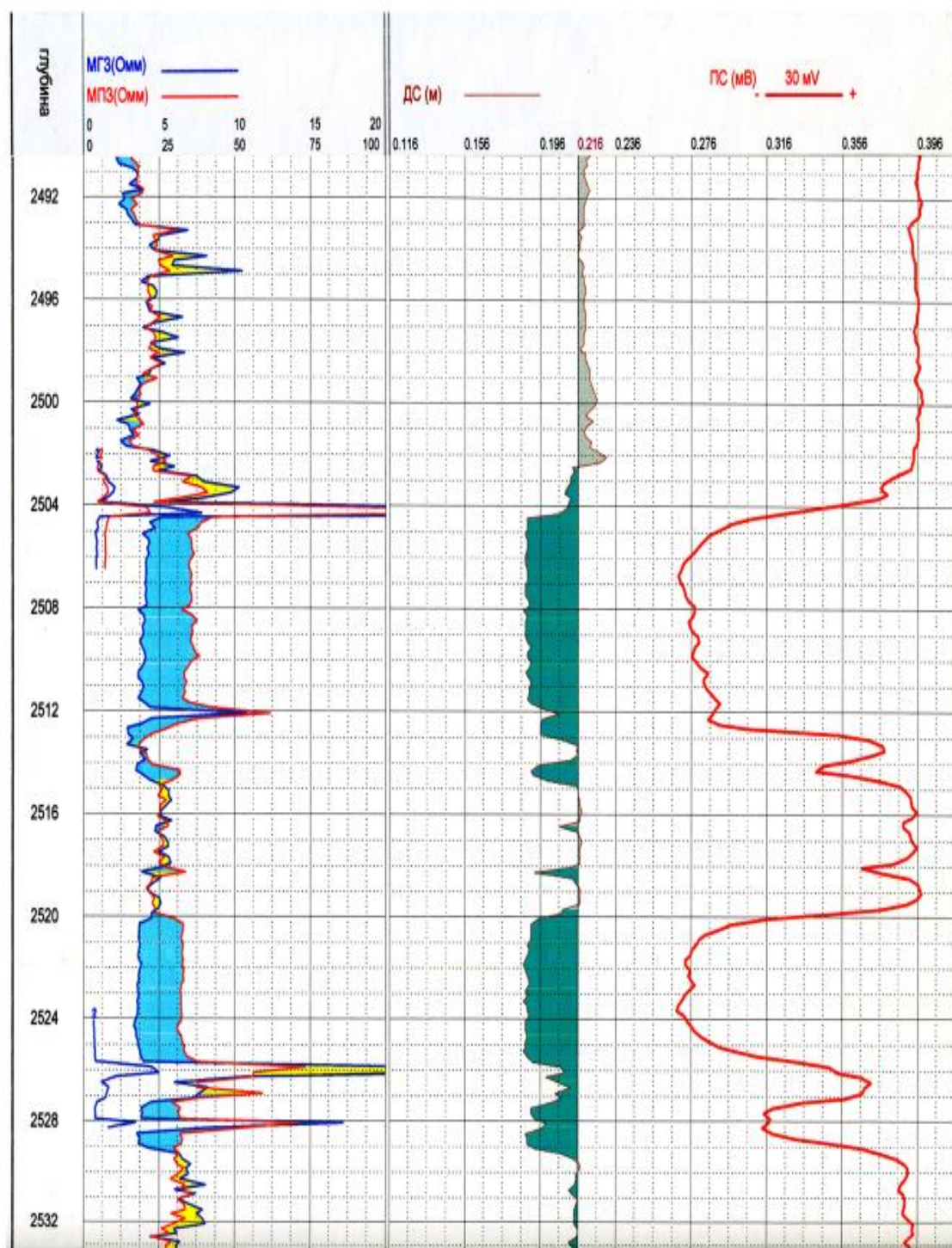


Рисунок 1 – Комплексный планшет геофизических исследований методами МКЗ, КВ и ПС

Для устранения подобной ситуации для измерения удельного сопротивления горных пород в разрезах с частым чередованием пластов различных удельных сопротивлений применяются фокусированные зонды. Регистрация кривой сопротивления фокусированными зондами называется боковым каротажем.

Боковой каротаж является одной из разновидностей электрического каротажа по методу сопротивлений. При боковом каротаже применяются семи электродные и трех электродные зонды.

Боковой трехэлектродный зонд состоит из центрального электрода А0 и двух экранных А1,0 и А1,1, разделенных изоляторами. При производстве ГИС на все три электрода подается одинаковое напряжение и измеряется величина падения напряжения между центральным электродом А0 и удаленным электродом расположенным на корпусе прибора. Поскольку на все электроды зонда БК подается одинаковый ток, происходит фокусировка силовых линий тока центрального электрода по оси перпендикулярной оси скважины и ток направляется в пласт (рис. 2).

Измерения КС методом БК сводит к минимуму влияние скважины и вмещающих пород. БК рекомендуется применять в скважинах, бурящихся на сильно минерализованном буровом растворе с сопротивлением от 0,2 Ом и ниже, а также вскрывающем разрезы карбонатных и гидрохимических пород, обладающих высокими сопротивлениями.

На величину КС малое влияние оказывают мощность пласта, превышающая в 4 раза диаметр скважины. Поэтому этот метод весьма эффективен при выделении плотных прослоев высокого сопротивления и оценке их мощности.

БК имеет преимущество перед БКЗ для выделения коллекторов методом двух растворов.

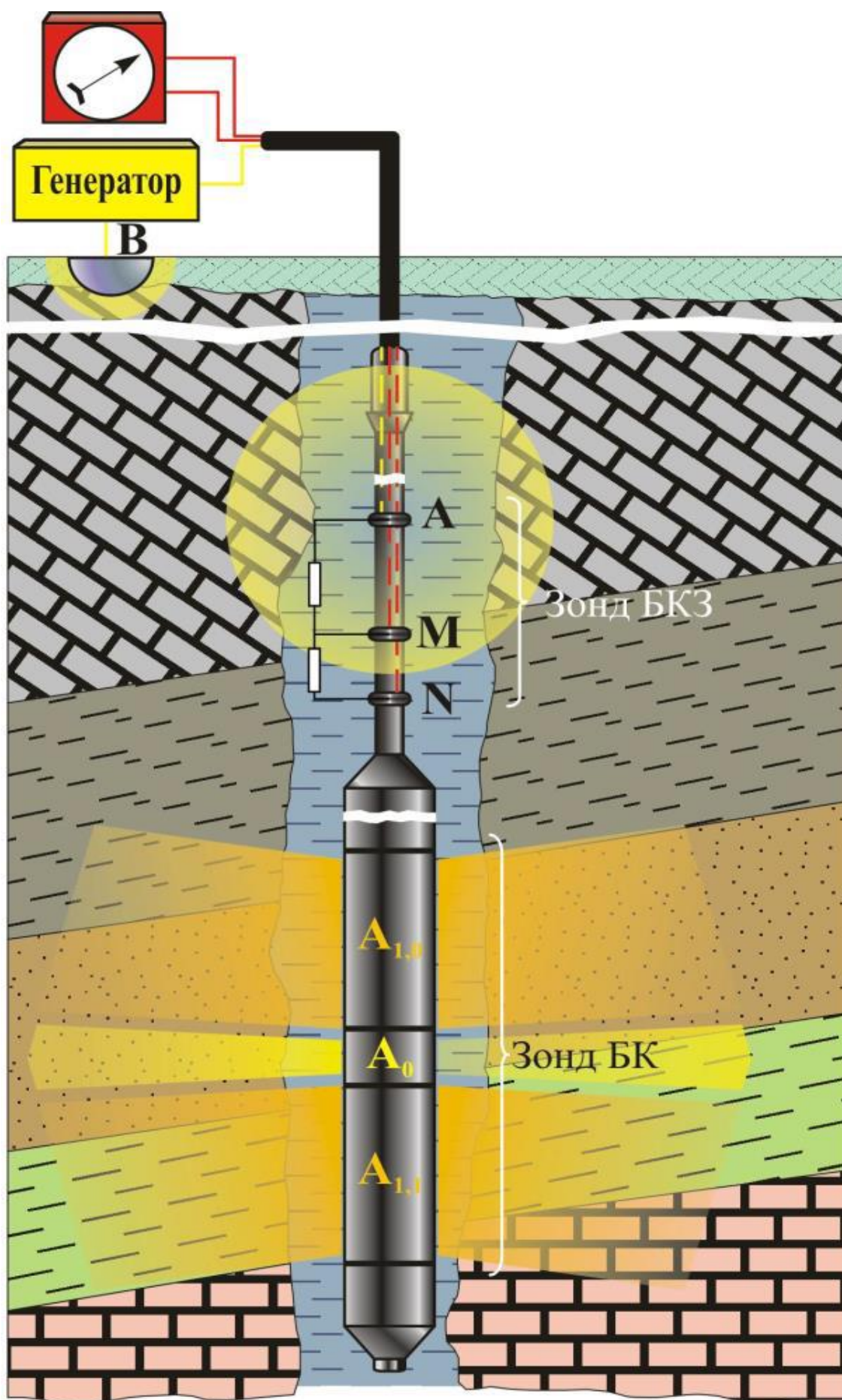


Рисунок 2 – Схема замера зондом БК

Индукционный каротаж.

При проведении индукционного каротажа изучается удельная электрическая проводимость горных пород посредством индуцированных (наведенных) токов (рис. 3).

Для этого в скважину опускается прибор (зонд) имеющий в своем составе генераторную (Г) и измерительную (И) катушки. Расстояние между генераторной и измерительной называется длиной зонда. При проведении измерений в генераторной катушке с помощью переменного тока частотой 20 - 80 кГц устанавливается переменное магнитное поле. Согласно закону Фарадея, в это время в горной породе возникают электромагнитные вихревые токи, которые фиксируются измерительной катушкой зонда. Величина вихревых токов, возникающих в горной породе, зависит от величины её удельной электропроводности. Сила токов, индуцированных в породе, пропорциональна проводимости окружающей среды. Следовательно, вторичное магнитное поле и ЭДС индуцируемое в приемной катушке, пропорциональны проводимости среды, окружающей глубинный прибор.

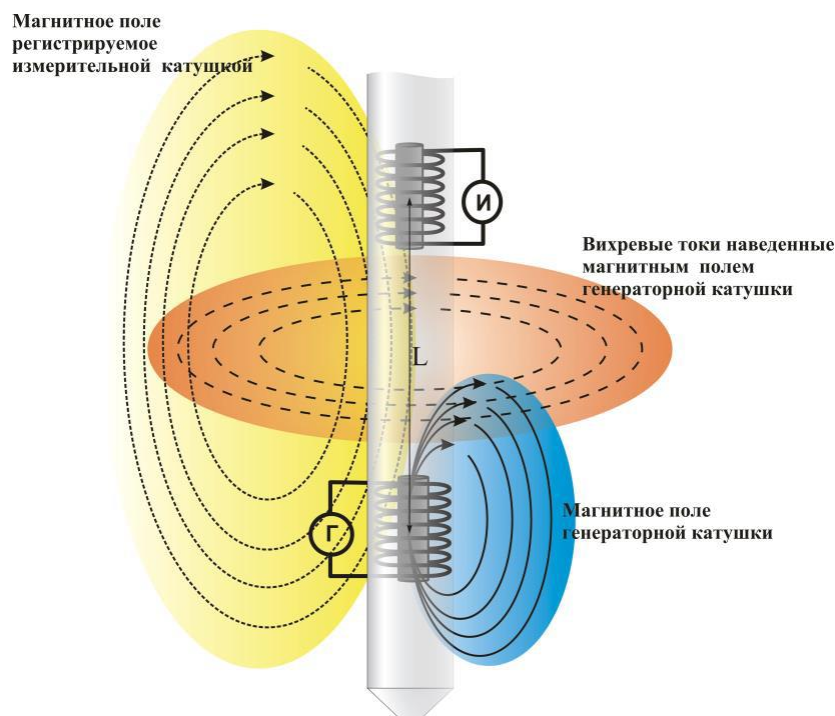


Рисунок 3 – Принципиальная схема измерений проводимости горных пород индукционным каротажом

Результирующая кривая ИК соответствует кривой сопротивления с особым (гиперболическим) масштабом. Это означает, что часть кривой с низкими сопротивлениями оказывается сильно растянутой, а с высокими сопротивлениями сжата в направлении шкалы. При гиперболическом масштабе улучшается выделение низкоомных пород и нивелирование пород с высоким сопротивлением.

При перемещении глубинного прибора по скважине при соответствующей градуировке прибора записывается кривая проводимости. Удельная электропроводность выражается в мСм/м.

Для получения более точных данных об удельной электропроводности пород в зонд, кроме двух главных катушек, включают несколько дополнительных генераторных и приемных катушек, называемых фокусирующими. Назначение дополнительных катушек заключается в том, чтобы в комплексе с главными катушками уменьшить негативное влияние бурового раствора, зоны проникновения и вмещающих пород, на величину измеряемой кажущейся проводимости, а также увеличить глубинность исследования.

Кривая индукционного каротажа симметрична относительно середины пласта и практически не имеет никаких искажений. Показания против средней части пласта являются для данных кривых характерными. Выявление границ пластов толщиной более половины длины зонда производится по середине спада кривой проводимости.

Величины кажущихся сопротивлений, получаемые фокусированными зондами, более близки к истинным значениям сопротивлений по сравнению с показаниями двух-катушечного зонда.

С увеличением сопротивления пород, слагающих разрез, влияние скважины и зоны проникновения возрастает.

Влияние ограниченной толщины пласта заметно сказывается для пластов, толщина которых меньше двукратной длины зонда. На диаграммах индукционного каротажа не выделяются очень тонкие пласты толщиной менее

половины длины зонда. Степень влияния ограниченной мощности пласта тем больше, чем меньше сопротивление вмещающих пород. Вмещающие породы, обладающие большим удельным сопротивлением, чем пласт, оказывают малое влияние на величины кажущихся сопротивлений. Этим объясняется тот факт, что на диаграммах индукционного каротажа особенно четко выделяются более проводящие прослои, например, глинистые прослои в известняках или нефтеносных пластах. В индукционном каротаже в отличие от других методов сопротивления не требуется непосредственного контакта измерительной схемы с буровым раствором. Это дает возможность применять индукционный каротаж в тех случаях, когда при бурении скважины используют непроводящие растворы (приготовленные на нефтяной основе), а также в сухих скважинах.

Применение индукционного каротажа ограничено при соленом буровом растворе и высоком удельном сопротивлении пород. Нечеткое расчленение разреза при индукционном каротаже наблюдается в разрезе, представленном породами с сопротивлениями выше 50 Омм.

При выборе длины зонда индукционного каротажа учитывают, что при длинных зондах снижается влияние скважины и зоны проникновения, что облегчает определение удельного сопротивления неизменной части пласта. Однако с увеличением длины зонда затрудняется выделение тонких пластов.

ВИКИЗ.

Метод высокочастотных индукционных каротажных изопараметрических зондирований (ВИКИЗ) предназначен для исследований пространственного распределения удельного электрического сопротивления пород, вскрытых скважинами, бурящимися на нефть и газ рисунок 4.

Использование метода ВИКИЗ позволяет решать следующие задачи:

- ☐ Расчленение разреза, в том числе тонкослоистого, с высоким пространственным разрешением;
- ☐ Оценка положения водонефтяных и газоводяных контактов;

- Определение удельного электрического сопротивления неизменной части пласта, зоны проникновения фильтрата бурового раствора с оценкой глубины вытеснения пластовых флюидов;
- Выделение и оценка параметров радиальных неоднородностей в области проникновения, в том числе скоплений соленой пластовой воды («окаймляющие зоны»), как прямого качественного признака присутствия подвижных углеводородов в коллекторах.

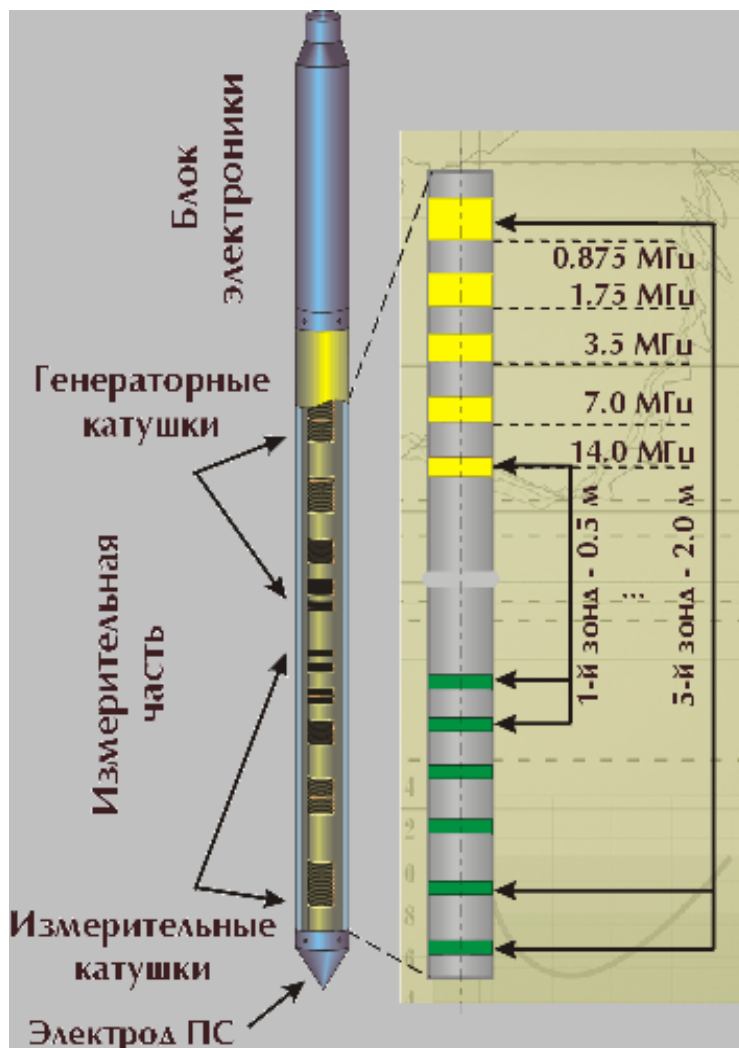


Рисунок 4 – Прибор ВИКИЗ

В отличие от трех-катушечных зондов индукционного каротажа, в которых измеряются абсолютные значения сигналов на фоне скомпенсированного прямого поля, метод ВИКИЗ, базирующийся на измерении относительных фазовых характеристик, может использоваться для

исследования в скважинах, заполненных сильно-проводящим (УЭС менее 0.5 Омм) буровым раствором.

Результаты интерпретации диаграмм ВИКИЗ в комплексе с данными других методов ГИС и петрофизической информацией позволяют определять коэффициент нефтегазонасыщения, литологию терригенного разреза, оценивать неоднородность коллекторских свойств на интервалах пористо-проницаемых пластов, выделять интервалы уплотненных песчаников с карбонатным или силикатным цементом и др.

Наиболее часто пласты-коллекторы в терригенном разрезе выделяются по радиальному градиенту удельного сопротивления. Это характерно при наличии зоны проникновения фильтрата бурового раствора, отличающейся по удельному сопротивлению от незатронутой части пласта. Изменения кажущихся сопротивлений от зонда к зонду могут быть прямым показателем проницаемости мощного пласта.

Диэлектрический Каротаж.

Одной из важных характеристик горных пород и насыщающих их флюидов является диэлектрическая проницаемость. Величина ее зависит от ряда факторов: минерального состава и структуры породы, фазовой характеристики насыщающего породу флюида, температуры, влажности и др. Относительная диэлектрическая проницаемость изменяется в широких пределах. Так, у породообразующих минералов она составляет 4 – 10 отн. ед., у воды при 20° С – около 80 отн. ед., у нефти 2 – 3 отн. ед., у нефтенасыщенной породы – от 6 – 11 до 16 – 25 отн. ед.

Диэлектрический каротаж основан на изучении высокочастотного (в несколько десятков мегагерц) электромагнитного поля, ЭДС которого определяется диэлектрической проницаемостью окружающей среды.

Высокочастотное электромагнитное поле генерируется в окружающую среду с помощью находящегося в скважинном приборе генератора. На некотором расстоянии от генератора размещены две измерительные катушки. Расстояние между измерительными катушками называется базой.

Шифр зонда диэлектрического каротажа состоит из букв (И – индикатор, Г – генератор) и цифр, обозначающих расстояния в метрах между индикаторными катушками и генератором. Например, И20,25И10,75Г, И20,2И10,8Г. В ряде конструкций предусматривается возможность изменения длины базы и зонда.

Из существующих модификаций диэлектрического каротажа наиболее перспективным является метод волнового диэлектрического каротажа (ВДК). При волновом диэлектрическом каротаже измеряется разность фаз.

Диэлектрический каротаж эффективен при разделении пластов (или частей пласта), насыщенных нефтью и пресной водой в случае небольшой зоны проникновения и заполнения ствола-скважины слабоминерализованной промывочной жидкостью ($\rho_c > 0,7$ Ом-м).

Ядерно-магнитный каротаж.

Ядра химических элементов, обладающие магнитными свойствами, стремятся ориентироваться своими магнитными моментами вдоль внешнего магнитного поля, в связи с чем возникает явление ядерной намагниченности. Как только внешнее поле исчезает, начинает исчезать ядерная намагниченность и ядра прецессируют, т. е. свободно колеблются, возвращаясь к своей первоначальной ориентации, с амплитудой, затухающей во времени по экспоненциальному закону.

Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) основан на изучении свободной прецессии ядер водорода. Принцип измерения состоит в следующем. В исследуемую среду помещается датчик 4 в виде соленоида с сердечником прямоугольного сечения зонда 1 (рис. 5).

При пропускании через соленоид постоянного тока силой 0,7 – 1,0 А вокруг него создается магнитное поле, под воздействием которого ориентируются магнитные моменты ядер элементов окружающей среды. При выключении тока поле поляризации исчезает и ядра элементов окружающей среды прецессируют, создавая свое электромагнитное поле. Напряженность этого поля измеряется этим же или другим соленоидом, в котором возникают

электрические синусоидальные колебания, затухающие во времени и называемые сигналами свободной прецессии (ССП).

Амплитуда сигнала свободной прецессии затухает (рис. 6) во времени по экспоненциальному закону.

На величину сигнала свободной прецессии (ССП) оказывают влияние только находящиеся в составе свободной подвижной жидкости ядра водорода (вода, нефть), обладающие достаточно большим магнитным моментом, чтобы создать ЭДС, которая может быть измерена в скважинных условиях. Связанная вода, битум (2), асфальтены (3) образуют столь быстро затухающие ЭДС, что их присутствие в исследуемой среде на результаты измерений практически не влияет. Благодаря этому метод ядерно-магнитного каротажа помогает выделять в разрезе скважины интервалы с эффективной пористостью.

В благоприятных условиях ЯМК обеспечивает решение следующих геологических задач: выделение в разрезе коллекторов, оценка эффективной пористости и эффективной мощности пласта, определение характера флюида, заполняющего пласт (по времени продольной релаксации, имеющему различные значения для газа, воды, нефти).

Зонд прибора ЯМТК с помощью постоянного магнита создает в окружающем его пространстве магнитное поле H_r . Это поле, воздействуя на ядра водорода, вызывает намагниченность пластовых флюидов (вода, нефть, газ). Для возникновения эффекта ядерно-магнитного резонанса зондом формируется импульсное радиочастотное поле H_1 , направленное в каждой точке пространства перпендикулярно постоянному полю H_r . Частота радиочастотного поля равна частоте прецессии ядер водорода в поле магнита в заданной зоне исследования.

В большинстве ядер находящихся в земных породах ядерный магнитный сигнал, вызванный внешним магнитным полем, слишком слаб, чтобы его можно зарегистрировать с помощью скважинного прибора. Однако, водород имеющий только один протон и ни одного нейтрона, в изобилии встречающийся в воде и углеводородах, имеет сравнительно большой магнитный момент и создает достаточно сильный сигнал. По имеющимся данным, на настоящий момент, почти все исследования в области каротажа визуализации ядерно-магнитного резонанса и изучения пород с помощью ЯМР основаны на реакции ядра атома водорода.

3. Аппаратура и материалы

Для закрепления теоретического материала в работе будут использоваться каротажные диаграммы или планшеты в ПЭВМ.

4. Указания по технике безопасности

1. Перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить:
 - отсутствие посторонних предметов на клавиатуре
 - нет ли влаги на клавиатуре
2. Включение ПЭВМ производится на мониторе, а затем на системном блоке.
3. ПЭВМ подключается в трехполюсную розетку электрической сети 220 В.
4. Рабочие места с ПЭВМ по отношению к световым проемам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, преимущественно слева.
5. Искусственное освещение в помещениях с ПЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения с использованием светильников местного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 – 500 лк.

6. При возгорании ПЭВМ и его периферийных устройств их надлежит немедленно отключить от розетки. Тушение ПЭВМ осуществляется только с помощью углекислого или порошкового огнетушителей.

5. Содержание отчета и его форма

Отчет должен включать в себя результаты изучения теории электрических методов ГИС.

Форма представления результатов работы:

1. Цель и теоретические основы методов электрического каротажа.
2. Краткое содержание теории методов ЭК.
3. Решаемые геологические задачи.
4. Выводы, вытекающие из результатов работы.

6. Вопросы для защиты работы

1. Назначение методов МКЗ.
2. Вид кривой МКЗ против пластов различной литологии.
3. Теория методов БК и ИК.
4. Назначение ВИКИЗ, параметры скважинного прибора ВИКИЗ (количество каналов, частота тока генераторных катушек, длины зондов).
5. Теория методов диэлектрического каротажа и ядерно-магнитного каротажа.

Практическая работа № 3

Радиоактивные каротажи. Гамма каротаж. Взаимодействие гамма излучения с веществом. Взаимодействие нейтронов с веществом

1. Цель и содержание

Целью работы является изучение принципа записи каротажных диаграмм с целью изучения физических свойств горных пород.

В методических указаниях к практической работе № 3 содержится информация о физических основах радиоактивного каротажа. Теоретические основы Гамма каротаж. Взаимодействие гамма излучения с веществом. Взаимодействие нейтронов с веществом.

Формируемые компетенции:

ПК-4 Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли.

2. Теоретическое обоснование

Радиоактивный каротаж (РК) – исследования, основанные на измерении естественной и наведенной активности горных пород с целью определения ядерно-физических свойств и элементного состава горных пород. Радиоактивный каротаж нефтяных и газовых скважин включает следующие основные группы измерений: гамма-каротаж – ГК, гамма-гамма каротаж – ГГК, нейтронный каротаж – НК, нейтронный активационный каротаж.

Каждая группа включает в себя несколько модификаций, различающихся типом и энергетическим спектром регистрируемого излучения, конструкцией измерительных зондов, методиками измерений и обработки первичных данных.

Приборами РК непосредственно измеряются сигналы детекторов ионизирующего излучения в виде скорости счета – числа импульсов, регистрируемых в единицу времени. В импульсных и спектрометрических

модификациях РК регистрируют скорости счета во временных и энергетических окнах.

Гамма-каротаж.

Принцип гамма-каротажа (ГК) основан на регистрации скважинными приборами естественной радиоактивности горных пород, слагающих разрез скважины. Естественной радиоактивностью называется самопроизвольный распад ядер некоторых химических элементов, слагающих горные породы. Естественная радиоактивность складывается из способности горных пород испускать альфа-, бета- и гамма-излучение. Глубина проникновения альфа-излучения в горных породах составляет первые десятки микрон, бета-излучения – первые миллиметры, а гамма-излучения – от 30 до 40 см. Следовательно, с точки зрения изучения разрезов скважин только гамма-излучение представляет практический интерес. Величина естественной радиоактивности горных пород определяется в основном содержанием в них трех основных химических элементов: урана, тория и изотопа калия-40.

Самую высокую естественную радиоактивность среди осадочных горных пород имеют глубоководные илы, черные битуминозные глины, аргиллиты, глинистые сланцы, калийные соли. Средняя радиоактивность характерна для неглубоководных и континентальных глин, глинистых песчаников, мергелей глинистых известняков и доломитов. К породам с низкой радиоактивностью относятся ангидриты, гипсы, песчаники, пески, доломиты, угли. В общем случае кривая ГК характеризует разрез скважины по содержанию глинистости в горных породах (рис. 1).

Наиболее часто в практике проведения ГИС применяются зонды для регистрации интегральной кривой гамма излучения. На показания ГК влияние оказывают следующие факторы: промывочная жидкость, обсадная колонна, цементный камень и диаметр скважины. Влияние скважины на показания ГК проявляется в повышении интенсивности гамма-излучения за счет естественной радиоактивности колонн, бурового раствора и цемента и в ослаблении гамма-излучения горных пород вследствие поглощения их

колонной, буровым раствором и цементом. В связи с преобладающим значением второго процесса влияние скважины сказывается главным образом в поглощении гамма-излучения горных пород. При переходе глубинного прибора из не обсаженной части скважины в обсаженную, отмечается уменьшение интенсивности естественного гамма-излучения.



Рисунок 1 – Диаграмма ГК против пород разной литологии

Условно считают, что радиус действия установки гамма каротажа соответствует приблизительно 30 см, излучение от более удаленных участков породы поглощается, не достигнув индикатора.

Цементное кольцо в большинстве случаев приводит к уменьшению регистрируемых значений гамма-излучения. Для исключения влияния условий измерений часто пользуются относительной величиной естественной радиоактивности:

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{J - J_{\min}}{J_{\max} - J_{\min}}, \quad (1)$$

где J , $J_{\min}$ и $J_{\max}$ - соответственно показания против пласта, минимальные и максимальные показания на кривой гамма каротажа в исследуемом интервале скважины.

В некоторых случаях используют дополнительные расчеты, позволяющие учитывать особенности скважинных условий.

Зная естественную радиоактивность горных пород, метод ГК позволяет определять литологию пород, их глинистость, а также расчленять геологический разрез.

В скважинах, заполненных соленым раствором, когда кривая ПС является слабо дифференцированной, выделение глинистых пластов производится главным образом по кривой гамма-каротажа.

Масштаб регистрации ГК – 1 или 2 мкР/час/см.

К достоинствам метода можно отнести дешевизну, информативность, высокую разрешающую способность, возможность применения метода, как в открытом стволе, так и в обсаженной колонне.

Взаимодействие γ -излучения с веществом.

Гамма кванты взаимодействуют с ядрами, атомами и электронами. В качестве количественной характеристики эффекта взаимодействия гамма квантов и нейтронов используется параметр, называемый эффективным сечением взаимодействия. Этот параметр характеризует вероятность

взаимодействия гамма кванта с ядром (электроном) атома при прохождении кванта через единицу площади (м^2).

Гамма-излучение относится к сильно-проникающему излучению. Для практически полного его поглощения требуется слой горных пород толщиной в несколько десятков сантиметров. Хотя γ -кванты испытывают различные типы взаимодействий, однако вероятность большинства из них мала и ослабление потока γ -квантов в веществе происходит в основном за счет трех процессов: фотоэффекта, комптон-эффекта и эффекта образования пар.

Вероятность возникновения каждого из этих трех процессов зависит от энергии излучения, а также от типа вещества (его плотности и атомного номера элементов, слагающих вещество), с которым взаимодействует это излучение.

При малых энергиях гамма кванты взаимодействуют с веществом в основном вследствие фотоэффекта, при средних энергиях преобладает комптоновское рассеяние и, наконец, при больших энергиях гамма квантов основной процесс взаимодействия – образование пары электрон-позитрон.

Фотоэффектом называется такое взаимодействие, при котором γ -квант поглощается (исчезает), а его энергия E_γ расходуется на отрыв и на передачу кинетической энергии одному из электронов атома. Наибольшая вероятность возникновения фотоэффекта, например, для свинца возникает при энергии гамма-квантов менее 0,5 МэВ

Комптон-эффект заключается в рассеянии γ -кванта электроном. Это рассеяние – неупругое рассеяние, подобно столкновению двух упругих шаров с массами m_e и $m_\gamma = E_\gamma / c^2$. В соответствии с законами упругого соударения энергия γ -кванта E_γ распределяется между рассеянным (отклоненным от своей прямолинейной траектории) квантом E'_γ и электроном отдачи E_e . В области, где комптон-эффект является преобладающим ($0,05 \leq E_\gamma \leq 15$ МэВ), энергия γ -кванта

Образование пары наблюдается при взаимодействии γ -кванта с полем ядра. При этом взаимодействии γ -квант исчезает, а за счет его энергии

образуется пара частиц, вернее, частица и античастица – электрон и позитрон. Такое взаимодействие (γ , e^+e^-) имеет место при энергии γ -кванта выше 10 – 20 МэВ для легких элементов.

Взаимодействие нейтронов с веществом.

Вторым видом ядерных частиц, имеющим важнейшее значение при исследовании скважин, являются нейтроны.

Не обладая электрическим зарядом, нейтроны не испытывают действия электронных оболочек и не отталкиваются кулоновским полем ядра, поэтому обладают большой проникающей способностью. Кроме того, при соударении с ядрами они вызывают разнообразные ядерные реакции, что делает их весьма полезными при изучении ядерного, а, следовательно, и химического состава горных пород.

В свободном состоянии нейтрон распадается ($T = 11,77$ сек) на протон, нейтрино и электрон с выделением энергии 0,782 МэВ: $n \rightarrow p + e^- + \bar{\nu} + 0,782 \text{ МэВ}$.

Способность горных пород рассеивать и поглощать (захватывать) нейтроны характеризуется макроскопическими, эффективными сечениями рассеяния и захвата.

Нейтроны в зависимости от своей энергии E подразделяются на:

– быстрые: быстрые со скоростями $v > 10^9$ см/с и энергиями $0,1 < E < 14$ МэВ и промежуточные $1 < E < 100$ кэВ.

– медленные: надтепловые $0,5 < E < 1$ кэВ, тепловые $0,025 < E < 0,5$ эВ, холодные $E < 0,025$ эВ и ультра-холодные $E < 10^{-7}$ эВ.

Реакции с участием нейтронов разделяются на две группы: рассеяние и поглощение нейтронов. Рассеяние бывает упругое и неупругое.

Упругое рассеяние (n,n) аналогично столкновению двух идеально упругих шаров, ядерная реакция при которой меняется лишь кинетические энергии и направления движения нейтронов. Сечение упругого рассеяния большинства ядер при $E < 1$ МэВ почти постоянно, а при большей энергии нейтронов существенно зависит от энергии последних. Из основных

элементов г/п наибольшее сечение упругого рассеяния $(20 - 80) \cdot 10^{-26} \text{ м}^2$ характерно для водорода.

Упругое рассеяние является универсальным процессом, который протекает на всех ядрах независимо от величины энергии нейтронов. При упругом рассеянии нейтрон отклоняется от первоначального направления движения и часть его кинетической энергии передается ядру. Потеря энергии нейтрона при его упругом соударении зависит от массы ядра. Наибольшее изменение энергии достигается при соударении с ядром водорода, масса которого наиболее близка к массе нейтрона. При столкновении с ядром водорода нейтрон в среднем уменьшает свою энергию в 2 раза, а, например, для ядер кислорода и кремния это уменьшение составляет всего 11 и 6%. Благодаря высокому сечению рассеяния и большой потере энергии при соударении водород является аномальным замедлителем нейтронов, поэтому водородосодержащие среды (вода, парафин, органические жидкости, а также бериллий и углерод) являются сильными замедлителями нейтронов.

При неупругом рассеянии (n, n^*) энергия нейтрона расходуется не только на создание кинетической энергии ядра, но и на его возбуждение, т. е. увеличение его внутренней энергии. Пороговая реакция $n + X \rightarrow X^* + n^*$, $X^* \rightarrow X + \gamma$, при которой ядро оказывается в возбужденном состоянии, и энергия возбуждения снимается *путем излучения γ -квантов* неупругого рассеяния. Потеря энергии в среднем больше, чем при упругом рассеянии. Однако неупругое рассеяние на легких элементах происходит лишь при больших энергиях нейтронов и в радиометрии скважин играет меньшую роль, чем упругое рассеяние. Спектр γ -излучения неупругого рассеяния является индивидуальной характеристикой ядра, поэтому измерение спектра гамма излучения позволяет определить природу ядер, особенно легких. Энергия рассеянных нейтронов n^* примерно равна разности энергий первичного нейтрона n и испущенного гамма кванта γ . С увеличением атомного веса ядра и энергии нейтрона сечение неупругого рассеяния увеличивается. Поэтому неупругое рассеяние происходит только с быстрыми нейтронами и

преимущественно на тяжелых ядрах. Измерение спектра гамма излучения позволяет определять природу ядер элементов, неупруго рассеивающих нейтроны.

Поглощение нейтронов сопровождается испусканием какой-либо ядерной частицы. Это может быть протон, альфа-частица (α), один или несколько гамма-квантов и т. д. Соответствующие ядерные реакции принято обозначать (n, p) , (n, α) и (n, γ) . Последняя реакция с испусканием гамма-квантов называется радиационным захватом нейтрона.

Реакция радиационного захвата с заметной вероятностью происходит лишь при малой энергии нейтрона (для легких ядер менее 1 – 10 эВ). Сечение этой реакции убывает обратно пропорционально скорости нейтронов. Реакции (p, p) и (p, α) , наоборот, происходят обычно лишь при очень высокой энергии нейтронов (как правило, выше 5 МэВ) и при радиометрии скважин имеют ограниченное значение. Исключение составляет реакция (p, α) на некоторых легких элементах (бор, литий), реакция (p, p) на очень редком изотопе гелия ^3He и некоторых др. Они аналогично реакции (p, γ) наиболее интенсивно протекают с медленными нейтронами.

Нейтроны, испущенные источником и попавшие в горную породу, относительно быстро замедляются в результате упругих и частично неупругих соударений. Поэтому большинство из них избегает поглощения в области высокой энергии и захватывается ядрами по реакции радиационного захвата, уже имея очень малую энергию, близкую к энергии теплового движения атомов среды (порядка 1 – 40 эВ), за исключением пород, богатых бором и литием, где кроме гамма-квантов образуются также альфа-частицы.

Спектр гамма-излучения радиационного захвата различен для разных элементов. Это различие может быть использовано для определения элементного состава горных пород.

3. Аппаратура и материалы

Для закрепления теоретического материала в работе будут использоваться диаграммы ГК или рисунки в ПЭВМ.

4. Указания по технике безопасности

1. Перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить:

- отсутствие посторонних предметов на клавиатуре
- нет ли влаги на клавиатуре

2. Включение ПЭВМ производится на мониторе, а затем на системном блоке.

3. ПЭВМ подключается в трехполюсную розетку электрической сети 220 В.

4. Рабочие места с ПЭВМ по отношению к световым проемам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, преимущественно слева.

5. Искусственное освещение в помещениях с ПЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения с использованием светильников местного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 – 500 лк.

6. При возгорании ПЭВМ и его периферийных устройств их надлежит немедленно отключить от розетки. Тушение ПЭВМ осуществляется только с помощью углекислого или порошкового огнетушителей.

5. Содержание отчета и его форма

Отчет должен включать в себя результаты изучения теории радиоактивных каротажей, взаимодействие гамма квантов и нейтронов с веществом.

6. Содержание отчета и его форма

По результатам работы составляется краткий отчет, который должен содержать:

1. Цель и теоретические основы ГК.

2. Сводный планшет гипотетического геологического разреза по данным ГК.

3. Зависимости для определения геофизических параметров.

4. Выводы, вытекающие из результатов работы.

Основные параграфы сводного планшета: названия методов, единицы измерения, масштаб регистрации.

В случае предоставления преподавателем трафарета, заполнение его производится по выше описанному способу только для одного определенного литологического объекта.

7. Вопросы для защиты работы

1. Единицы измерения методом ГК;

2. Взаимодействие гамма излучения с веществом;

3. Взаимодействие нейтронов с веществом;

4. Физические основы методов РК;

Практическая работа № 4

Методы наведенной радиоактивности. Источники ионизирующего излучения. Физические основы методов радиоактивного каротажа.

Импульсный нейтрон-нейтрон каротаж

1. Цель и содержание

Целью работы является изучение методов наведенной радиоактивности, источники ионизирующего излучения, физические основы методов радиоактивного каротажа, импульсный нейтрон-нейтрон каротаж.

Формируемые компетенции:

ПК-4 Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли.

2. Теоретическое обоснование

Источники ионизирующего излучения.

Источники γ - излучения представляют собой радиоактивный препарат, помещенный в герметичные ампулы из нержавеющей стали или алюминия; в некоторых случаях используются источники в виде металлических подложек с тонким слоем изотопа. Источники обычно испускают сложный спектр из нескольких интенсивных линий.

^{60}Co , период полураспада ($T_{1/2}$) – 5,25 лет, $E_{\text{изл}}$ – 1,33 МэВ.

^{137}Cs , период полураспада ($T_{1/2}$) – 29,6 лет, $E_{\text{изл}}$ – 0,66 МэВ.

Большинство γ -активных препаратов испускает и β -излучение, однако оно поглощается в корпусе ампулы или может быть легко исключено дополнительной экранировкой.

Другие источники гамма квантов – Цезий 137 $E_{\text{изл}}$ – 0,66 МэВ (275), Селен 75 $E_{\text{изл}}$ 0,45 МэВ (127 сут), Сурьма 124 $E_{\text{изл}}$ 1,69 МэВ (60 сут), Тулий 170 $E_{\text{изл}}$ 0,052 МэВ (127 сут), Железо 55 $E_{\text{изл}}$ 0,0059 МэВ (2,9 года).

Ампульные источники нейтронов чаще всего представляют собой смесь или сплав α -излучателя с бериллием или бором. При бомбардировке последних α -частицами происходит реакция (α, n) , например, $^9\text{Be}(\alpha, n)^{12}\text{C}$; $^{11}\text{B}(\alpha, n)^{14}\text{N}$. Спектр нейтронов этих реакций сплошной, в основном за счет потери части энергии α -частиц на ионизацию в веществе самого источника. В качестве α -излучателя чаще всего применяют ^{210}Po или ^{239}Pu . Достоинством первого является практически полное отсутствие γ -излучения, не считая γ квантов, сопровождающих часть реакций (α, n) ; недостатком – слишком малый период полураспада. Достоинством ^{239}Pu является большой период полураспада, недостатком – большой вес на единицу активности, обуславливающий несколько больший размер и большую стоимость источников по сравнению с источниками с ^{210}Po .

Источники с бором дают более мягкий спектр нейтронов, чем источники с бериллием: $^{239}\text{Pu}+\text{Be}$, $T_{1/2} - 24\,360$ лет, (α, n) , $E - \text{до } 10,8 \text{ МэВ}$,

$^{238}\text{Pu}+\text{Be}$, $T_{1/2} - 86,4$ года, (α, n) , $E - \text{до } 11 \text{ МэВ}$,

$^{210}\text{Po}+\text{Be}$, $T_{1/2} - 138,4$ дня, (α, n) , $E - \text{до } 10,9 \text{ МэВ}$,

^{252}Cf , $T_{1/2} - 2,2$ года, спонтанное деление, $E - \text{до } 7-8 \text{ МэВ}$.

Конструктивно Po-Be источники представляют собой герметичные двойные ампулы из нержавеющей стали или хромированной латуни, внутри которых расположена стеклянная ампула с порошком карбида бериллия (керамическая таблетка) с осажденным на нем ^{210}Po . Pu-Be источники представляют собой двойные ампулы, заполненные сплавом Pu-Be . Размер источника от 3×3 до 46×46 мм в зависимости от мощности. Мощность Pu-Be источников $10^4 - 5 \cdot 10^7$, а полониево-бериллиевых $10^6 - 4 \cdot 10^8$ нейтр./с.

К ампульным источникам относится источник из спонтанно делящегося материала, в первую очередь из ^{252}Cf , имеющий высокую мощность на единицу массы ($3 \cdot 10^9$ нейтр./с•мг) с наиболее вероятной энергией нейтрона $1,3 \text{ МэВ}$.

В качестве источника нейтронов используют обычно смесь полония с бериллием. Полоний – радиоактивный элемент. Распадаясь, он излучает

альфа-частицу (${}^4_2\text{He}$). При взаимодействии альфа-частицы с ядром бериллия (${}^9_4\text{Be}$) образуются ядро углерода ${}^{12}_6\text{C}$ и нейтрон (${}^1_0\text{n}$).



Нейтронные источники ионизационных излучений: Po-Be (138 сут), Ри-Be (24 360 лет), Po-B (138 сут), Cf 252 (2,55 года).

Генераторы нейтронов представляют чаще всего линейные ускорители дейтронов с ускоряющим напряжением приблизительно 105 В. Нейтроны возникают при бомбардировке дейтронами мишеней, содержащих тритий или бериллий. Наибольший выход нейтронов (с энергией 14 МэВ) дает реакция ${}^3\text{T}(\text{d}, \text{n}) {}^4\text{He}$.

Основными частями генератора нейтронов являются источник ионов, ускорительная трубка, мишень, вакуумная система, источник высокого напряжения. В скважинных генераторах и во многих лабораторных используют так называемые отпаянные трубки, не требующие специальной вакуумной системы. Они содержат источник ионов, ускорительный промежуток и мишень, а также хранилище дейтерия. Пример такой трубки, используемой в серийном скважинном генераторе ИГН-4.

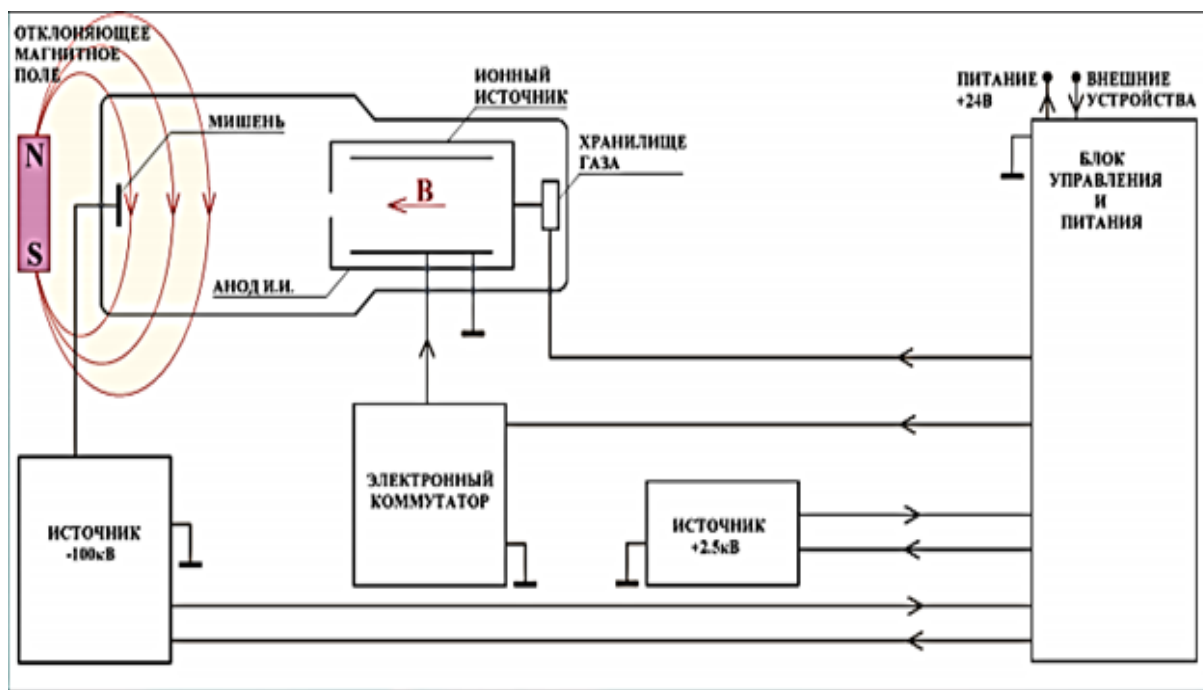


Рисунок 1 – Блок – схема включения ускорительной нейтронной трубки

Генератор нейтронов представляет собой линейный ускоритель, в котором ионы, ускоряясь в электрическом поле, попадают на мишень и вызывают ядерную реакцию с образованием быстрых нейтронов:



Средняя энергия нейтронов 14,1 МэВ. Основным узел генератора нейтронов - нейтронная трубка. Применяются газонаполненные и вакуумные (искровые) трубки. В газонаполненных трубках рабочее давление газа поддерживается постоянным, при этом трубка может работать как в импульсном режиме, так и в стационарном. *Положительные ионы дейтерия под действием отрицательного электрического поля высоковольтного электрода приобретают энергию порядка 80 – 120 кэВ и бомбардируют тритиевую мишень. Рабочее давление дейтерия в трубке создается при подогреве титановой ленты, насыщенной дейтерием. В вакуумных трубках необходимое количество дейтерия выделяется из циркониевых электродов в момент искрового разряда. Трубка работает только в импульсном режиме.*

Физические основы методов радиоактивного каротажа.

В настоящее время в геофизических исследованиях скважин используются две группы методов, основанных на изучении полей гамма-квантов и нейтронов.

ГК имеют две модификации: интегральную и спектрометрическую.

Спектрометрический гамма каротаж ГК_С предназначен для определения содержания естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) – U, Th, ⁴⁰K основан на использовании различий в спектрах гамма-излучения радиоактивного распада (урано-радиевого U-Ra ряда; Th-ряда; ⁴⁰K-ряда). На практике регистрируются излучения в диапазоне энергий $\Delta E_K = 1,3 - 1,6$ МэВ; $\Delta E_U = 1,66 - 1,9$ МэВ; $\Delta E_{Th} = 2,4 - 2,9$ МэВ. Содержание естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) определяется как:

$$C_{ЕРЭ} = I_{ЕРЭ}/S, \quad (3)$$

где I - регистрируемая интенсивность;

S - концентрационная чувствительность.

Интегральный гамма каротаж ГКи. В методе измеряется общая радиоактивность горных пород, обусловленная присутствием радиоактивных изотопов. Интенсивность естественного гамма-излучения выражается в единицах мощности экспозиционной дозы (МЭД) в мкР/ч. Поэтому аппаратура ГК относится к средствам измерения МЭД, к дозиметрам. Важным параметром, влияющим на измерения ГК является энергетический спектр измеряемого излучения. В скважинных условиях регистрируется γ -излучение, практически равномерно распределенное по азимутальному и зенитному углам. При этом в зависимости от содержания естественных радиоактивных элементов спектр меняется.

Гамма-каротаж (ГК) используется для расчленения геологического разреза по этому признаку. Ниже приведены сведения о радиоактивности некоторых осадочных горных пород.

Осадочные породы	Радиоактивность, г-экв. Ra/г
Ангидриты	0 – 3
Доломиты	1 – 10
Известняки	1 – 15
Песчаники	2 – 20
Глины	5 – 28
Калийные соли	20 – 60
Глубоководные глины	20 – 90

Как видно, *наиболее высокая радиоактивность характерна для пород, содержащих глины, средняя – для известняков, песчаников, доломитов, низкая – для ангидритов каменной соли, однородных по химическому составу известняков и доломитов.* Измеряя естественную гамма-активность пород в разрезе скважины, можно выделить пласты с различной литологической характеристикой, а в благоприятных условиях оценить наличие в породах **глинистого материала**. Высокая радиоактивность глин и глинистых сланцев

объясняется повышенной сорбцией U, Th и K на глинистых частицах. Кроме того, в глинистых породах присутствует в значительных количествах K (до 6,5 % по весу), из которых 0, 01 % приходится на радиоактивный изотоп ^{40}K , входящий в кристаллическую решетку таких минералов, как микроклин, биотит и др. Такие глинистые минералы, как монтмориллонит, галлуазит, каолинит адсорбируют ионы урана из подземных вод.

Для осуществления гамма-каротажа в скважину опускают прибор, содержащий детектор гамма-излучения, источник высокого напряжения для его питания и электронную схему для усиления и формирования возникающих в цепи индикатора импульсов тока (напряжения).

Точкой записи при гамма-каротаже считается центр индикатора (газоразрядных или сцинтилляционных счетчиков). Точность измерений определяется эффективностью индикаторов и скоростью перемещения прибора по стволу скважины. Чем выше эффективность индикаторов и ниже скорость перемещения кабеля, тем выше точность измерений. Радиус исследования методом гамма-каротажа не превышает 40 – 50 см.

Для исключения влияния условий измерений часто пользуются относительной величиной естественной радиоактивности:

$$A_{\text{отн}} = \frac{I - I_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}}, \quad (3)$$

где I , $I_{\min}$ и $I_{\max}$ — соответственно показания против пласта, минимальные и максимальные показания на гамма-каротажной кривой в исследуемом интервале скважины.

В скважинах, заполненных соленым раствором, когда кривая ПС является слабо дифференцированной, выделение глинистых пластов производится главным образом по кривой гамма-каротажа.

Масштаб регистрации ГК – 1 или 2 мкР/час/см. К достоинствам метода можно отнести дешевизну, информативность, высокую разрешающую

способность, возможность применения метода, как в открытом стволе, так и в обсаженной колонне.

Плотностной гамма-гамма- каротаж (ГГК-П). При проведении измерений гамма-гамма-методом порода облучается гамма-квантами и регистрируется рассеянное гамма-излучение детектором, расположенным на некотором расстоянии. В плотностном ГГК используется источник гамма-квантов Co^{60} , имеющий энергию $E_\gamma = 1,33 \text{ МэВ}$ $T = 5,27 \text{ лет}$. Поэтому основной реакцией взаимодействия гамма-квантов с породой является **комптон-эффект**. Вероятность возникновения комптонского рассеивания зависит от числа электронов N_e в единице объема вещества (электронной плотности), связанной с объемной плотностью вещества. Регистрируемое гамма-излучение в области комптон-эффекта зависит от эффективного атомного номера $Z_{\text{эф}}$ и числа электронов в единице объема породы.

Между плотностью горных пород и интенсивностью рассеянного гамма-излучения существует обратная зависимость, *чем больше плотность, тем больше рассеяние, тем меньше гамма активность*. На кривой ГГК минимальные значения соответствуют плотным породам – ангидритам, крепким доломитам и известнякам; максимумами выделяются наименее плотные породы – гипсы, глины, соль, высокопористые известняки, песчаники и доломиты. Средние значения – глинистые известняки и песчаники.

По ГГК-П можно определить $K_{\text{п}}^{\text{общ}}$:

$$K_{\text{п}} = (\delta_{\text{м}} - \delta_{\text{п}}) / (\delta_{\text{м}} - \delta_{\text{ж}}), \quad (4)$$

где $\delta_{\text{м}}$ – плотность минералов твердой фазы пород;

$\delta_{\text{п}}$ – плотность по ГГК-П;

$\delta_{\text{ж}}$ – плотность пластовой жидкости.

По ГГК-П контролируется качество цемента – определяется высота подъема цемента и распределение цементного камня по периметру. Минимальные значения по ГГК - где много цемента.

Селективный гамма-гамма каротаж (ГГК-С) основан на том же принципе, что и ГГК-П: порода облучается гамма-квантами и измеряется рассеянное гамма-излучение. В этом методе в отличие от ГГК-П используется источник гамма-квантов ^{144}Cs низкой энергии $E = 0,134 \text{ МэВ}$, $T = 275 \text{ сут}$, поэтому на результаты измерений рассеянного гамма-излучения оказывает большое влияние *фотоэффект*. ГГК-С предназначен для изучения вещественного состава горных пород путем оценки их эффективного атомного номера $Z_{\text{эф}}$, значения которого равны в среднем для осадочных пород 11,5 – 15,5; для воды – 7,5.

Рентгенорадиометрический каротаж (РРК) основан на применении источников гамма-квантов наименьшей энергии и регистрации характеристического рентгеновского излучения. РРК используется для определения химических элементов в породах и рудах (тулий-170 или железо-55)

Особенностью конструкции зонда РРК является использование в корпусе скважинного прибора *бериллиевого окна* ($Z = 4$) толщиной 1,5-2 мм, достаточно прозрачного для регистрации рентгеновского излучения от урана ($E_{\text{рен}} = 100 \text{ кэВ}$) до железа ($E_{\text{рен}} = 6 \text{ кэВ}$).

Стационарный нейтронный каротаж основан на облучении горных пород быстрыми нейтронами и регистрации тепловых, надтепловых нейтронов и гамма-квантов радиационного захвата. В соответствии с этим модификации метода носят названия: а) нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам ННК_Т, б) нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам ННК_{НТ} и в) нейтронный гамма каротаж НГК. Измерительные установки всех модификаций аналогичны и отличаются только типом детектора. Основное назначение нейтронных методов - определение пористости (водонасыщенности) горных пород. Из-за аномально большого сечения радиационного захвата у хлора в благоприятных условиях возможно использование НГК (или ННК_Т) для определения *положения водонефтяного контакта*.

Эффективность счетчиков нейтронов для тепловых нейтронов составляет несколько десятков процентов. При необходимости регистрации лишь надтепловых нейтронов счетчики медленных нейтронов окружают чехлом из кадмия, имеющего высокое сечение поглощения для тепловых и относительно небольшое для надтепловых нейтронов. Такой чехол толщиной в 1 мм пропускает в счетчик лишь нейтроны с энергией более 0,3 – 0,5 эВ.

Плотность надтепловых нейтронов практически не зависит от химического состава горных пород и пластовых вод, а определяются в основном их водородосодержанием.

Следовательно, ННК по надтепловым нейтронам более тесно связан с водородосодержанием по сравнению с НГК и ННК по тепловым, значит и с К_п неглинистых пород.

Нейтрон-нейтронный каротаж проводят в двух модификациях; по надтепловым нейтронам (ННКнт) и тепловым нейтронам (ННКт), которые отличаются только типами используемых индикаторов.

Нейтрон-нейтронными методами *невозможно* отличить содержащуюся в породах связанную воду от свободной пластовой воды.

Нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам имеет то преимущество перед другими нейтронными методами, что его показания мало зависят от литологического состава пород, благодаря чему можно более точно определять пористость пород. Особенно хорошие результаты получают при исследовании неглинистых пород с пористостью 3 – 15%.

На плотность тепловых нейтронов очень влияют поглощающие свойства горных пород, поэтому каротаж по тепловым нейтронам весьма чувствителен к хлоросодержанию среды и эффективно используется для установления местоположения раздела вода-нефть в тех случаях, когда пластовые воды отличаются *высоким* содержанием солей хлора.

Показания каротажа по надтепловым нейтронам в меньшей степени подвержены влиянию хлоросодержания среды. Результаты ННКнт больше,

чем результаты НГК и ННК_т, зависят от водородосодержания, а, следовательно, от пористости пород.

На показания нейтронных методов воздействуют многие, порой трудно учитываемые факторы (диаметр скважины, глинистая корка, зона проникновения, положение прибора в скважине и др.), поэтому интерпретация диаграмм нейтронных методов является весьма сложной операцией, требующей высокой квалификации исполнителей.

НГК реагирует на наличие водорода в породе независимо от того, находится ли он в жидкости, заполняющей пустотное пространство породы, или же в химически связанном состоянии в минеральном скелете.

Присутствие в исследуемой среде элементов с повышенным сечением поглощения тепловых нейтронов (бор, хлор, и др.) существенно влияет на показания нейтронных методов. Хлоросодержание пород сказывается на показаниях НГК, уже начиная с 0,1 %.

От плотности промывочной жидкости показания нейтронных методов обычно зависят незначительно, при нормальных растворах ($\delta \geq 1,5 \text{ г/см}^3$) ее не учитывают. Влияние становится заметным лишь при исследовании скважин, бурящихся на утяжеленных промывочных жидкостях.

Показания НГК существенно зависят от слоистости изучаемых пород. При исследовании сред, представленных переслаиванием слоев одного литологического состава, но различной пористости происходит усреднение показаний метода, которые отличаются от величин, соответствующих среде с пористостью, равной средневзвешенному ее значению для рассматриваемого интервала. Такое отличие тем существеннее, чем больше контрастность водородосодержания прослоев породы.

Масштаб регистрации НГК - 0,1 или 0,2 усл.ед/см.

К недостаткам можно отнести дороговизну метода, необходимость учета влияний многих факторов на показания НГК, трудность выделения тонких пропластков. Малый радиус исследования (50-60 см), что затрудняет оценку характера насыщения коллектора за счет большого влияния промытой зоны.

Импульсный нейтрон-нейтрон каротаж (ИННК).

В ИННК в результате рассеяния быстрых нейтронов, испускаемых источником, происходит их замедление и превращение в надтепловые и тепловые, т.е. энергия нейтронов становится равной кинетической энергии атомов и молекул. Такие n_0^1 участвуют в тепловом движении атомов и молекул, сталкиваясь с ними, не теряя и не приобретая энергии. Этот процесс получил название диффузией нейтронов.

Для характеристики диффузии тепловых нейтронов в веществе используют такие параметры, как коэффициент диффузии D , среднее время жизни нейтрона τ и длина диффузии L .

Коэффициент диффузии D обратно пропорционален содержанию водорода в среде. Чем больше водонасыщенность среды, тем медленней рассеивается облако тепловых нейтронов (диффузия происходит в течение $10^2 - 10^4$ мкс).

Среднее время жизни нейтрона, т.е. время с момента начала диффузии нейтрона до момента его захвата:

$$\tau = \lambda_3/v = 1/(v \cdot \Sigma_3), \quad (5)$$

где λ_3 – путь нейтрона (по ломаной) от точки замедления до точки поглощения;

v – скорость движения тепловых нейтронов, равная 2200 м/с при $T = 20$ °С;

Σ_3 – эффективное макроскопическое сечение захвата нейтронов, выражающее способность среды поглощать нейтроны.

Значение τ зависит от присутствия в породе элементов с высоким сечением поглощения тепловых нейтронов. В большинстве осадочных породах таким элементом является хлор, содержащийся в пластовых водах.

Длина диффузии L (аналогично длине замедления) характеризует среднюю длину пути нейтрона от точки, в которой он стал тепловым (точка замедления), до точки захвата (поглощения). Величина L_s зависит от

водородосодержания и при содержании воды и нефти в породах изменяется от 15 до 35 см, а в воде составляет несколько сантиметров.

В качестве источника нейтронов используются скважинные генераторы нейтронов, обеспечивающие периодическое генерирование мощных доз нейтронов. Генератор работает в импульсном режиме, т. е, нейтроны «впрыскиваются» в окружающую среду через определенные промежутки времени. Имеющимся в приборе детектором нейтронов фиксируется их плотность через выбранные временные интервалы после прекращения «нейтронного импульса» (рис. 2). Преимущества импульсных методов заключаются в большей глубинности по сравнению с обычными методами. Кроме того, поскольку эти методы более чувствительны к хлоросодержанию окружающей среды, они применяются для установления местоположения водонефтяного контакта.

Семейство каротажных кривых ИННК представлены на рисунке 39.

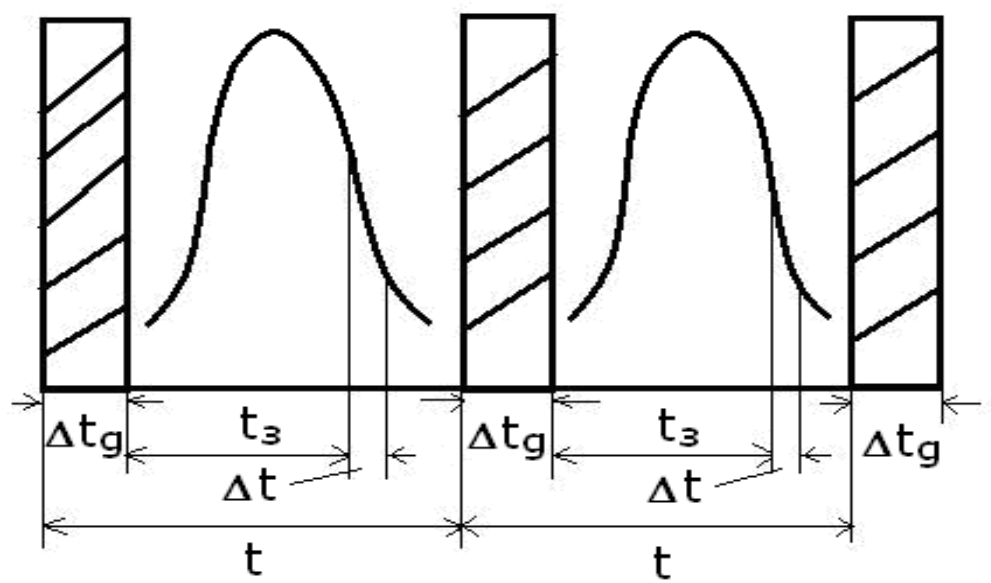


Рисунок 2 – Импульсный нейтрон-нейтрон каротаж

При сопоставлении кривых ИННК и НГК можно отметить, что кривая ИННК в целом повторяет кривую НГК, но в водоносных интервалах

отмечается увеличение показаний НГК за счет увеличения содержания хлора, тогда как показания ИННК уменьшаются (рис. 3).

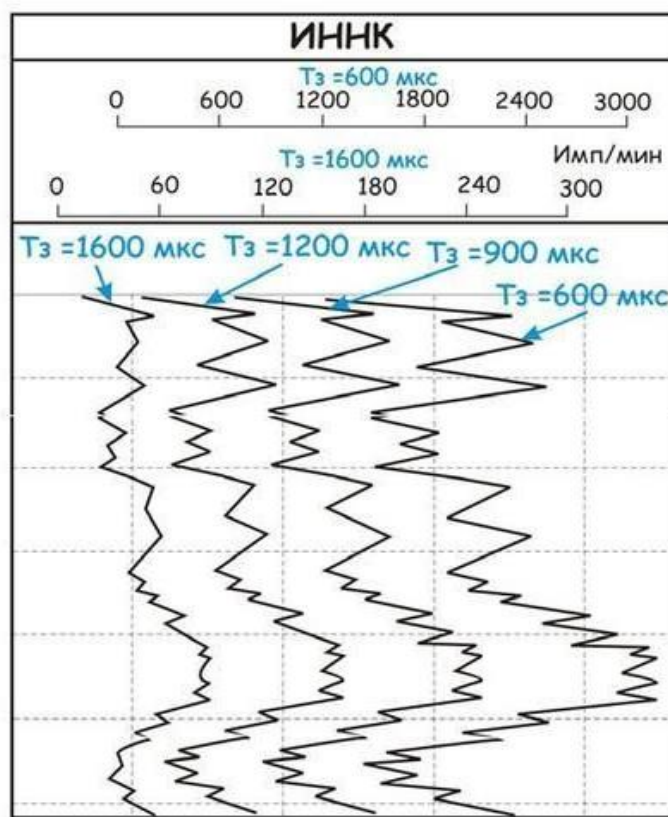


Рисунок 3 – Семейство каротажных кривых ИННК

3. Аппаратура и материалы

Для закрепления теоретического материала в работе будут использоваться каротажные диаграммы или рисунки в ПЭВМ.

4. Указания по технике безопасности

1. Перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить:
 - отсутствие посторонних предметов на клавиатуре
 - нет ли влаги на клавиатуре
2. Включение ПЭВМ производится на мониторе, а затем на системном блоке.
3. ПЭВМ подключается в трехполюсную розетку электрической сети 220 В.

4. Рабочие места с ПЭВМ по отношению к световым проемам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, преимущественно слева.

5. Искусственное освещение в помещениях с ПЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения с использованием светильников местного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 – 500 лк.

6. При возгорании ПЭВМ и его периферийных устройств их надлежит немедленно отключить от розетки. Тушение ПЭВМ осуществляется только с помощью углекислого или порошкового огнетушителей.

5. Содержание отчета и его форма

Отчет должен включать в себя результаты изучения теории Радиоактивных методов (РК).

Форма представления результатов работы:

Цель и теоретические основы методов РК.

1. Краткое содержание теории методов естественной и наведенной активности.
2. Решаемые геологические задачи гамма-гамма методами.
3. Решаемые геологические задачи нейтронными методами.
4. Выводы, вытекающие из результатов работы.

6. Вопросы для защиты работы

1. Источники ионизирующего излучения для ГГК.
2. Ампульные источники ионизирующего излучения. Формула.
3. Генератор нейтронов.
4. Формулы для расчета пористости горных пород.
5. Гамма-гамма каротажи.
6. Нейтрон-нейтрон каротажи.
7. ИННК. Замеряемые параметры в ИННК.

Практическая работа № 5

Акустический каротаж. Типы акустических волн. Свойства упругих волн. Волновые картинки (ВК) и фаза корреляционные диаграммы (ФКД). Калибровка аппаратуры акустического каротажа.

1. Цель и содержание.

Целью работы является изучение теории акустического каротажа.

Формируемые компетенции:

ПК-4 Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли.

2. Теоретическое обоснование

Акустический каротаж (АК) основан на измерении параметров волнового поля в скважине, возникающего под действием помещенного в нее импульсного источника возбуждения упругих волн (рис. 1).

Основное назначение акустического каротажа при исследовании нефтегазовых скважин - количественное определение межгранулярной пористости пород разреза и разделение (в комплексе с другими методами) пород по литологическому составу. Для некоторых геолого-геофизических условий по данным акустического каротажа выделяются интервалы трещинно-кавернозных пород и оцениваются упруго-механические свойства горных пород в их естественном залегании.

Скорость распространения упругих колебаний в системе скважина-горные породы зависит от упруго-механических свойств, литологического состава, пористости, структуры этих пород, а также характера насыщающей ее жидкости. Указанные факторы отражают значение и другого важного свойства среды – коэффициента поглощения.

Акустический каротаж на преломленных волнах предназначен для измерения интервальных времен Δt в мкс. и коэффициентов эффективного

затухания α преломленной продольной, поперечной или Лэмба-Стоунли волн, распространяющихся в горных породах или обсадной колонне.

Скорость пробега упругой волны V по изучаемой среде рассчитывается согласно выражению:

$$V = q / \Delta t, \quad (2)$$

где q - база измерительной установки (расстояние между ее приемниками $q = l_2 - l_1$).

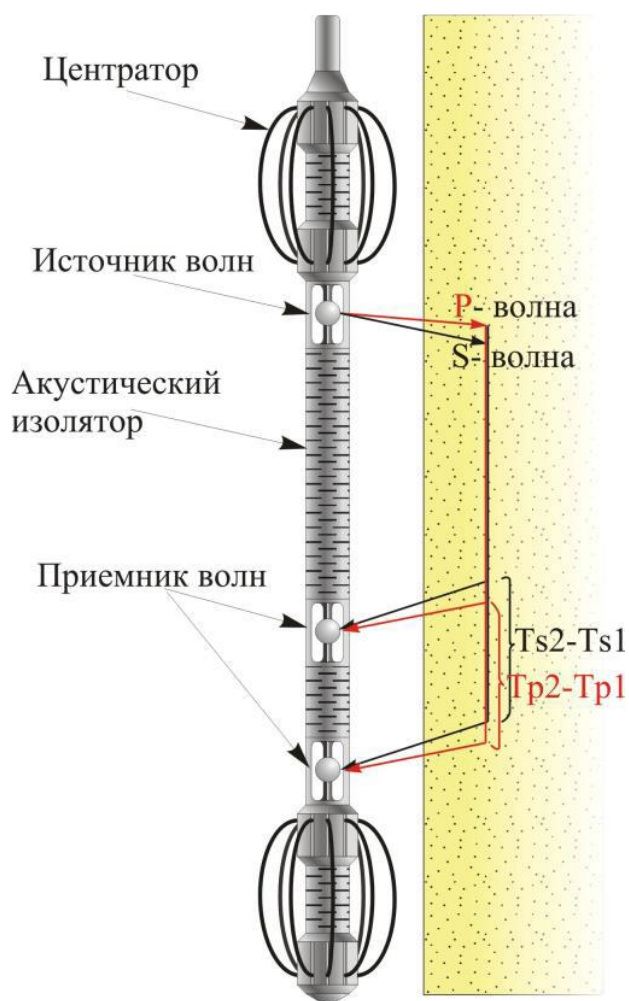


Рисунок - 1 Схема устройства и работы скважинного прибора АК

Форма теоретических кривых t_1 , t_2 практически не зависит от взаимного расположения источника и приемника, а также от того, при спуске или подъеме ведется запись. Определение пористости заполненных жидкостью

(водой или негазированной нефтью) коллекторов базируется на эмпирической связи $K_{\Pi} = f(\Delta t, \Delta t_{\text{ск}}, \Delta t_{\text{ж}})$.

Наибольшее применение на практике нашел способ, основанный на использовании данных только акустического каротажа с расчетом значений K_{Π} по эмпирическому уравнению среднего времени:

$$K_{\Pi} = \frac{\Delta t - \Delta t_{\text{ск}}}{\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{ск}}} \quad (3)$$

где Δt – измеренное значение интервального времени для данной породы;

$\Delta t_{\text{ск}}$ – интервальное время пробега акустической волны по скелету породы;

$\Delta t_{\text{ж}}$ – интервальное время пробега акустической волны по жидкости, заполняющей пустоты коллектора.

Уравнение среднего времени для определения межгранулярной пористости неглинистых пород успешно применяется независимо от их литологического состава и при пористости не более 25-30 %.

Точность оценки пористости при использовании этого уравнения определяется не только величиной погрешности непосредственного измерения значения Δt , но и в значительной степени зависит от достоверности принятых значений нормирующих параметров $\Delta t_{\text{ск}}$ и $\Delta t_{\text{ж}}$. Наиболее существенное значение имеет при этом возможная погрешность $\Delta t_{\text{ск}}$.

Амплитуда упругих колебаний A характеризует энергию волны. По мере удаления от источника поля амплитуда продольных A_p и поперечных A_s волн затухает вследствие поглощения энергии окружающей средой.

Коэффициент поглощения энергии (параметр затухания) α на участке горной породы между элементами измерительной установки определяется выражением:

$$\alpha = \frac{1}{l} \ln \frac{A_1}{A_2} \quad (4)$$

где l – база зонда (расстояние между сближенными элементами);

A_1, A_2 – амплитуды колебаний, принятых первым и вторым приемниками;

α – выражается в 1/м.

В акустическом каротаже различают следующие типы волн:

1. P – продольная pressure – волна давления, сжатия, распространяется в твердых телах, жидкости, газе.
2. S – поперечная shear – волна сдвига, образуется только в твердом теле.
3. L – лэмбовская волна – только в цилиндре распространяется в жидкости и газе.
4. Гидроволна – неинформативная волна.
5. Волны Стоунли и Рэлея не изучены.

Свойства упругих волн:

1. Затухание упругой волны – потеря E;
2. Преломление акустической волны возникает на границе двух сред, когда скорость распространения волны во второй среде $V_2 > V_1$, то $\beta > \alpha$.
3. Отражение акустической волны возникает, когда длина волны меньше изучаемого объекта $\lambda < H$.
4. Дифракция (огибание), когда $\lambda > H$, например, размер головы меньше, чем длина волны, поэтому слышен звук всеми в помещении.
5. Рефракция – разновидность преломления, т.е. изменение направления движения волны.
6. Обмен – меняются местами типы волн, P на S и наоборот.
7. Рассеивание – изменяется направление движения волны с одновременной потерей энергии.

Волны могут регистрироваться в виде каротажных диаграмм, волновых картинок (ВК) или фаза корреляционных диаграмм (ФКД). При регистрации ФКД с помощью электроники отрезается отрицательная частота и затем в виде точек регистрируется ВК: чем больше амплитуда на ВК, тем жирнее точка (рис. 2).

Преобразование ВК в ФКД возможно только для быстродействующих телеизмерительных систем, пример преобразования ВК в ФКД во временном диапазоне 1500 микросекунд показан на рисунке 3.

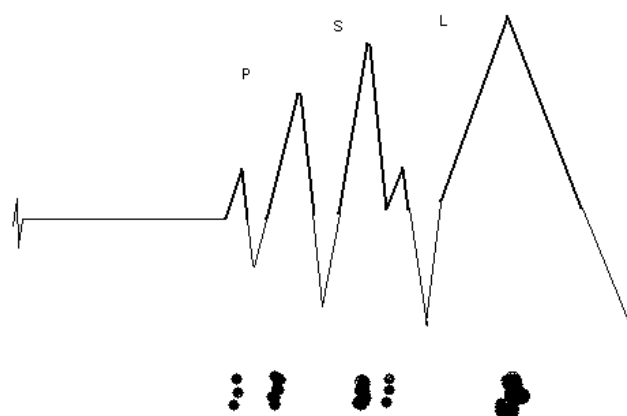


Рисунок 2 – Регистрация волновой картинки с помощью ФКД

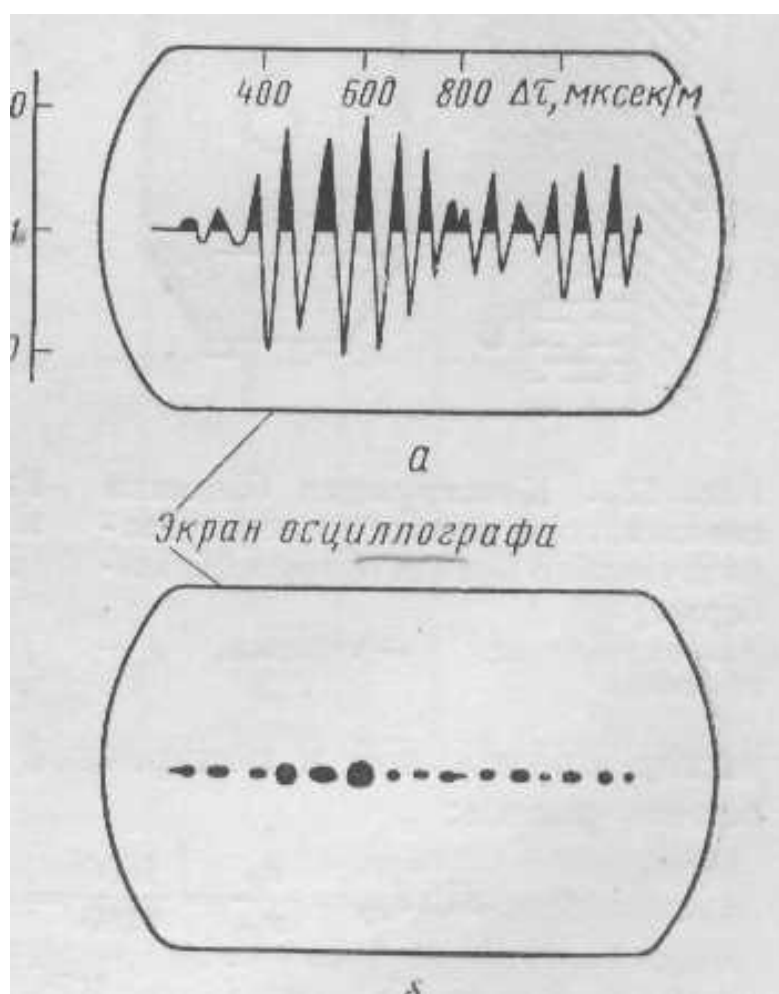


Рисунок 3 – Пример преобразования волновой картинки в ФКД

Данные АК применяют:

1. для литологического расчленения разрезов и расчета упругих свойств пород;

2. локализации трещиноватых пород, трещин гидроразрывов и интервалов напряженного состояния пород;
3. определения коэффициентов межзерновой и вторичной (трещиннокаверновой) пористости коллекторов и характера их насыщенности;
4. выделения проницаемых интервалов в чистых и глинистых породах;
5. расчета синтетических сейсмограмм и интеграции результатов скважинных измерений с наземными и скважинными сейсмическими данными.

По данным АК представляется возможным рассчитать скорость распространения упругих волн (таблица 1) и определить поглощающие свойства горных пород.

Таблица 1 – Характеристики распространения волны для скелета породы

Горная порода	Скорость волны в скелете породы, м/с	Время пробега волны, $\Delta t_{\text{ск}}$, мкс/м
Вода	1500 – 1700	660 – 600
Песчаники	5500 – 6400	182 – 156
Известняк	6400 – 7000	156 – 143
Доломит	7000	142,5
Ангидрит	6100	164
Соль	4580	220

Для калибровки аппаратуры акустического каротажа методом прямых измерений применяют стандартные образцы скорости распространения и коэффициента затухания ультразвука. Они выполнены в виде трубных волноводов, конструктивно представляющие собой **стальные, стеклопластиковые, асбоцементные и полиэтиленовые трубы** длиной 4 или 6 м, заполненные водой (рис. 4). Все волноводы устанавливаются в шахту или трубный контейнер диаметром (0,6,0,8) м.



Рисунок 4 – Схема и фото комплекта трубных волноводов для калибровки аппаратуры АК

Таблица 2 – Скорости распространения и коэффициенты затухания ультразвука в стандартных образцах

№	Материал	Интервальное время, мкс/м	Коэф. Затухания, дБ/м
1	Сталь	182±1	(2,5;3,0)
2	Асбоцемент	330±2	(2,0;3,0)
3	Стеклопласт	352±2	(6,0;6,5)
4	Полиэтилен	540±3	(13,0;15,0)

Кинематические и динамические характеристики трех информативных акустических волн Р – продольной, S – поперечной и волны Лэмба L отчетливо изображены на фазокорреляционных диаграммах на рисунке 5.

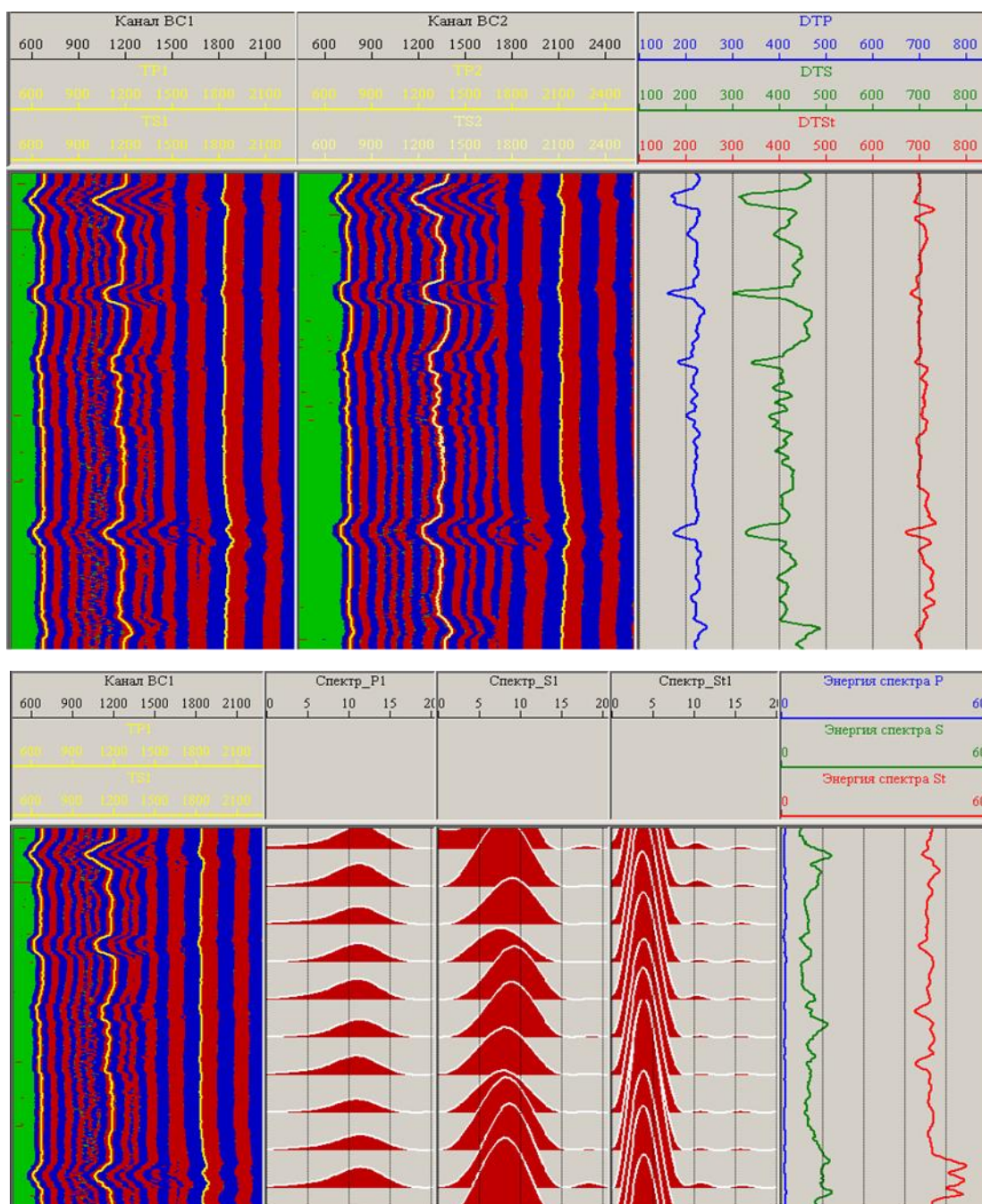


Рисунок 5 – Кинематические и динамические характеристики
акустических волн

3. Аппаратура и материалы

Для закрепления теоретического материала в работе будут использоваться каротажные диаграммы или планшеты в ПЭВМ.

4. Указания по технике безопасности

1. Перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить:
 - отсутствие посторонних предметов на клавиатуре

- нет ли влаги на клавиатуре

2. Включение ПЭВМ производится на мониторе, а затем на системном блоке.

3. ПЭВМ подключается в трехполюсную розетку электрической сети 220 В.

4. Рабочие места с ПЭВМ по отношению к световым проемам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, преимущественно слева.

5. Искусственное освещение в помещениях с ПЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения с использованием светильников местного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 – 500 лк.

6. При возгорании ПЭВМ и его периферийных устройств их надлежит немедленно отключить от розетки. Тушение ПЭВМ осуществляется только с помощью углекислого или порошкового огнетушителей.

5. Содержание отчета и его форма

Отчет должен включать в себя результаты изучения теории электрических методов ГИС.

Форма представления результатов работы:

1. Цель и теоретические основы методов акустического каротажа.
2. Краткое содержание теории методов АК.
3. Решаемые геологические задачи.
4. Выводы, вытекающие из результатов работы.

6. Вопросы для защиты работы

1. Назначение АК.
2. Типы акустических волн.
3. Свойства упругих волн.
4. Эпюры волновых картинок.

5. Построение фаза-корреляционной диаграммы.
6. Калибровка аппаратуры акустического каротажа.

Практическая работа № 6

Методы контроля технического состояния скважины. Определение искривления ствола скважины. Геологические и технологические причины искривления скважин. Измерение диаметра и профиля сечения ствола скважины

1. Цель и содержание

Целью работы является изучение методов контроля технического состояния открытого ствола скважины.

Формируемые компетенции:

ПК-4 Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли.

2. Теоретическое обоснование

Определение искривления ствола скважины. Фактическое отклонение оси скважины от вертикали в каком-либо направлении называется искривлением скважины. Оно определяется углом искривления ψ и магнитным азимутом искривления φ .

Данные об искривлении скважины необходимы для определения глубины расположения забоя и истинных глубин залегания пластов, для осуществления контроля искривления скважины и выявления участков резких отклонений ствола скважины от вертикали.

Результаты измерений инклинометром изображают в виде таблиц углов наклона ψ и азимута φ , и в виде графиков проекций ствола скважины на горизонтальную плоскость.

Измерение отклонений ствола скважины осуществляют специальными скважинными приборами — инклинометрами. В скважинах с открытым стволом и нормальным геомагнитным полем применяют инклинометры, в

которых чувствительным элементом для измерения азимута служит магнитная стрелка (буссоль), ориентирующаяся вдоль магнитного меридиана. В качестве датчика угла наклона почти во всех типах инклинометров используется грузовой отвес.

В практике промыслово-геофизических работ широко используются инклинометры типа КИТ, работающие с одножильным кабелем. Инклинометр КИТ предназначен для измерения угла и азимута искривления скважин без обсадных колонн и угла отклонения от вертикали в скважинах со спущенной колонной (рис. 1). Чувствительными элементами инклинометра являются магнитная стрелка и отвес, расположенные в свободно вращающейся рамке. Ось вращения рамки совпадает с продольной осью скважинного прибора, а центр тяжести ее смещен от оси. При наклоне прибора рамка занимает устойчивое положение, при котором ее главная плоскость, проходящая через ось вращения и центр тяжести, совпадает с плоскостью наклона скважины. Азимут искривления скважины определяется по отклонению магнитной стрелки от главной плоскости рамки, а угол наклона – по отклонению отвеса от оси вращения рамки.

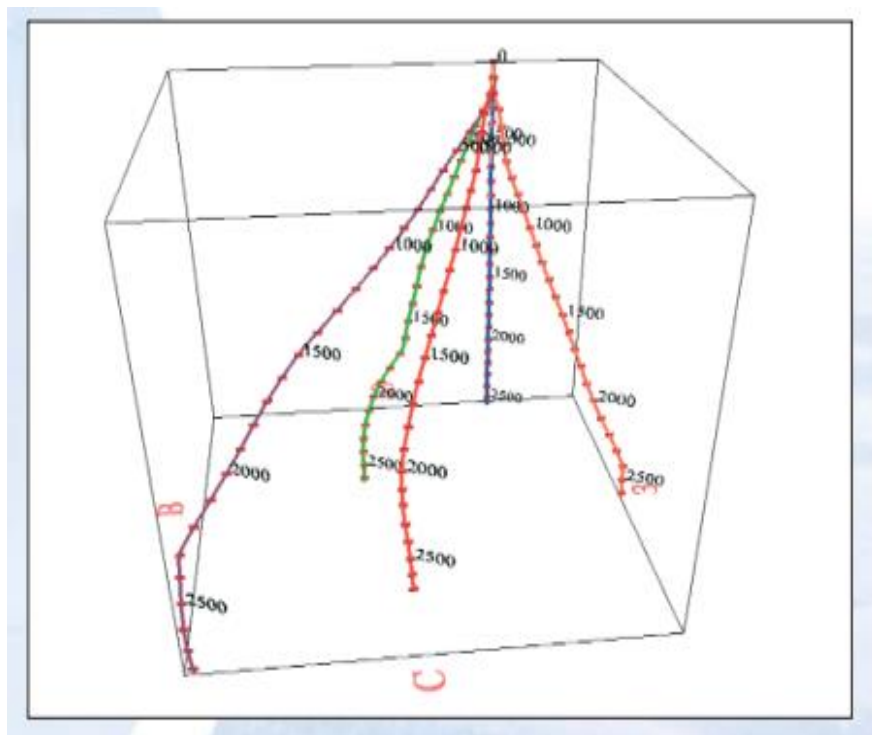


Рисунок 1 – Искривленные траектории скважины

Указатель азимута (буссоль) состоит из магнитной стрелки, кругового реохорда и токосъемного кольца. Буссоль подвешена на оси, перпендикулярной к рамке, и при любом наклоне прибора занимает горизонтальное положение.

Геологические и технологические причины искривления скважин представлены на рисунках 2 и 3.

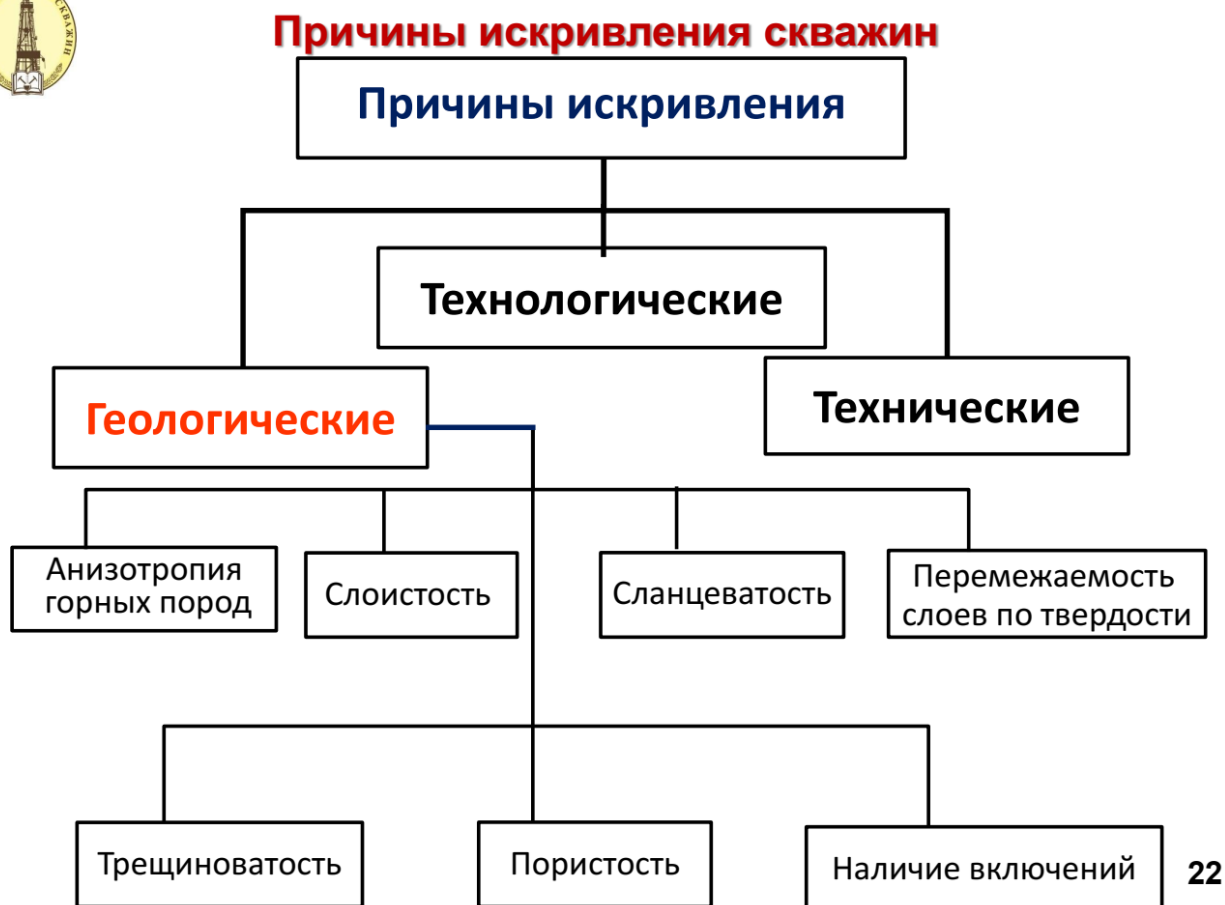
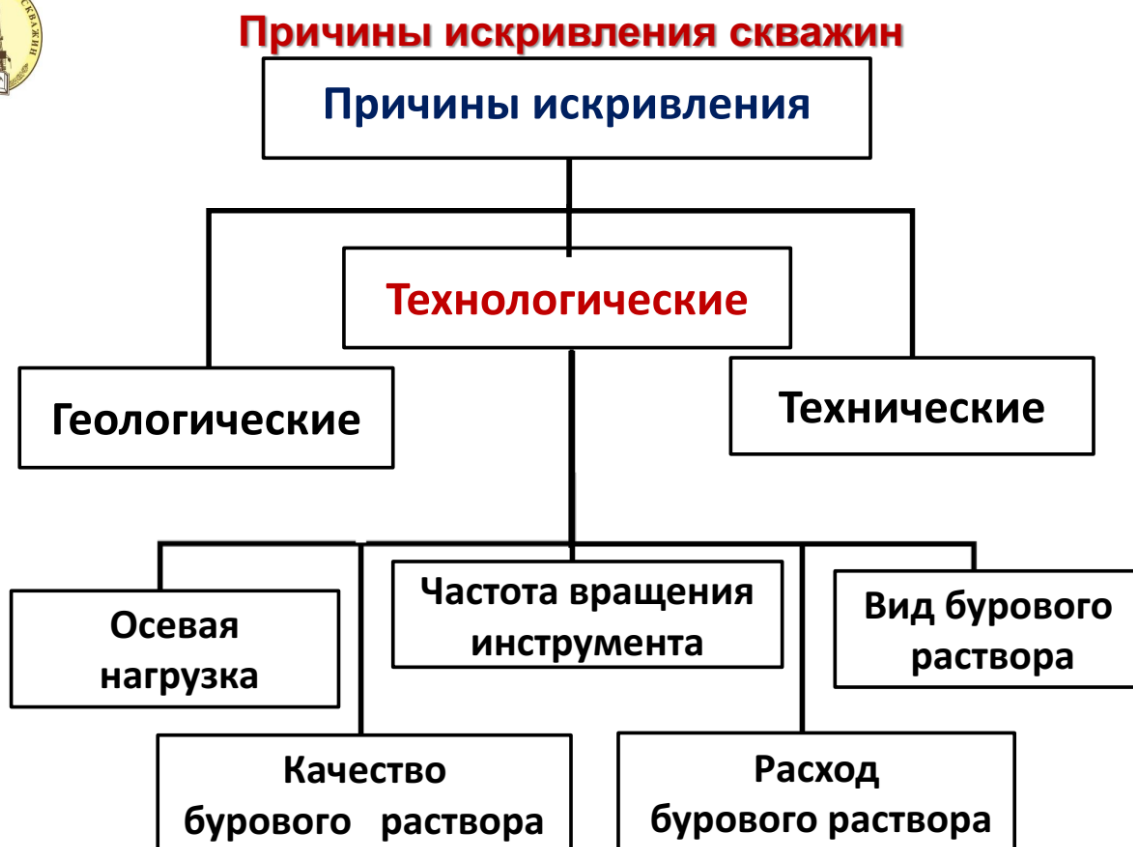


Рисунок 2 – Геологические причины искривления скважин



24

Рисунок 3 – Технологические причины искривления скважин

Измерение диаметра и профиля сечения ствола скважины.

В процессе бурения скважины в силу протекания физико-химических и механических процессов в условиях различных свойств промывочной жидкости и горных пород со временем в отдельных участках изменяются форма сечения и диаметр ствола скважины. В некоторых интервалах происходит сужение диаметра (образование глинистой корки, сальников) или размыв и изменение сечения в виде эллипса в связи с образованием каверн и желобов.

Результаты измерений диаметра и формы сечения ствола скважины используются в следующих случаях:

- 1) интерпретация геофизических материалов (БКЗ, НГК и др.);
- 2) уточнение литологической характеристики разреза;

3) принятие профилактических мер для предупреждения аварий в скважине;

4) выделение в разрезе наиболее благоприятных интервалов для распаковки пластоиспытателей и башмака обсадных труб;

5) оценка объема затрубного пространства для определения необходимого количества цемента при тампонаже колонны и др.

Для измерения диаметра скважины применяют скважинные приборы – каверномеры, для измерения профиля сечения – профилемеры (рис. 4).



Рисунок 4 – Скважинный каверномер-профилемер

Сводная диаграмма кривых МКЗ, кавернометрии и ПС четко расчленяют разрез на проницаемые объекты (рис. 5).

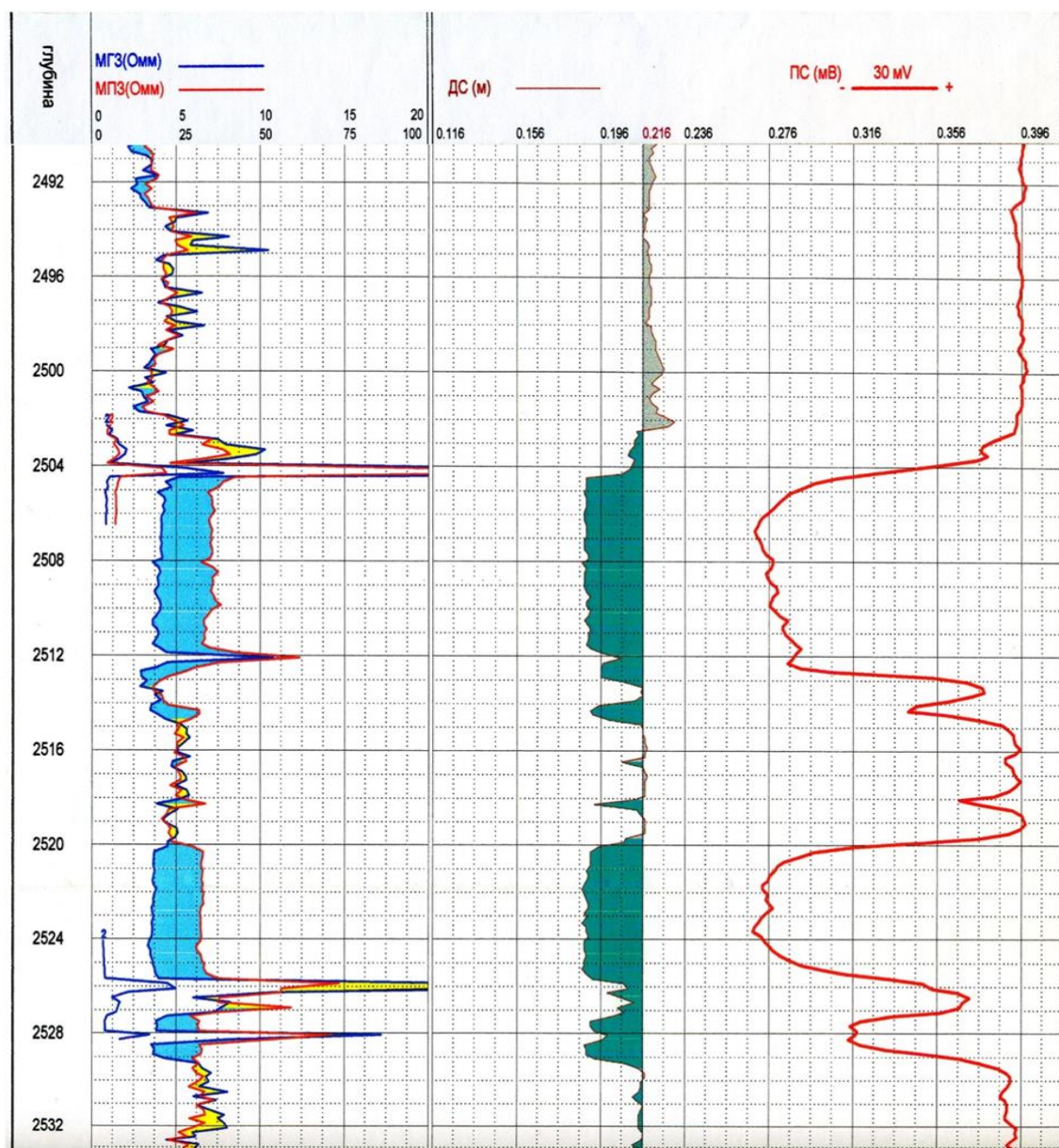


Рисунок 5 – Литологическое расчленение геологического разреза по данным кавернометрии

Диаметр скважины определяется номинальным диаметром долота, которым скважина бурилась. Изменение диаметра скважины в первую очередь зависит от литологии пород, вскрываемых скважиной. Отклонение фактического диаметра скважины от номинального происходит главным образом вследствие гидромониторного воздействия глинистого раствора на стенки скважины и фильтрации глинистого раствора в проницаемые пласты.

3. Аппаратура и материалы

Для закрепления теоретического материала в работе будут использоваться каротажные диаграммы или рисунки в ПЭВМ.

4. Указания по технике безопасности

1. Перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить:
 - отсутствие посторонних предметов на клавиатуре
 - нет ли влаги на клавиатуре
2. Включение ПЭВМ производится на мониторе, а затем на системном блоке.
3. ПЭВМ подключается в трехполюсную розетку электрической сети 220 В.
4. Рабочие места с ПЭВМ по отношению к световым проемам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, преимущественно слева.
5. Искусственное освещение в помещениях с ПЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения с использованием светильников местного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 – 500 лк.
6. При возгорании ПЭВМ и его периферийных устройств их надлежит немедленно отключить от розетки. Тушение ПЭВМ осуществляется только с помощью углекислого или порошкового огнетушителей.

5. Содержание отчета и его форма

Отчет должен включать в себя результаты изучения теории электрических методов ГИС.

Форма представления результатов работы:

1. Цель и теоретические основы методов контроля технического состояния скважины.

2. Краткое содержание теории методов контроля технического состояния открытого ствола скважины.

3. Решаемые геологические задачи.

4. Выводы, вытекающие из результатов работы.

6. Вопросы для защиты работы

1. Назначение инклинометра.

2. Назначение каверномера и профилемера.

3. Геологические причины искривления скважин.

4. Технологические причины искривления скважин.

5. Чувствительные элементы (датчики) инклинометра.

6. Литологическое расчленение геологического разреза кавернометрией.

Практическая работа № 7

Методы контроля технического состояния обсаженной скважины.

Определение удельного сопротивления жидкости, температуры и мест прихвата бурильных труб в скважине. Акустический цементомер.

Магнитоимпульсная дефектоскопия-толщинометрия

1. Цель и содержание

Целью работы является изучение методов контроля технического состояния обсаженной скважины.

Формируемые компетенции:

ПК-4 Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли.

2. Теоретическое обоснование

Удельное сопротивление жидкости, заполняющей ствол скважины, влияет на результаты электрического каротажа. При интерпретации данных электрического и радиоактивного каротажа, а также для сопоставления результатов измерений, выполненных в разное время, необходимо знать удельное сопротивление и минерализацию жидкости, заполняющей ствол скважины.

Удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости, находящейся в стволе скважины, измеряют скважинными резистивиметрами. Для оценки этого параметра на поверхности используют лабораторные резистивиметры. По своему устройству резистивиметр аналогичен установке электрического каротажа с малым размером зонда.

Скважинные резистивиметры самостоятельно или в комплексе с другими скважинными приборами применяются также при определении уровня жидкости в стволе скважины, мест поглощения и притока жидкости в

скважине, мест нарушения герметичности обсадных труб, раздела нефть - вода в стволе скважины и др. (рис. 1).

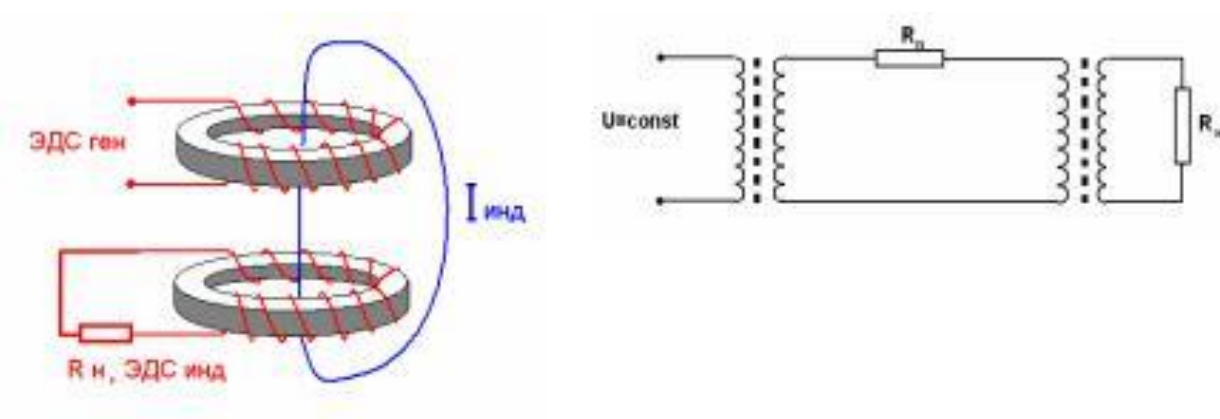


Рисунок 1 – Скважинный индукционный резистивиметр

Термокаротаж и другие температурные измерения. Под термином «термокаротаж» следует понимать решение ряда геологических и технических задач по результатам температурных исследований в скважинах. Температура в стволе скважины влияет на величину многих геофизических параметров. Например, с увеличением температуры повышается подвижность ионов и уменьшается удельное сопротивление промывочной жидкости, изменяется характер других физических процессов.

Термометрические измерения самостоятельно или в комплексе с другими методами широко используются для следующих определений:

- 1) температурного градиента;
- 2) температуры по стволу скважины;
- 3) интервалов поглощения промывочной жидкости;
- 4) зон разгазирования жидкости в стволе скважины;
- 5) интервалов нарушения герметичности обсадных труб;
- 6) контроля температуры схватывания цемента в затрубном пространстве;
- 7) профилей притока жидкости и газа в скважину;
- 8) интервалов нагрева или охлаждения в скважине;
- 9) контроля наличия затрубной циркуляции жидкости и др.

Температурные исследования скважин осуществляются с помощью специальных скважинных термометров (рис. 2). Схема скважинного термометра представляет собой мост, один или два плеча которого являются чувствительными элементами. В электронных термометрах роль чувствительного элемента играет генератор, изменяющий частоту генерируемых колебаний в зависимости от окружающей температуры.

Как правило, температурные измерения в отличие от других методов выполняются не в процессе подъема, а при спуске термометра в скважину. Перед измерением градиента температуры или температуры пласта скважина должна находиться в покое не менее 24 часов.

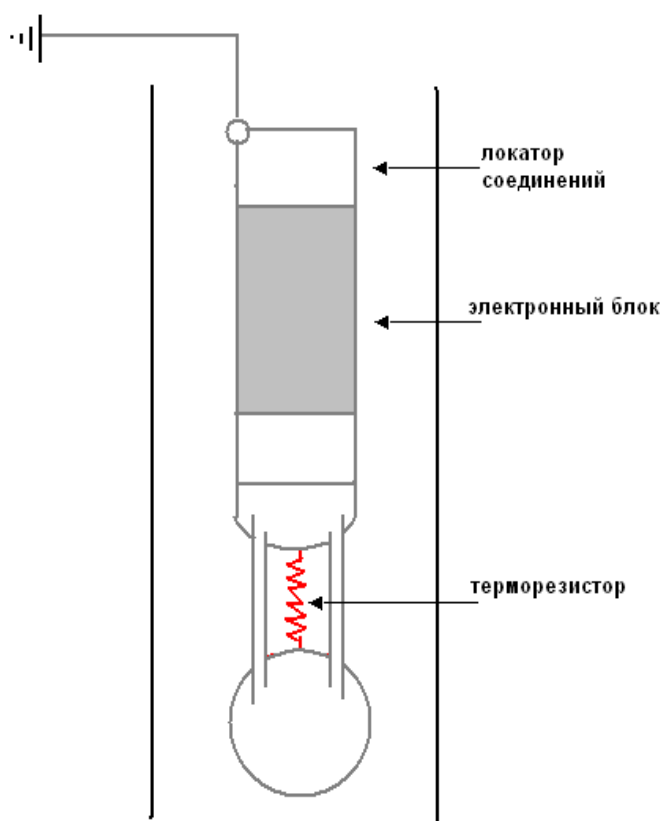


Рисунок 2 – Скважинный термометр

Тепловые свойства различных горных пород различны.

Основными тепловыми свойствами пород являются теплопроводность χ или удельное тепловое сопротивление породы $\varepsilon=1/\chi$, удельная теплоемкость c и коэффициент температуропроводности породы α .

Под теплопроводностью понимается свойство среды передавать кинетическую энергию ее молекул (передавать тепло).

Термические свойства горных пород характеризуются теплопроводностью или удельным тепловым сопротивлением, тепловой анизотропией, удельной теплоемкостью и температуропроводностью.

Температуропроводность – это комплексный параметр, характеризующий теплоинерционные свойства горных пород. Он выражает изменение температуры единицы объема среды за единицу времени.

Интенсивность нарастания температуры с глубиной характеризуется так называемым геотермическим градиентом Γ .

За величину геотермического градиента принимают изменения температуры земли в $^{\circ}\text{C}$ на 100 м глубины. Геотермический градиент рассчитывают по формуле:

$$\Gamma_{100} = 100 \frac{t_2 - t_1}{h_2 - h_1} [\times 100] \quad (1)$$

где t_1 и t_2 – температуры пород в $^{\circ}\text{C}$, замеренные на глубинах h_1 и h_2 .

Разность глубин, соответствующая увеличению температуры на 1 $^{\circ}\text{C}$, носит название геотермической ступени и обозначается через G :

$$G = \frac{h_2 - h_1}{t_2 - t_1}. \quad (2)$$

Известно, что газ при выделении из газоносного или нефтеносного пласта расширяется, что приводит к понижению температуры на контакте глинистого раствора и пласта. Это явление носит название эффект охлаждения.

Определение мест прихвата бурильных труб в скважине.

Для определения месторасположения муфтовых соединений используют простейший локатор муфт (рис. 3), который 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.

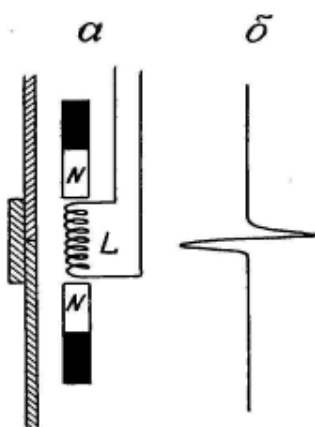


Рисунок 3 – Устройство простейшего локатора муфт (а)
и вид диаграммы локатора (б)

В процессе бурения скважины иногда наблюдаются прихваты бурового инструмента. Для принятия своевременных и эффективных мер по освобождению ствола скважины необходимо точно определить глубину, на которой произошел прихват. Аналогичная проблема возникает в ряде случаев с насосно-компрессорными трубами или обсадной колонной, например при ликвидации скважины, для обрыва и подъема на поверхность свободной части стальных труб.

Для определения места прихвата стальных труб в скважине применяют прихватоопределители. Во время определения места прихвата труб проводится серия повторных замеров по стволу скважины.

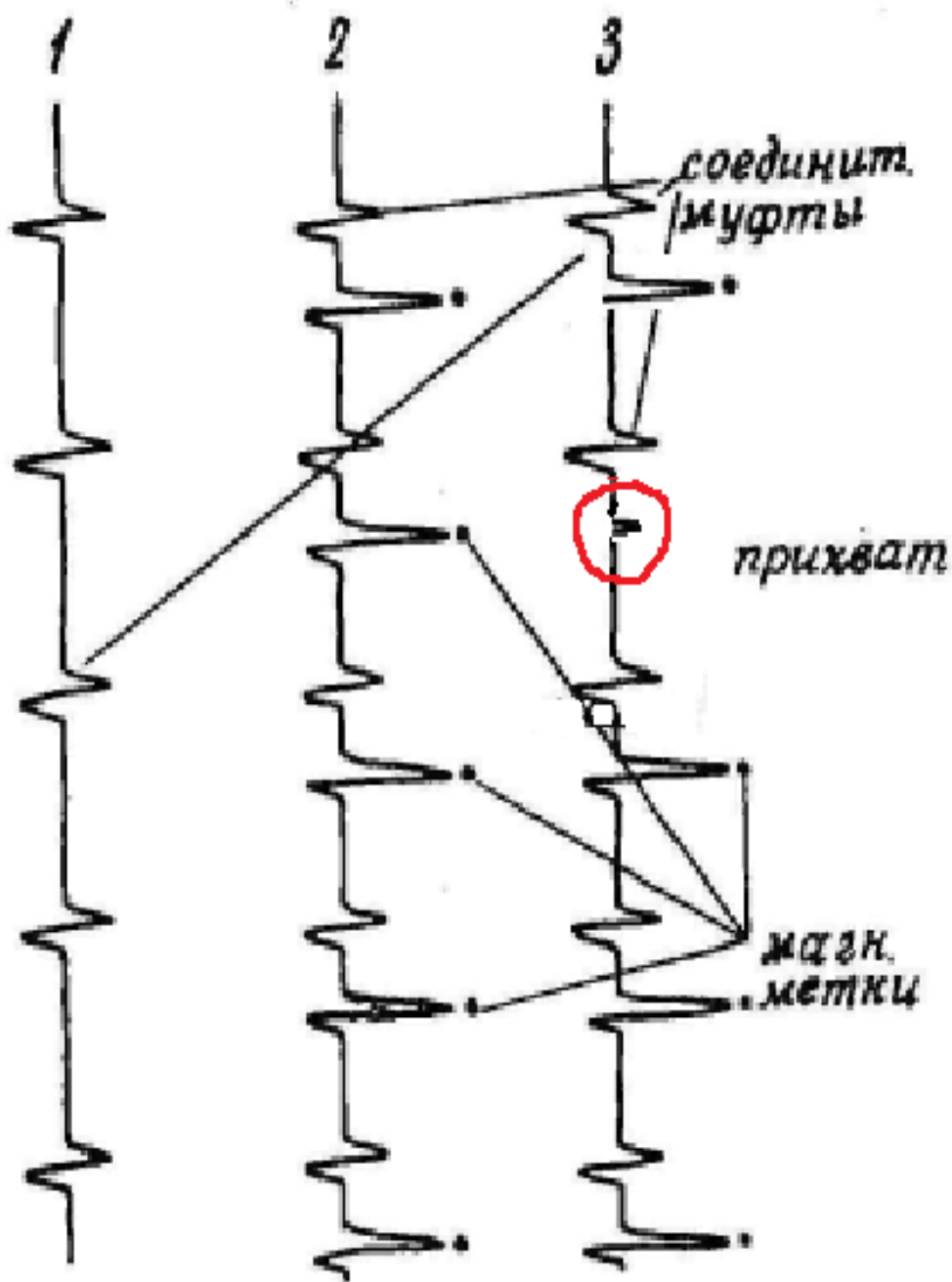
По контрольной диаграмме фиксируется положение муфтовых соединений и других магнитных аномалий. После этого на кривой выбирают наиболее «чистые», свободные от магнитных аномалий участки, и в предполагаемом интервале прихвата инструмента устанавливают магнитные метки. Для установки магнитных меток прибор останавливают на намеченных глубинах и через индуктивную катушку в течение 1 – 2 с пропускают постоянный ток, после чего производят второй замер прихватоопределителем.

На диаграмме в дополнение к предыдущим зафиксированным аномалиям отмечаются намагниченные участки труб (магнитные метки). Далее буровой инструмент (трубы) подвергают механической нагрузке (натяжению либо закручиванию в допустимых пределах). Очевидно, что эти нагрузки ниже прихваченного участка распространяться не будут. В процессе действия механической нагрузки на трубы установленные магнитные метки исчезают или уменьшаются. Последующие замеры по стволу скважины регистрируют изменившуюся картину. Ниже интервала прихвата инструмента кривые прихватоопределителя до и после механической нагрузки на стальные трубы (бурильные, обсадные, насосно-компрессорные) остаются идентичными, выше интервала прихвата - картина резко меняется.

Методика таких работ поясняется рисунок 4.

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 в месте прихвата, 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.



1 - первичная диаграмма; 2 - после постановки магнитных меток; 3 - после закручивания (или подачи нагрузки) колонны

Рисунок 4 – Определение местоположения прихвата обсадной колонны с помощью прихватоопределителя

Акустический цементомер.

После окончания бурения скважины в случае обнаружения продуктивных пластов промышленного значения ствол ее крепится колонной стальных труб. Кольцевое пространство между стенкой скважины и колонной заливают цементным раствором с целью изоляции водонефтегазоносных пластов за колонной. Контроль качества цементирования и распределения цемента за колонной осуществляется геофизическими методами.

Измерения акустическим цементомером. Наиболее важную информацию о наличии цементного камня в затрубном пространстве и сцеплении его с колонной обсадных труб можно получить, регистрируя по стволу скважины величину амплитуды колебаний продольной упругой волны. Если колонна обсадных труб жестко не связана с цементом (свободна), то упругие волны распространяются по ней со скоростью около 5200 м/с (преимущественное распространение волны по колонне), сохраняя максимальное значение амплитуды. В случае, когда между колонной и цементом имеется акустический контакт, упругие продольные колебания, распространяющиеся по колонне, возбуждают такие же колебания в цементе, в связи с чем большая часть их энергии рассеивается на пути от излучателя до приемника, который отметит значительное ослабление амплитуды колебаний продольных волн.

Амплитуда первого вступления продольных волн обычно намного меньше амплитуд последующих колебаний, поэтому в акустических цементомерах (АКЦ) наблюдается величина амплитуды волны по колонне A_k .

В аппаратуре АКЦ при базе 2,5 м сигнал амплитуды A_k автоматически начинает считываться примерно через 480 мкс после посылки импульса излучателем (рис. 5). Величина A_k регистрируется в условных единицах (милливольтах) в виде непрерывной кривой.

Сцепление цементного камня со стенкой скважины (горными породами) характеризуется временем пробега волн T_p по породе.

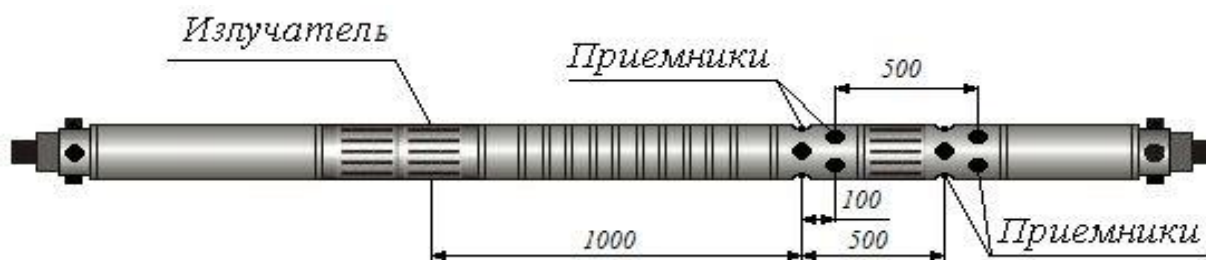
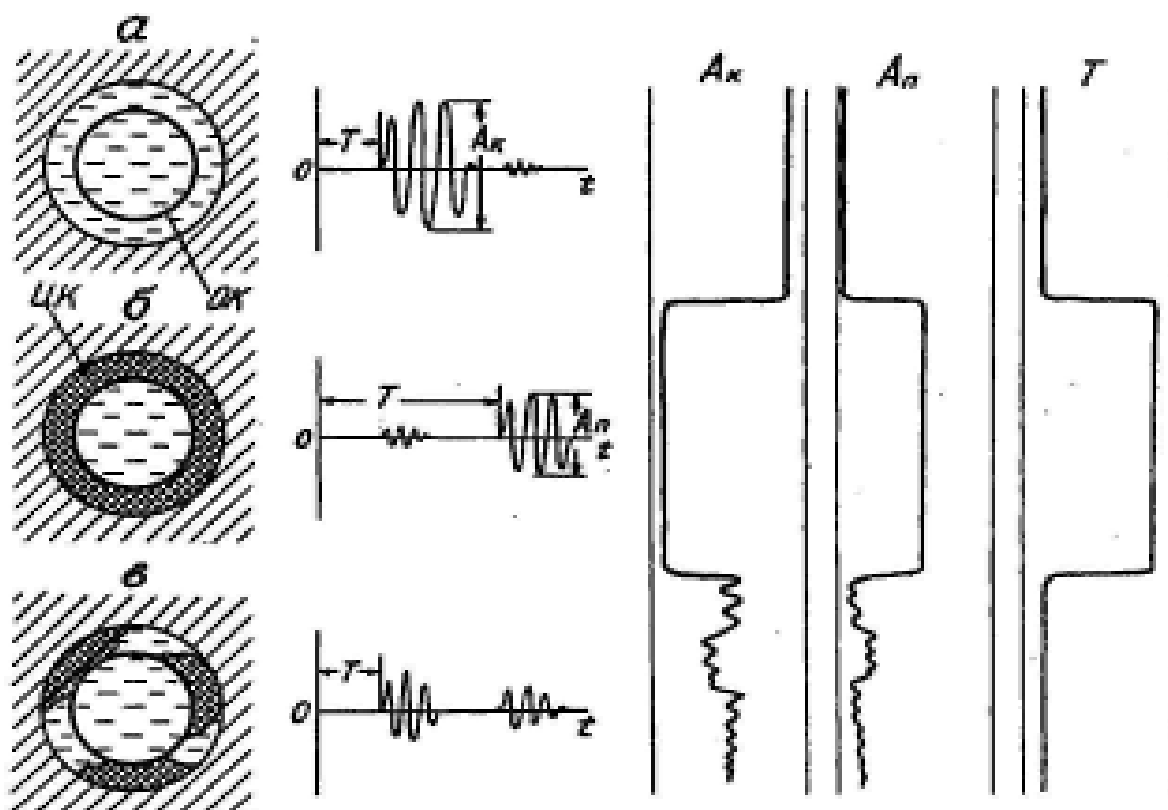


Рисунок 5 – Прибор АКЦ

Совместное рассмотрение кривых A_k и T_n позволяет определить высоту подъема цемента в затрубном пространстве, получить качественную оценку сцепления цемента с колонной обсадных труб и, в благоприятных случаях, сцепление цемента с горными породами. Для оценки качества цементирования используют фотографии волновой картины распространения упругих волн. Кривая, полученная цементомером АКЦ, показывает, что на участках, где отсутствует сцепление цемента с трубами или вообще *цемент отсутствует*, измеряемые значения A_k имеют максимальные значения, а интервалы с *хорошим сцеплением цемента с колонной характеризуются минимальными*, практически нулевыми показаниями (см. рис. 6).

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_n 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_n и T . В случае неполного заполнения ЗТП (в) первой приходит волна по колонне, T минимально, на кривых A_k и A_n – промежуточные показания (рис. 6).



- 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

Рисунок 6 – Оценки качества цементирования по данным АКЦ

Магнитоимпульсная дефектоскопия-толщинометрия (МИД-Газпром).

МИД предназначен для проведения контроля технического состояния стальных обсадных и насосно-компрессорных труб в нефтяных, газовых и других скважинах одноколонных и многоколонных конструкций (рис. 7).

- Магнитоимпульсная дефектоскопия-толщинометрия основана на изучении вихревого электромагнитного поля, возбуждаемого генераторной катушкой, которая помещена внутрь системы обсадных и насосно-компрессорных труб.
- Проведение магнитоимпульсной дефектоскопии - толщинометрии стальных труб в условиях одно- и двухколонных конструкций не требует специальных подготовительных мероприятий на скважине, в том числе демонтажа НКТ, что является экономически выгодным.

3. Аппаратура и материалы

Для закрепления теоретического материала в работе будут использоваться каротажные диаграммы или рисунки в ПЭВМ.

4. Указания по технике безопасности

1. Перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить:
 - отсутствие посторонних предметов на клавиатуре
 - нет ли влаги на клавиатуре
2. Включение ПЭВМ производится на мониторе, а затем на системном блоке.
3. ПЭВМ подключается в трехполюсную розетку электрической сети 220 В.
4. Рабочие места с ПЭВМ по отношению к световым проемам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, преимущественно слева.
5. Искусственное освещение в помещениях с ПЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения с использованием светильников местного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 – 500 лк.
6. При возгорании ПЭВМ и его периферийных устройств их надлежит немедленно отключить от розетки. Тушение ПЭВМ осуществляется только с помощью углекислого или порошкового огнетушителей.

5. Содержание отчета и его форма

Отчет должен включать в себя результаты изучения теории методов ГИС контроля технического состояния обсаженной скважины.

Форма представления результатов работы:

1. Цель и теоретические основы методов контроля технического состояния обсаженной скважины.
2. Краткое содержание теории методов.

3. Решаемые геологические задачи.
4. Выводы, вытекающие из результатов работы.

6. Вопросы для защиты работы

1. Метод определения удельного сопротивления жидкости в стволе скважины.
2. Назначение и принцип действия скважинного термометра.
3. Понятие геотермический градиент и геотермическая ступень.
4. Методика определения места прихвата обсадной колонны.
5. Акустический цементомер принцип действия прибора, эпюры кривых в интервалах различного качества цементного камня.
6. Назначение магнитоимпульсной дефектоскопии-толщинометрии.

Практическая работа № 8

Методы контроля за разработкой месторождений нефти и газа

1. Цель и содержание

Целью работы является изучение методов контроля за разработкой месторождений нефти и газа.

Формируемые компетенции:

ПК-4 Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли.

2. Теоретическое обоснование

В настоящее время для контроля за разработкой месторождений нефти и газа выполняются исследования в действующих эксплуатационных скважинах широко применяя оборудование для герметизации устья скважин. Раньше это оборудование использовали в основном для борьбы с выбросами жидкости и газа при проявлениях высоких давлений в скважине. Изменились требования к охране окружающей среды и недр земли, соответственно, ужесточились требования герметизации скважин, работающих под давлением.

Для герметизации устья скважины используют лубрикаторные установки через которые выполняются исследования в действующих нефтяных и газовых скважинах следующими методами:

- Механическая расходометрия;
- Термокондуктивная расходометрия;
- Индукционная резистивиметрия;
- Диэлькометрическая влагометрия;
- Барометрия;
- Термометрия;
- Гамма-гамма-плотнометрия;
- Акустическая шумометрия;
- Локация муфт.

1 Лубрикаторные установки.

Предназначены для герметизации устья скважин при проведении геофизических исследований и работ с использованием скважинных приборов, спускаемых на геофизическом кабеле или скребковой проволоке.

Основные преимущества изделия – возможность проведения геофизических исследований и работ в скважинах с избыточным давлением на устье в широком диапазоне устьевых давлений. В зависимости от конкретных условий эксплуатации лубрикаторные установки могут поставляться в модификациях на рабочее давление от 14 до 70 МПа как в обычном, так и коррозионностойком исполнении (в случае присутствия в скважинном флюиде сероводорода и углекислого газа) (рис. 1).



Рисунок 1 – Установка проволочной лубрикаторной установки на устье действующей скважины

Установки лубрикаторные кабельные предназначены для герметизации устья скважины при проведении с помощью бронированного геофизического кабеля геофизических исследований и прострелочно-взрывных работ в

действующих нефтяных, газовых, газоконденсатных и нагнетательных скважинах (рис. 2, 3).

Установки лубрикаторные кабельные изготавливаются как в обычном исполнении (с содержанием сероводорода и углекислого газа до 6 %), так и в коррозионностойком исполнении (с содержанием сероводорода и углекислого газа до 25 %).

Одним из основных элементов установки лубрикаторной является кабельный превентор (рис. 4), служащий для гермитизации устья скважины при аварийных ситуациях.

Установка лубрикаторная геофизическая кабельная состоит из двух основных компонентов оборудования:

- основное оборудование (основная комплектация), необходимое для безопасной работы установки;
- дополнительное оборудование (дополнительная комплектация), предназначенное для повышения удобства и безопасности работы с установкой, а также для выполнения некоторых специальных операций.

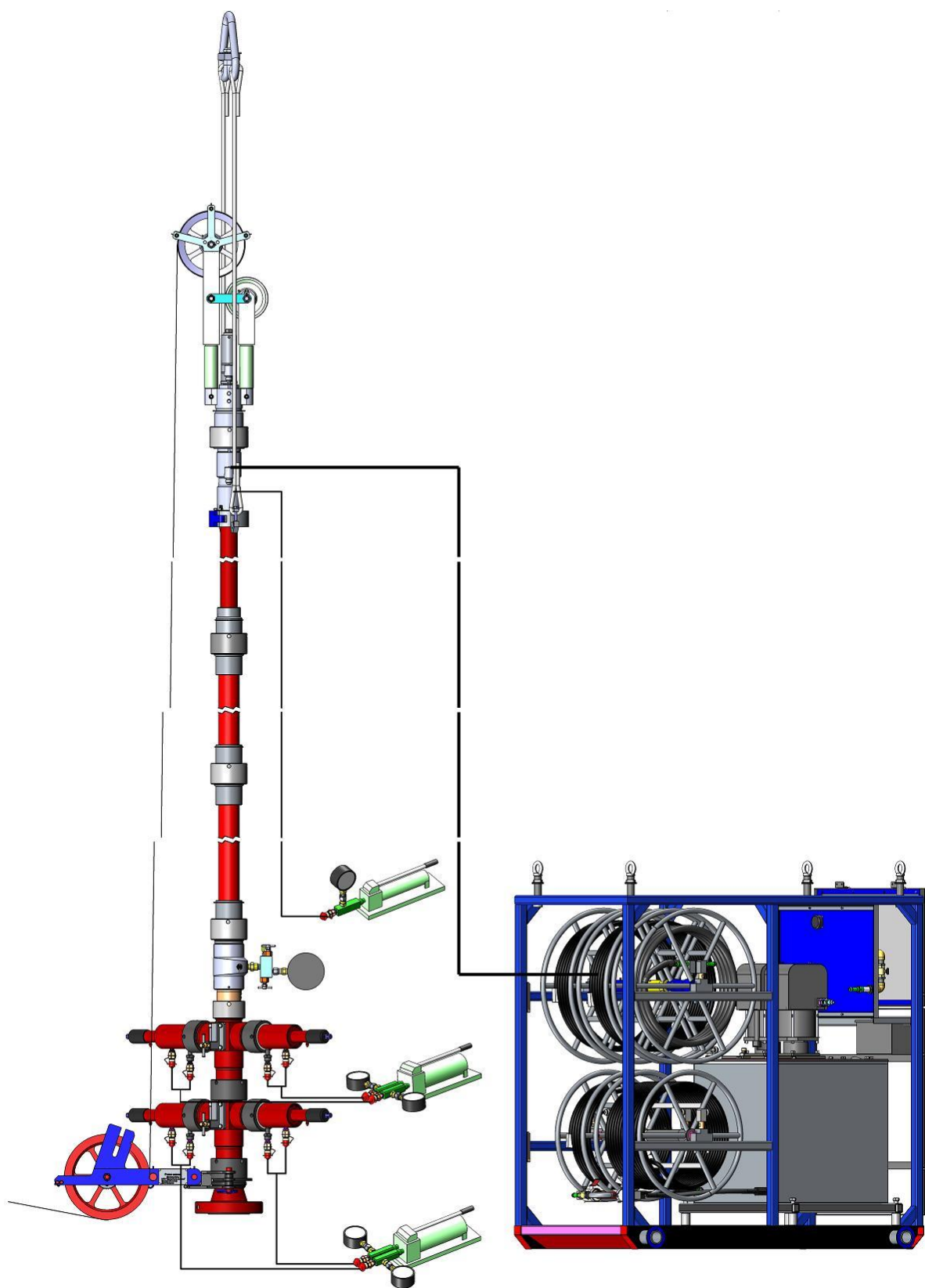
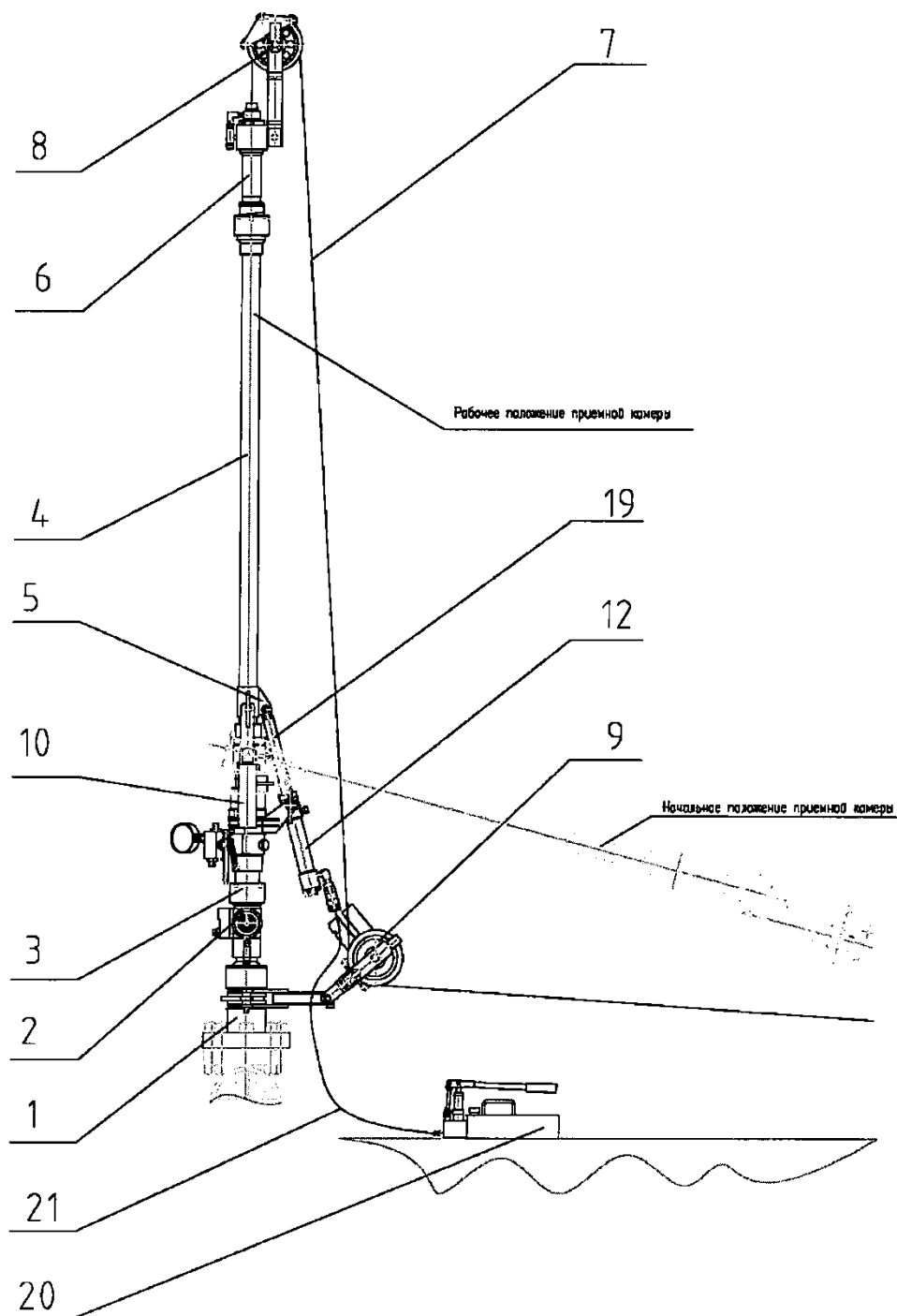


Рисунок 2 – Общий вид лубрикаторной установки



1- фланец фонтанной арматуры; 2 - кабельный превентор; 3 - накидная муфта; 4 - колонна труб; 5 - кронштейн для крепления оттяжного ролика; 6 - уплотнительная система для гермитизации кабеля; 7 - кабель; 8 - подвесной ролик; 9 - оттяжной ролик; 10 - нижнее крепление для оттяжного ролика и установки манометра; 12 удлинитель для крепления для оттяжного ролика; 20 - ручной насос для подачи масла в уплотнительную систему или в превентор; 21 шланг для подачи масла в систему

Рисунок 3 – Конструкция лубрикаторной установки

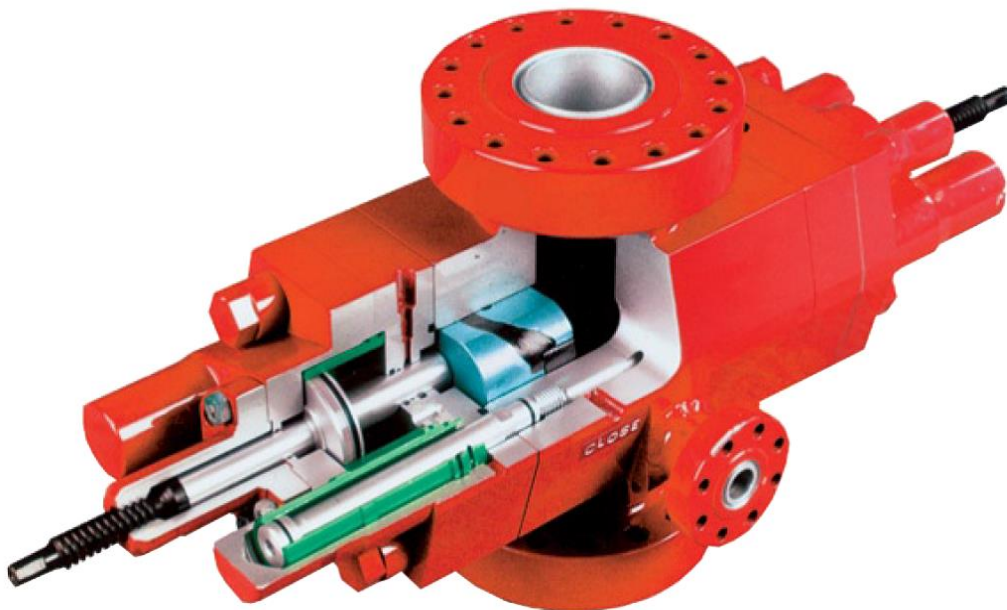


Рисунок 4 – Превентор

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 приёмистости в нагнетательных скважинах;
- оценки профилей притока и приёмистости в перфорированных интервалах;
- определения поинтервальных и суммарных дебитов;
- выявления внутриколонных перетоков после остановки скважины.

Выполняют в обсаженных перфорированных и неперфорированных скважинах.

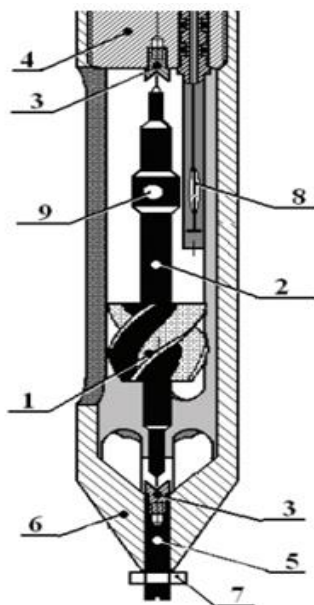
Ограничения заключаются в недостаточной чувствительности в области малых скоростей потока, зависимости пороговой чувствительности от условий проведения измерений, влиянии на результаты измерений механических примесей, снижении точности измерений при многофазном притоке и

многокомпонентном заполнении ствола, ограничений по проходимости прибора в скважине из-за наличия пакера или сужений.

Чувствительным элементом турбинных (механических) расходомеров является многолопастная турбинка или заторможенная турбинка на струне. Обороты вращения первой и угол поворота второй преобразуются в регистрируемые электрические сигналы. Конструкция турбинного расходомера приведена на рисунке 5.

Разновидности турбинных расходомеров приведены на рисунке 6.

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. Пример диаграмма механического расходомера в газоконденсатной скважине приводится на рисунке 7.



1- турбинка; 2 - ось; 3 - опора; 4 - блок датчиков; 5 - регулировочный винт; 6 - фонарь блока датчиков; 7 - стопорная гайка; 8 - геркон; 9 - магнит

Рисунок 5 – Конструкция турбинного расходомера

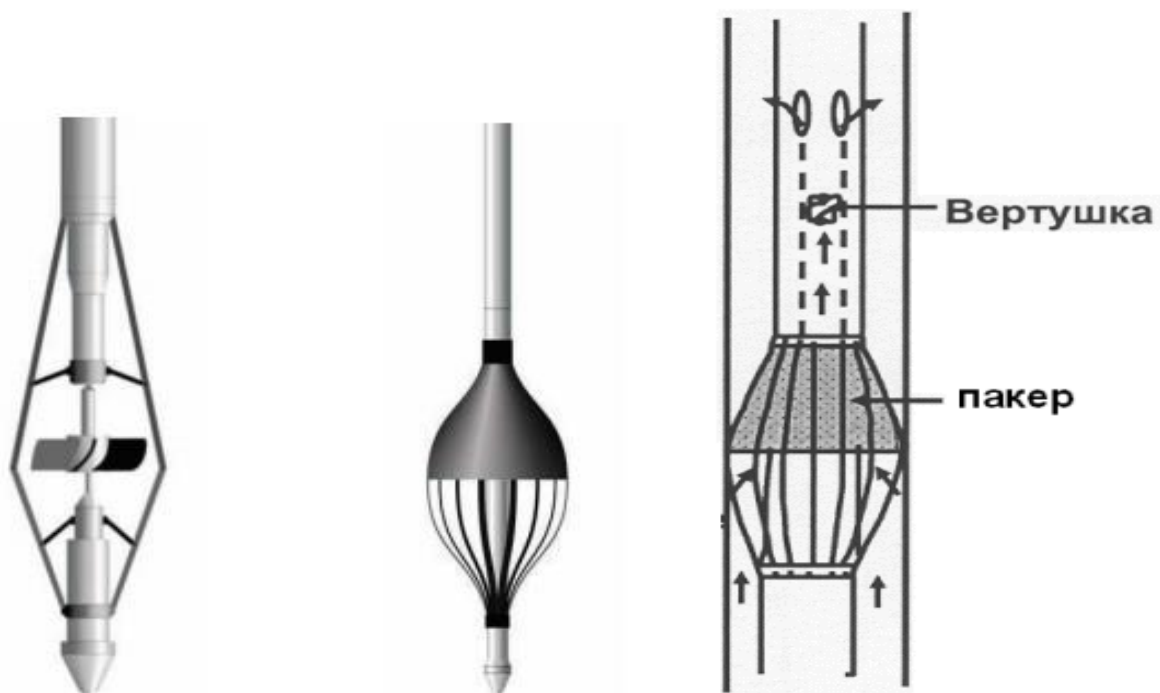


Рисунок 6 – Нефтяные турбинные расходомеры с пакером и без пакера

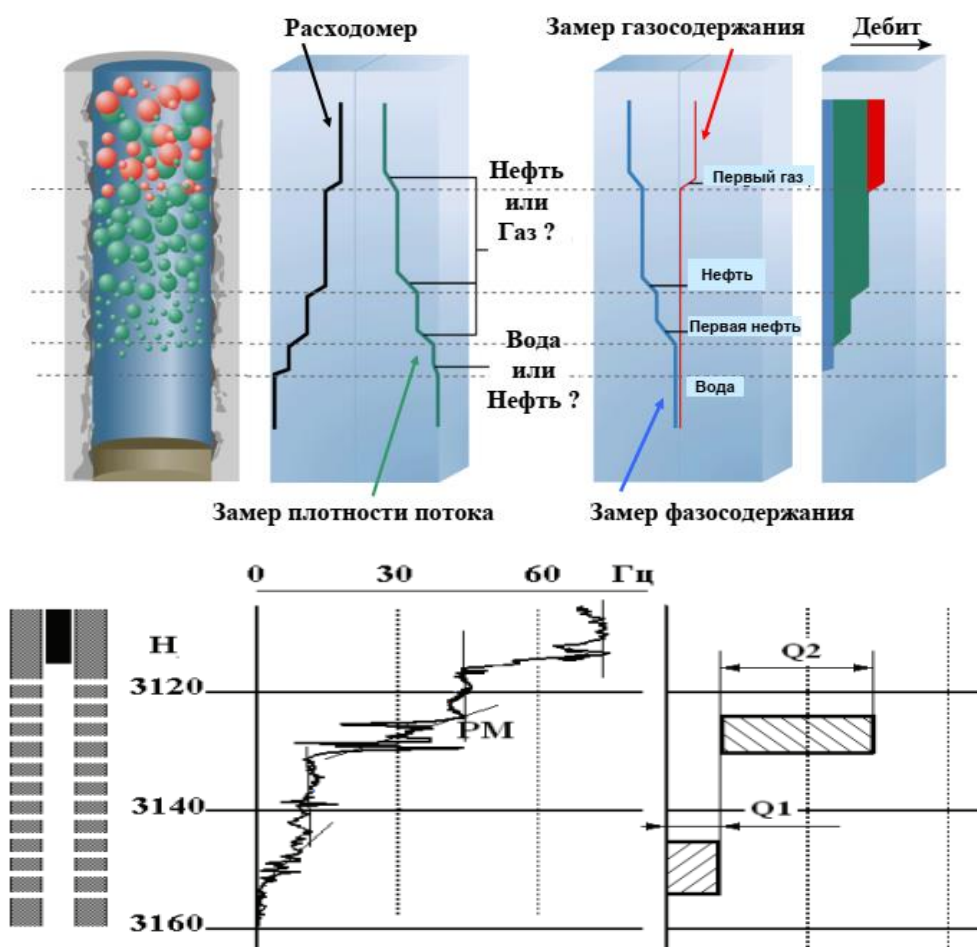


Рисунок 7 – Диаграмма механического расходомера в газоконденсатной скважине

Термокондуктивная расходомерия основана на применении в качестве индикатора движения и состава флюида термоанемометра с прямым или косвенным подогревом.

Применяют для выявления:

- интервалов притоков или приёмистости флюидов;
- установления негерметичности обсадных колонн в работающих скважинах и перетоков между перфорированными пластами в остановленных скважинах;
- для оценки разделов фаз в стволе скважины.

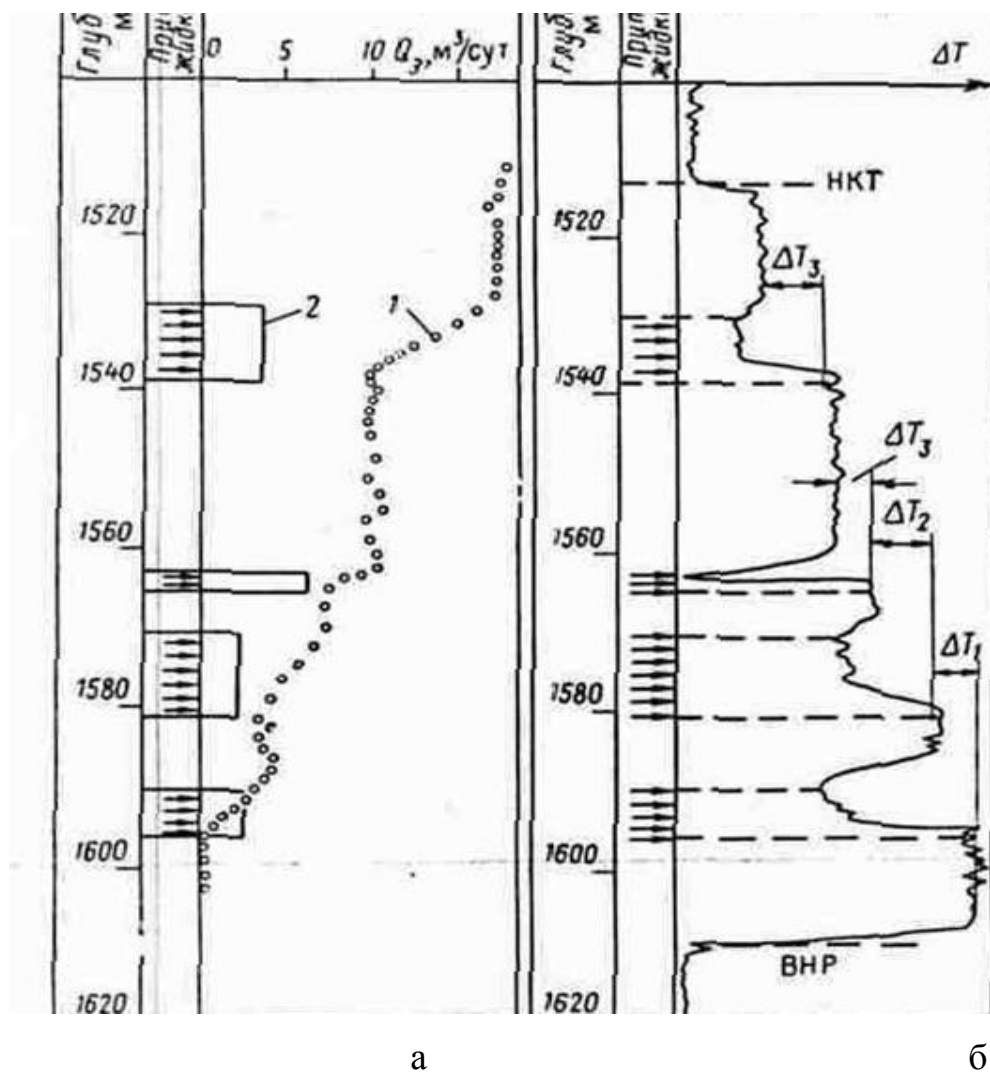
Недостатки метода связаны с ненадёжностью количественной оценки скорости потока флюида в скважине вследствие сильной зависимости показаний от состава флюидов, направления их движения (повышенная чувствительность к радиальной составляющей потока), температуры среды и мощности нагревателя, а также недостаточной чувствительности в области высоких скоростей потока.

Чувствительным элементом термокондуктивных расходомеров является датчик-резистор, нагреваемый электрическим током до температуры, превышающей температуру среды. Набегающий поток флюида охлаждает датчик, изменяя его активное сопротивление. Непрерывная кривая расходомерии представляет собой изменение этого сопротивления (рис. 8). Характеристика преобразования термоанемометра нелинейная и близка к экспоненциальной, поэтому его чувствительность падает с увеличением скорости потока. Измеряемая величина – электрическое сопротивление (температура, частота), единица измерения – Ом (°С, Гц).

Основное и контрольное измерения выполняют по всему исследуемому интервалу со скоростью не более 200 м/ч. При этом:

- для выделения интервалов притоков или приёмистости перфорированных пластов в исследуемый интервал включают эти и прилегающие пласты;

- негерметичность обсадной колонны устанавливают в неперфорированных интервалах ниже НКТ;
- для выявления перетоков по стволу скважины между перфорированными пластами измерения проводят в остановленной скважине в процессе и после восстановления давления.



Дебитограммы: 1-интегральная, 2-дифференциальная

Рисунок 8 – Примеры расходограмм, зарегистрированных механическим (а) и термокондуктивным (б) расходомерами

В точках измерения ведут в двух вариантах: на нескольких различных глубинах при стабильном режиме работы скважины или регистрируя на фиксированной глубине непрерывную кривую изменения показаний в процессе целенаправленного воздействия на скважину.

Измерения в точках начинают через 5 мин после включения тока питания датчика; количество и местоположение точек не регламентируется.

Основные положения контроля качества измерений:

- воспроизводимость основного и контрольного измерений в зоне отдающих интервалов должна сохраняться по конфигурации и абсолютным значениям приращений в начале и конце записи на одних и тех же глубинах;
- вне интервалов перфорации и при нестабильной работе скважины допускается превышение погрешностей до 2 раз;
- расходограммы могут не повторяться в нестабильно фонтанирующих или поглощающих скважинах, особенно в скважинах с глубинно-насосной эксплуатацией.

Индукционная резистивиметрия основана на измерении удельной электрической проводимости жидкостной смеси в стволе скважины методом вихревых токов.

Применяют для: определения состава флюидов в стволе скважины; выявления в гидрофильной среде интервалов притоков воды, включая притоки слабой интенсивности; оценки минерализации воды на забое; установления мест негерметичности колонны; разделения гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяных эмульсий; определения капельной и неточной структур течения для гидрофильной смеси.

Ограничения связаны с одновременным влиянием на показания индукционного резистивиметра водосодержания, минерализации воды, гидрофильного и гидрофобного типов водо-нефтяной смеси, температуры среды. Для гидрофобной смеси показания близки к нулевым значениям удельной электрической проводимости.

Скважинный индукционный резистивиметр представляет собой датчик проточно-погружного типа, состоящий из двух — возбуждающей и приёмной — тороидальных катушек (рис. 9). Объёмный виток индукционной связи образуется через жидкость, находящуюся вокруг датчика.

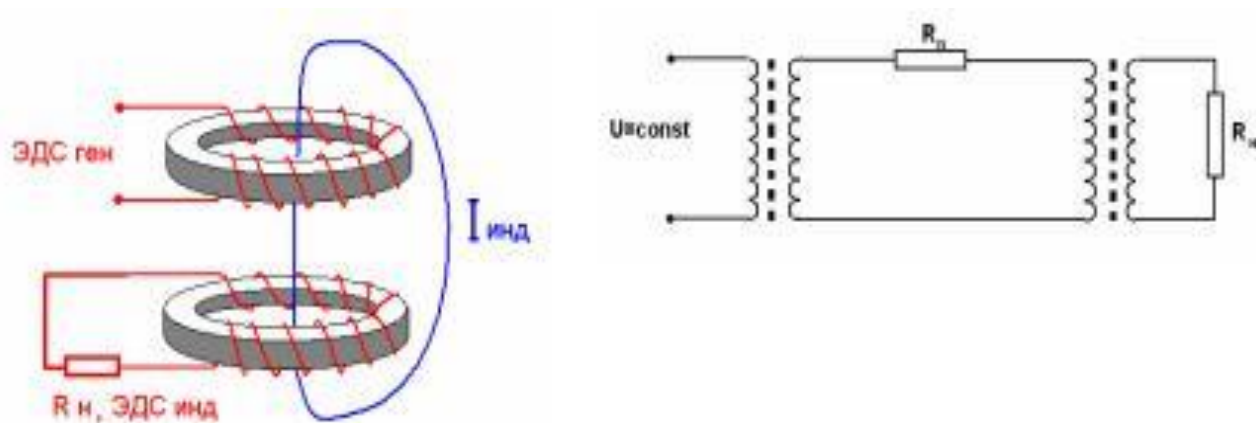
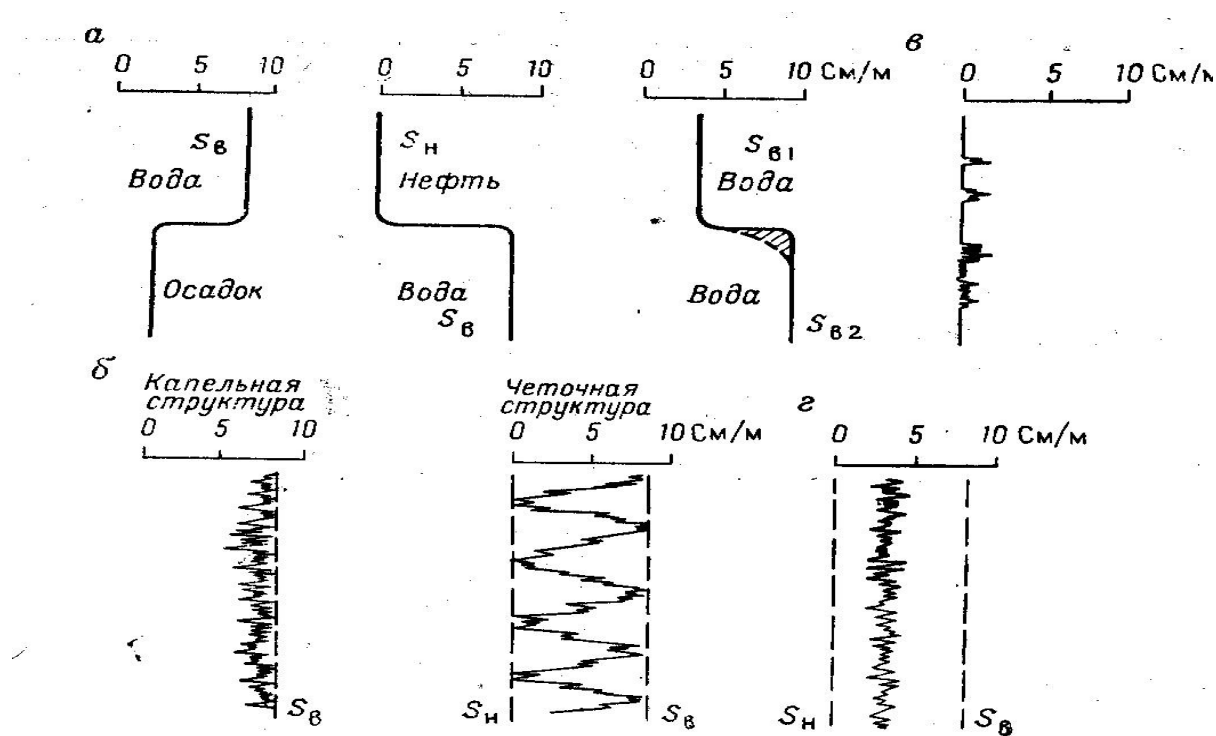


Рисунок 9 – Скважинный индукционный резистивиметр

Типовые формы диаграмм индукционного резистивиметра представлены на рисунке 10.



S_v , S_n – электропроводность воды и нефти

Рисунок 10 – Типовые формы диаграмм индукционного резистивиметра.

Различные смеси нефтяных эмульсий – гидрофобная и гидрофильная представлены на рисунке 11.

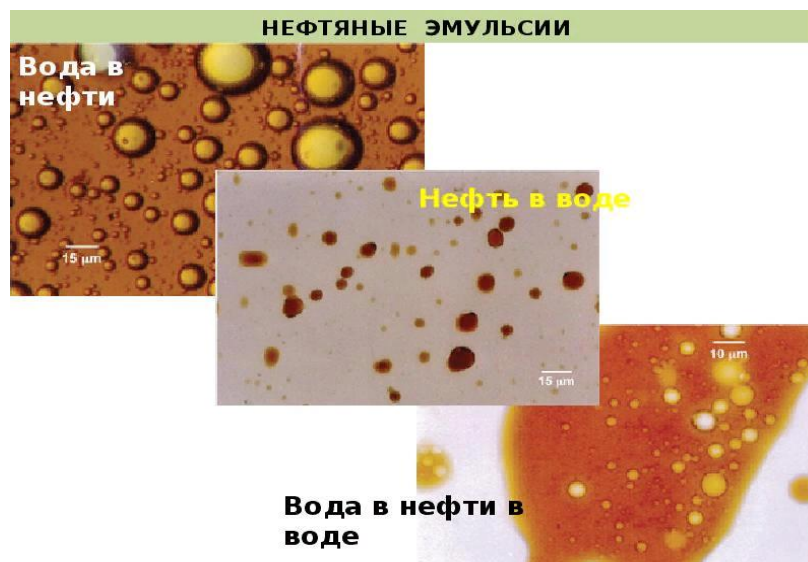
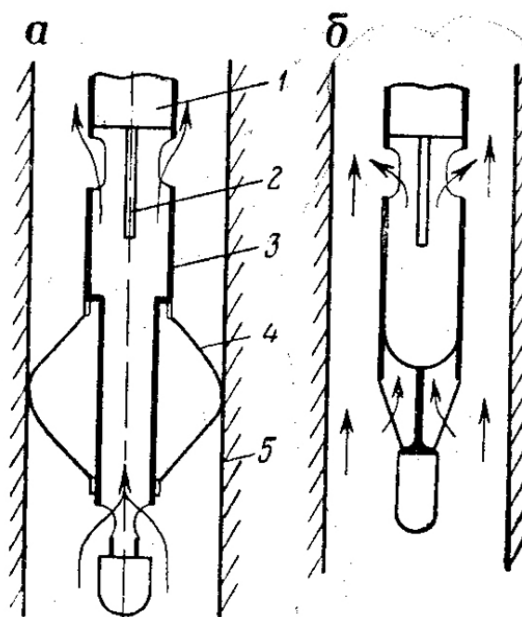


Рисунок 11 – Смеси нефтяных эмульсий

Диэлькометрическая влагометрия (влагометрия) основана на изучении относительной диэлектрической проницаемости флюидов в стволе скважины (рис. 12).



1-измерительный преобразователь; 2-центральная обкладка датчика; 3-труба измерительная – наружная обкладка; 4-пакер; 5-обсадная колонна. Стрелками показано направление движения смеси

Рисунок 12 – Схематические конструкции пакерных (а) и беспакерных (б) влагомеров

Применяют для: определения состава флюидов в стволе скважины; выявления интервалов притоков в скважину воды, нефти, газа и их смесей; установления мест негерметичности обсадной колонны; при благоприятных условиях — для определения обводнённости (объёмного содержания воды) продукции в нефтяной и газовой скважинах.

В нефтяных скважинах используют беспакерные приборы для качественной оценки состава флюида и пакерные — для количественных определений. В газовых и газоконденсатных скважинах все применяемые влагомеры — беспакерные (рис. 11).

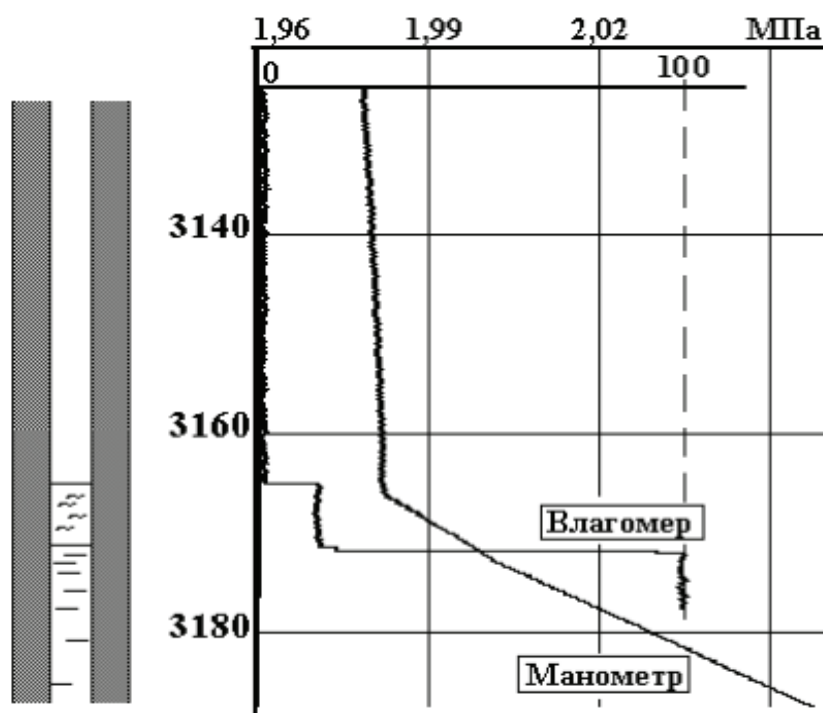


Рисунок 11 – Диаграммы манометра и влагомера в газоконденсатной скважине

Манометрия основана на изучении поведения давления или градиента давления по стволу скважины или во времени.

Применяют для определения абсолютных значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты, определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления,

оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси (совместно с другими методами «притока-состава»).

Ограничения применения обусловлены влиянием на показания манометров нестационарных процессов в скважине, температуры среды, структуры газожидкостного потока.

Измерения выполняют глубинными манометрами, которые подразделяют на измеряющие абсолютное давление и дифференциальные. Их подразделяют также на манометры с автономной регистрацией, которые опускают на скребковой проволоке, геофизическом кабеле (с последующим оставлением на якоре в заданном интервале) или в составе пластоиспытателей, и дистанционные, работающие на геофизическом кабеле.

Преобразователи давления могут быть: пьезокристаллические (кварцевые, сапфировые), струнные и мембранные.

Конструкция глубинных манометров должна обеспечивать измерение статической составляющей полного давления (за исключением интервалов интенсивного притока флюидов в ствол, где возможно влияние радиальных струй).

Приборы манометрии должны удовлетворять следующим требованиям:

- предельные значения диапазонов измерения – 10, 25, 40, 60 и 100 МПа;
- чувствительность преобразователей давления – 0,001-0,05 МПа;

Первичную и периодические калибровки выполняют на поверочной установке высокого давления, использующей аттестованные грузопоршневые манометры. Вследствие сильного влияния температуры на показания глубинных манометров калибровку выполняют не менее чем при трёх фиксированных температурах, термостатируя при этом преобразователь и сам прибор. Градуировочная зависимость имеет вид $p=f(F,T)$, где p, T – значения давления, МПа, и температуры, °С, F – показания прибора.

Полевую калибровку выполняют с помощью генератора стандарт-сигналов.

Измерения абсолютных давлений и их изменений проводят тремя способами, регистрируя: изменение давления в функции времени на фиксированных точках глубины; стационарное поле давления по стволу скважины как функцию глубины; нестационарное поле давления по стволу как функции глубины и времени;

- регистрацию изменения давления как функции времени проводят при флуктуационных (1) измерениях либо при гидродинамических исследованиях пластов (регистрация кривой притока, кривых изменения давления - КВД, КСД, КВУ). Для этого прибор устанавливают в кровле или несколько выше испытываемого объекта. Снятие отсчётов представляет собой регистрацию непрерывной кривой (для КВД период снятия отсчётов должен быть не менее 10 с в первые 5 мин замера и 30 с в последующем);

- при регистрации распределения давления как функции глубины основным информационным параметром является вертикальный градиент давления ($\Delta p / \Delta H \cos \Theta$), который определяют по наклону диаграммы с учётом угла наклона скважины (Θ);

- регистрацию давления по стволу скважины проводят при спуске или подъёме прибора со скоростью не более 1000 м/ч. Дискретность записи данных по глубине при непрерывных наблюдениях 0,2 м.

Дифференциальные манометры, измеряющие разность гидростатических давлений на базе порядка 1 м, применяют для количественных определений плотности флюида в стволе простаивающей скважины.

Поскольку измеряемая разность давлений пропорциональна средней плотности смеси флюидов в стволе скважины, то находимые значения плотности усреднены как по сечению потока, так и по интервалу замера. Аналогичная оценка плотности смеси допустима также при низких скоростях потока, когда влияние гидравлических потерь не существенно.

Первичная обработка заключается в расчётах давления в точках, кривых давления или градиента давления в стволе скважины с использованием градуировочной зависимости (с учётом температурной поправки).

Глубинные манометры предназначены для измерения и регистрации давления в стволе скважины на любой глубине (включая забой устье). Используя результаты измерения можно решать различные задачи, связанные с технологическими режимами разработки и эксплуатации нефтяных месторождений:

1. Определять зависимость дебита скважин от давления на забое.
2. Определять коэффициент продуктивности.
3. Оценивать количество функционирования и гидропроводности пласта.
4. Выявлять пластовое давление и динамику его изменения для прогнозирования изменения давления в различных точках пласта и выявления эффективности его поддержания.
5. Строить карты изобар

В основе всех гидродинамических методов исследований скважин с целью определения фильтрационных характеристик пластов лежат измерения давления в скважине.

Для измерения температуры в скважинах применяют максимальный глубинный самопишущий термометр и термометр сопротивления. Основным является термометр сопротивления, опускаемый в скважину на каротажном кабеле. Обычно такой термометр достаточно быстро воспринимает температуру окружающей среды, что позволяет выполнять измерения при непрерывном перемещении прибора по скважине. Чувствительным элементом такого термометра служит металлический или полупроводниковый резистор с большим температурным коэффициентом. Существует несколько типов термометров, которые различаются способом измерения сопротивления чувствительного элемента, изменяющегося под действием температуры окружающей среды.

В действующих скважинах термометром определяют интервалы притока и истока флюида из пласта в скважину, интервалы заколонных и внутриколонных перетоков. Положительная аномаль – переток жидкости калориметрический эффект. Отрицательная аномаль – переток (исток) газа эффект Джоуля Томсона, адиабатическое расширение.

Гамма-гамма-плотнометрия основана на измерении детектором потока «мягкого» гамма-излучения, распространяющегося через слой флюида от ампульного источника и связанного при неизменной базе измерения (расстояние между источником и детектором (1) гамма-излучения) с плотностью флюида.

Применяют для определения состава жидкости в стволе скважины; выявления интервалов и источников обводнения; выявления интервалов притоков в скважину нефти, газа и воды при оценке эксплуатационных характеристик пласта (в комплексе с методами расходомерии и термометрии) (рис. 12).

Чувствительным элементом скважинного прибора является сцинтилляционный или разрядный детектор гамма-излучения.

Скорость каротажа при общих исследованиях 400-600 м/ч, при детальнх-50-100 м/ч.

При первичной обработке привязку результатов измерений по глубине и учёт естественного гамма-излучения пород проводят по кривой ГК, которую регистрируют отдельным каналом плотномера или сборки, включающей плотномер.

В случае значительного искажения показаний радиогеохимическими аномалиями результаты измерений плотности используют для качественной интерпретации.

При неизвестной или непостоянной минерализации воды, поступающей из пласта, интерпретацию проводят на качественном уровне.

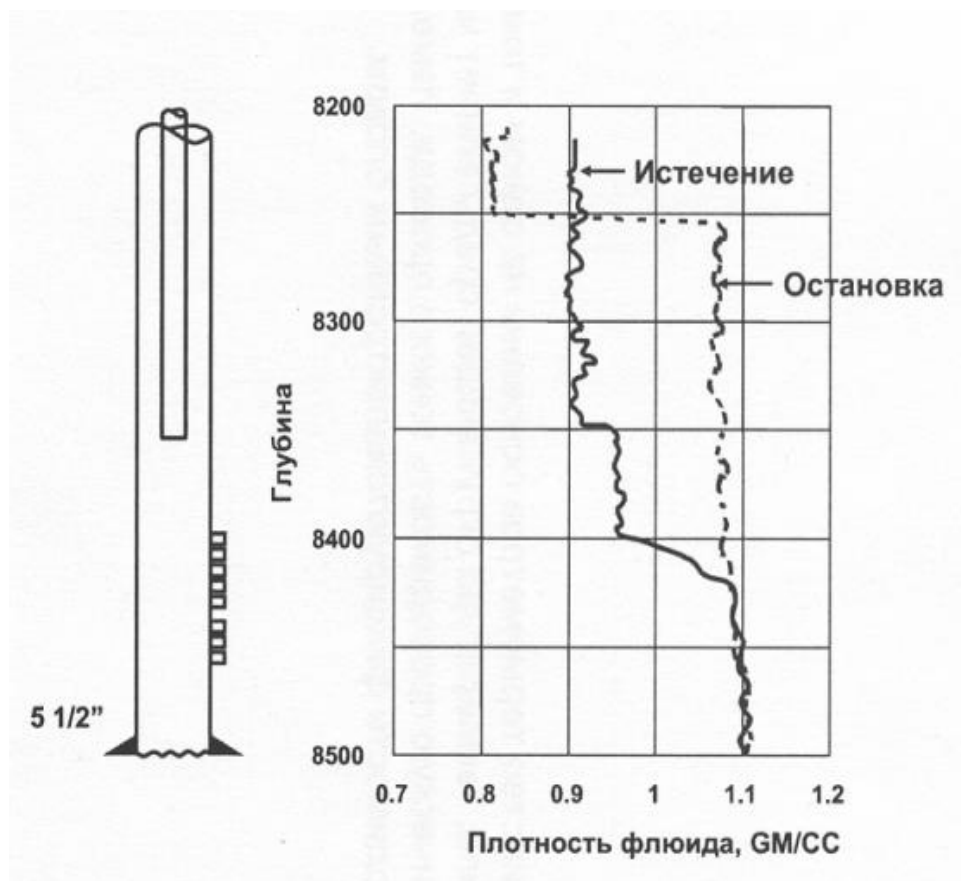


Рисунок 12 – Пример диаграммы ГГК-П в работающей скважине

Состав притекающей жидкости определяется по различию плотности:

у воды - **1000 - 1200** кг/м³;

у нефти - **700 - 900** кг/м³;

у газа - **1 – 1.2** кг/м³.

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.

Выделение и локализация интервалов движения жидкости:

- Заколонные перетоки в прискважинной зоне;
- Внутриколонные перетоки в интервалах перекрытых НКТ;
- Перетоки в зоне кондуктора и в многоколонных системах.

Выделение работающих интервалов и мест нарушения герметичности обсадных колонн:

- Притоки в условиях многофазной фильтрации;
- В интервалах перекрытых НКТ;

Нарушения герметичности пакера и башмака кондуктора.

Выделение работающих интервалов в скважине с газожидкостным потоком (рис. 13). Исследования проведены по точкам в фонтанной скважине. Время измерения на точке - не менее 3 мин. Флуктуации интенсивности АШ связаны с пульсирующим режимом работы скважины

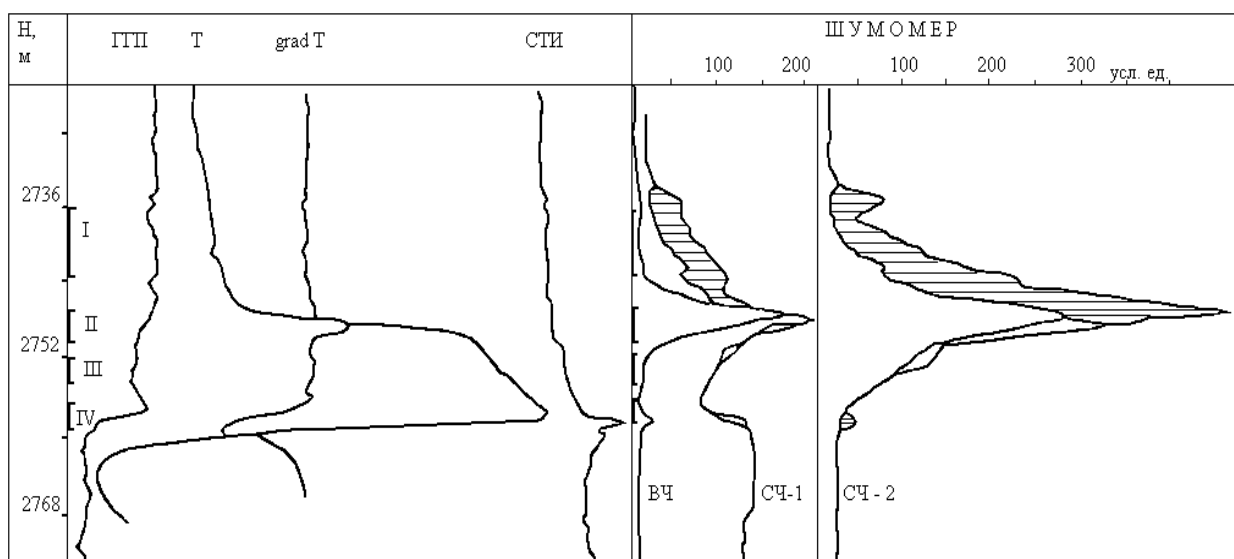


Рисунок 13 – Выделение работающих интервалов в скважине с газожидкостным потоком

Список литературы, рекомендуемый к использованию по данной теме

1. Лукьянов, Э. Е. Геолого-технологические исследования и геофизические исследования в процессе бурения / Э. Е. Лукьянов, – Новосибирск: Издательский дом «Историческое наследие Сибири», 2009. – 752 с.
2. Лукьянов, Э. Е. Информационно-измерительные системы геолого-технологических и геофизических исследований в процессе бурения / Э. Е. Лукьянов, – Новосибирск: Издательский дом «Историческое наследие Сибири», 2010. – 816 с.
3. Геофизические исследования скважин.- В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов, А. Н. Африкян - Под ред. В. М. Добрынина М.: «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И. М Губкина, 2004. Учебное пособие для ВУЗа – 400 с.
4. Стрельченко, В. В. Геофизические исследования скважин: учебник / В. В. Стрельченко. - М. : Недра, 2008. - 551 с. : ил. - (Приоритетные национальные проекты. Образование). - Библиогр.: с. 541. - Прил.: с. 542-548. - ISBN 978-5-8365-0314-7.
5. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов / А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий. – г. Ижевск: Научно-издательский центр «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 780 с.

Учебное издание

АБДУЛ-ГАПУР ГУСЕЙНОВИЧ КЕРИМОВ

ЕЛИЗАВЕТА ГАПУРОВНА КЕРИМОВА

Редактор

Подписано в печать

Формат 60x84 1/16.

Усл. п. л. —.

Уч.-изд. л. —.

Бумага газетная. Печать офсетная. Заказ Тираж 50 экз.

ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский Федеральный Университет»

355029, г. Ставрополь, ул. Пушкина 1

Издательство Северо-Кавказского Федерального Университета

Отпечатано в типографии СКФУ

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования**

«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по организации и проведению

самостоятельной работы

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

для студентов направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело направленность
(профиль) «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Ставрополь 2026

Методические рекомендации предназначены для студентов вуза «Северо-Кавказский федеральный университет»

Цели методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин и профессиональных модулей образовательной программы (далее ОП).
2. Создание в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, её назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

- 1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО.**
- 2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.**
- 3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.**

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. ФГОС раздел: «Требования к условиям реализации ОП»:

– Требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки специалиста, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим федеральным государственным образовательным стандартом;

– основная образовательная программа подготовки специалиста состоит из дисциплин общенаучного и профессионального циклов, состоящих из базовой и вариативной частей и дисциплин по выбору;

– максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Во время самостоятельной подготовки обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет. Реализация образовательной программы подготовки специалиста должна обеспечиваться доступом каждого студента к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин образовательной программы из расчета обеспеченности учебниками и учебными пособиями не менее 0,5 экземпляра на одного студента. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля

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

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

2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.

Самостоятельная работа проводится с целью:

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

В учебном процессе ОУ выделяются два вида самостоятельной работы:



Внеаудиторная самостоятельная работа - планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

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

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет - конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- формирование набора из общекультурных и профессиональных компетенций будущего специалиста;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной

деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям
2. Подготовка к практическим занятиям