

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Индустриальный институт
Направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

КУРС ЛЕКЦИЙ

по дисциплине: «Геофизические методы исследований при бурении»
для слушателей программы переподготовки «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Сургут, 2016

Лекционный курс по дисциплине «Геофизические методы исследований при бурении» для слушателей программы переподготовки «Бурение нефтяных и газовых скважин»/сост. Янукян А.П.; Югорский государственный университет филиал ЮГУ в г. Нефтеюганске. – 76С.

Составитель: Янукян А.П., к.э.н.

СОДЕРЖАНИЕ

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | Виды каротажей и методика их проведения | |
| 1.1 | Электрическое поле и установка для измерения удельных сопротивлений г/п..... | 5 |
| 1.2 | Теоретические основы каротажа самопроизвольной поляризации (ПС)..... | 9 |
| 1.3 | Электрический каротаж обычными зондами..... | 11 |
| 1.4 | Боковое каротажное зондирование..... | 13 |
| 1.5 | Микрокаротаж..... | 14 |
| 1.6 | Электрический каротаж установками с фокусировкой поля..... | 16 |
| 1.7 | Индукционный каротаж..... | 18 |
| 1.8 | Диэлектрический каротаж..... | 20 |
| 1.9 | Ядерно-магнитный каротаж..... | 21 |
| 1.2 | РАДИОАКТИВНЫЕ КАРОТАЖИ..... | 23 |
| 1.2.1 | Элементы естественного и искусственного полей радиоактивности в горных породах..... | 23 |
| 1.2.2 | Взаимодействие гамма излучения с веществом..... | 25 |
| 1.2.3 | Взаимодействие нейтронов с веществом..... | 27 |
| 1.2.4 | Источники ионизирующего излучения..... | 30 |
| 1.2.5 | Физические основы методов радиоактивного каротажа..... | 32 |
| 1.3. | АКУСТИЧЕСКИЕ КАРОТАЖИ..... | 40 |
| 3.1 | Физические основы методов акустического каротажа..... | 40 |
| 3.2 | Акустические волны..... | 42 |
| 4. | МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН..... | 47 |
| 4.1 | Определение искривления ствола скважины | 47 |
| 4.2 | Измерение диаметра и профиля сечения ствола скважины..... | 47 |
| 4.3 | Определение удельного сопротивления жидкости, температуры и мест прихвата буровых труб в скважине..... | 48 |
| 2. | ВЫДЕЛЕНИЕ В РАЗРЕЗЕ КОЛЛЕКТОРОВ..... | 57 |
| 2.1 | Метод временных замеров кажущихся сопротивлений и метод двух растворов..... | 57 |
| 2.2 | Метод «каротаж – воздействие – каротаж»..... | 57 |
| 6. | ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ СО СПУЩЕННОЙ ОБСАДНОЙ КОЛОННОЙ..... | 60 |
| 6.1 | Изучение технического состояния скважин обсаженных колоннами..... | 60 |
| 7. | Подбор..... | 63 |
| 7.1 | Механическая расходометрия..... | 63 |

| | |
|---|-----------------|
| 7.2 Термокондуктивная расходомерия..... | 64 |
| 7.3 Индукционная резистивиметрия..... | 65 |
| 7.4 Диэлькометрическая влагомерия..... | 68 |
| 7.5 Баромерия..... | 69 |
| 7.6 Сквжинные термометры..... | 70 |
| 7.7 Гамма-гамма-плотнометрия..... | 72 |
| 7.8 | Акустическая 73 |
| шумомерия..... | |
| 7.9 Магнитные локаторы муфт прихватопределитель | 73 |

ЛЕКЦИЯ №1 – ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ КАРОТАЖИ

1.1 Электрическое поле и установка для измерения удельных сопротивлений горных пород

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.

Рассмотрим электрическое поле для точечного заряда в однородной среде. Из электростатики известно, что два точечных электрических заряда q_1 и q_2 будут взаимодействовать по прямой линии с **силой F** , прямо пропорциональной величине этих зарядов и обратно пропорциональной квадрату расстояния между ними r . Эта зависимость носит название **закона Кулона** и имеет вид:

$$F = q_1 q_2 / r^2, \quad (1)$$

где q_1 – первый точечный заряд;

q_2 – второй точечный заряд;

r – расстояние, между точечными зарядами.

Электрическое поле характеризуется напряженностью, имеющей в каждой его точке различные значения. Напряженность поля является величиной векторной (рис. 1).

По закону Кулона **напряженность** электрического поля в точке, находящейся на расстоянии r от заряда q :

$$E = q/r^2 \quad (2)$$

Если электрическое поле образовано несколькими зарядами, то общая напряженность поля равна геометрической сумме напряженностей полей всех зарядов. Линии, указывающие направление напряженности поля, называются силовыми линиями. Элементарный положительный заряд в электрическом поле движется вдоль силовых линий.

Для перемещения электрического заряда из одной точки поля в другую с разными значениями напряженности надо выполнить определенную работу, затрачивая энергию для преодоления силы взаимодействия этих зарядов. Работа, которую необходимо совершать для перемещения единичного положительного заряда из бесконечности в данную точку электрического поля, носит название **потенциала (1) этой точки**. Потенциал U каждой точки электрического поля имеет вполне определенное значение. Потенциал некоторой точки A электрического поля прямо пропорционален величине заряда и обратно пропорционален расстоянию до заряда:

$$U_A = q/r, \quad (3)$$

или, используя (2), $U_A = Er$.

Геометрическое место точек с одинаковыми потенциалами электрического одиночного заряда образует эквипотенциальную поверхность (2), которая в однородной среде имеет форму шара, если поле вызвано несколькими зарядами, то потенциал точки равен алгебраической сумме потенциалов полей, образованных отдельными зарядами. Как видно из формулы 3, потенциал и напряженность электрического поля взаимозависимы. В очень малом интервале напряженность, взятая с противоположным знаком, характеризует изменение потенциала и носит название градиента потенциала ΔU .

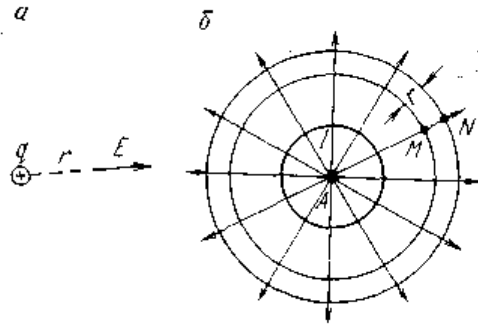


Рисунок 1 – Электрическое поле одиночного заряда (а) и точечного источника тока в проводящей однородной среде (б)

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 А (точка В удалена в бесконечность), находится в условиях однородной проводящей среды (рис. 1), то токовые линии будут иметь вид силовых линий. Точки М и N (называемые измерительными электродами), находящиеся на разных расстояниях от точки А, будут лежать на различных эквипотенциальных поверхностях электрического поля. Таким образом, проходя через шаровые эквипотенциальные поверхности точек М и N, ток I создает между ними разность потенциалов ΔU :

$$\Delta U = U_M - U_N, \quad (4)$$

где U_M – потенциал измерительного электрода М;

U_N – потенциал измерительного электрода N.

но

$$\Delta U = IR, \text{ а } R = \rho_n \frac{l}{S} \quad (5)$$

тогда

$$\Delta U = I \rho_n \frac{l}{S} \quad (6)$$

где I – сила тока, вытекающего из точки А;

R – электрическое сопротивление между шаровыми поверхностями точек М и N;

$l = r$ – расстояние между поверхностями точек М и N ($l = AN - AM$);

ρ_n – удельное электрическое сопротивление среды;

S – сечение проводника, площадь эквипотенциальной поверхности .

Учитывая, что рассматриваемые эквипотенциальные поверхности точек М и N расположены **близко** друг к другу и расстояние MN значительно меньше AM или AN, для упрощения можно считать:

$$S = 4\pi AM \cdot AN, \quad (S = 4\pi r^2), \quad (7)$$

Подставив это уравнение в (6), получим:

$$\Delta U = I \frac{\rho_n (AN - AM)}{4\pi AM \cdot AN} = I \frac{\rho_n}{4\pi} \left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} \right) \quad (8)$$

В случае удаления точки N в бесконечность, пренебрегая значением $1/AN$, получим выражение, определяющее **потенциал точки М**:

$$U_M = \frac{I\rho_n}{4n} \frac{1}{AM} \quad (9)$$

Подставив выражение (9) в (3), получим величину заряда в точке М:

$$q = I\rho_n/4\pi \quad (10)$$

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

$$\frac{1}{K} = \frac{1}{4n} \left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} \right) \quad (11)$$

или

$$\frac{1}{K} = \frac{1}{4n} \left(\frac{MN}{AN \cdot AM} \right), \quad (12)$$

$$K = \frac{4nAN \cdot AM}{MN}$$

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

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

$$\rho_n = K \frac{\Delta U}{I}, \quad (13)$$

где, K – коэффициент зонда;

I – ток протекающий в цепи токовых электродов АВ;

ΔU – разность потенциалов между измерительными электродами М и N.

В действительности при каротаже методом сопротивлений встречаются с неоднородной по удельному сопротивлению средой. В результате искажающего влияния таких факторов, как промысловая жидкость, зона проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт, незатронутая проникновением часть пласта, переслаивание пластов с различными электрическими характеристиками и другие, определяется не истинное удельное сопротивление, а приближенное, которое носит название кажущегося удельного сопротивления ρ_k .

Для измерения ρ_k пользуются формулой (13), справедливой для однородной среды. Результаты измерений кажущегося удельного сопротивления представляют в виде кривой изменения ρ_k по стволу скважины с глубиной – кривая кажущегося сопротивления (КС).

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 (3)**. Содержание воды в породе в общем случае зависит от значения коэффициента пористости горной породы (K_n), который выражается в %, т.е. показывает объем пустот в породе. Нефть и газ, которыми могут быть насыщены пласты коллектора, также имеют очень высокое электрическое сопротивление, но при регистрации электрокаротажа 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.

Основными факторами, определяющими УЭС водных растворов – концентрация солей в растворе, химический состав и температура.

В пластовых водах нефтяных и газовых месторождений 70 – 95 % NaCl. Температура понижает сопротивление растворов т. к. увеличивается подвижность ионов и уменьшается вязкость.

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 рис. 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.

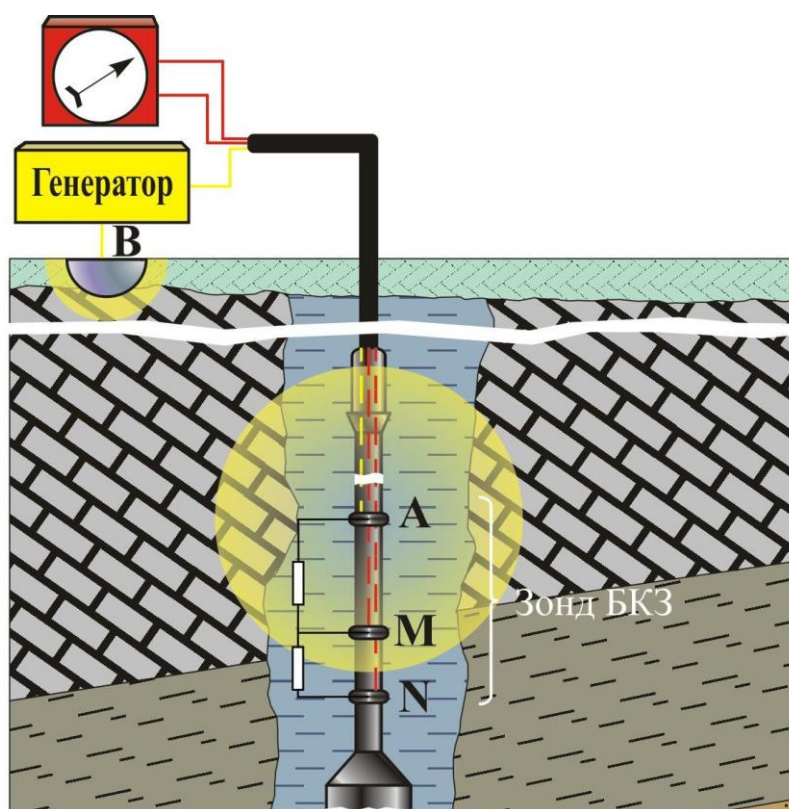


Рисунок 2 – Зондовое устройство для измерения удельного сопротивления горных пород в скважине

С повышением температуры удельное сопротивление растворов и горных пород понижается. 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, насыщенный минерализованной водой | 0,5 – 5 |
| Известняк | 40 – 100 000 | Песок, 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.

1.2 Теоретические основы каротажа самопроизвольной 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. 3):

1. Диффузионно-адсорбционные потенциалы – возникающие при пересечении скважиной песчаных пластов коллекторов. В естественных условиях **минерализация пластовых вод выше**, чем минерализация промывочной жидкости. В буровом растворе молекулы NaCl диссоциируют (1) 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.

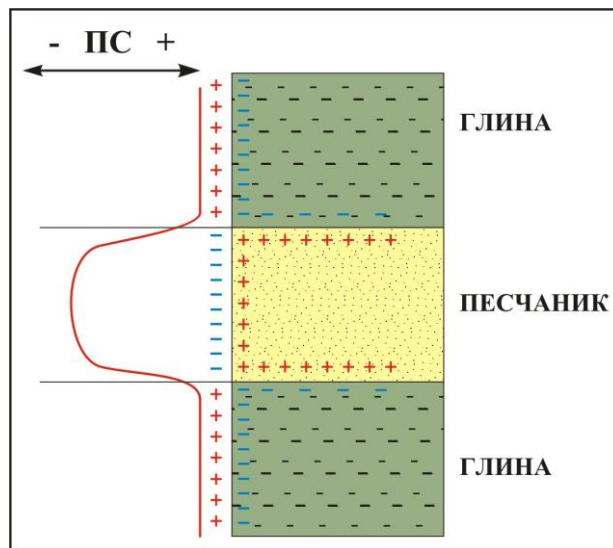


Рисунок 4 – Природа образования аномалии ПС

2. Потенциалы фильтрации возникают при движении флюида в порах горной породы, при этом происходит **адсорбция** (2) 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.

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. Изменение разности потенциалов в цепи во время перемещения электрода (М) измерительной установки вдоль ствола скважины указывает на наличие поля ПС.

В пластовых водах и буровом растворе преобладает соль NaCl, средние значения подвижностей катиона u_{Na^+} в 1,5 раза меньше чем аниона u_{Cl^-} , и составляют соответственно 40 и 60. Поэтому для скважины при $T = 18\text{ }^{\circ}\text{C}$, $k_D = -11,61\text{ мВ}$.

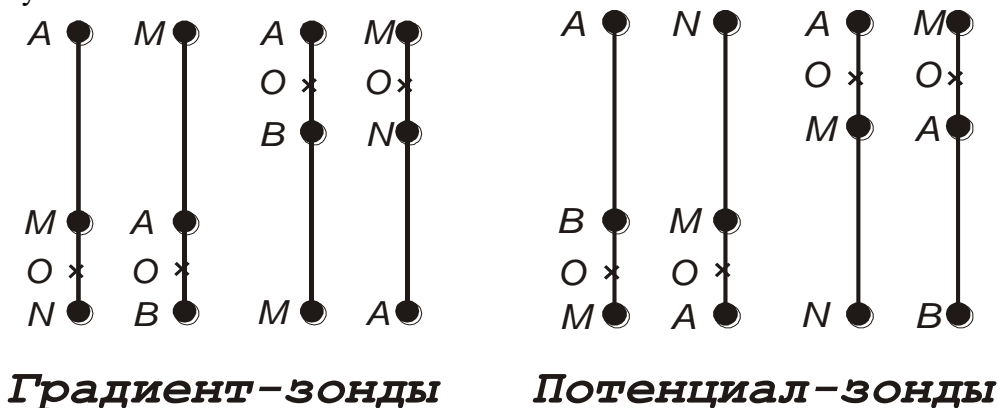
Границы пластов по диаграммам СП определяют на уровне точек кривой, соответствующих половине аномалии $\Delta U_{сп}$. Толщина пласта h равна обычно ширине аномалии на уровне половины ее максимального значения. Для пластов малой толщины и, особенно, при высоком их сопротивлении определяемая таким способом толщина $h_{фик}$, является фиктивной, причем $h_{фик} > h$. Чтобы избежать завышения мощности таких пластов, вначале определяют величину $h_{фик}$, а затем, пользуясь графиками $h = f(h_{фик})$, учитывающими удельные сопротивления пласта, вмещающих пород и бурового раствора, переходят к значению h .

Как видно из характеристик этого метода он является достаточно информативным для выделения коллекторов и покрышек, с низкой себестоимостью.

В то же время он не позволяет четко отбивать границы пластов малой толщины, и не имеет возможности достаточно четко выделять границы плотных пластов.

1.3 Электрический каротаж обычными зондами

Для измерения удельного сопротивления пород широко используются трехэлектродные установки, с помощью которых исследуются практически все скважины независимо от их назначения. В результате этих измерений получают кривые изменения кажущегося удельного сопротивления и самопроизвольного потенциала по стволу скважины. Основным элементом измерительной установки является трехэлектродный скважинный зонд, состоящий из двух токовых и одного измерительного либо из одного токового и двух измерительных электродов (рис. 4). Четвертый электрод обычно выносится на устье скважины.



А и В – токовые электроды
 М и N – измерительные электроды
 О – точка записи зонда

Рисунок 4 – Основные типы применяемых в геофизике зондов

Парными (одноименными) электродами зонда принято называть электроды, включенные в одноименную электрическую цепь (токовые электроды А и В или измерительные электроды М и N).

Непарные электроды зонда — А и М, В и N или А и N, В и М.

Зонд с двумя питающими и одним измерительным электродом называют двухполюсным, а зонд с двумя измерительными и одним питающим электродом — однополюсным. Двупольный и однополюсный зонды одного размера взаимозаменяемы. В практике чаще применяют однополюсные зонды. Зонд, в котором расстояние между парными электродами в 5 – 10 раз больше расстояния между непарными электродами, называют потенциал-зондом. В идеальном потенциал-зонде удаленный электрод находится в бесконечности (двухэлектродный зонд). Зонд, в котором расстояние между сближенными парными электродами мало по сравнению с расстоянием между непарными, называют градиент-зондом. В идеальном градиент-зонде расстояние между парными электродами MN или АВ стремится к нулю.

Тип зонда обозначается буквами, соответствующими электродам А, В, М, N, расположенным сверху вниз, и цифрами указывающими расстояние между ними (см. рис. 4) в метрах, например А7,5МО,75N или М7,5АО,75В.

Зонды с расположением парных электродов ниже удаленного называют подошвенными (или последовательными), а зонды с расположением парных электродов сверху — кровельными (или обращенными).

Длина (размер) градиент-зонда – расстояние от непарного электрода до середины расстояния между парными (сближенными) электродами. Длина потенциал-зонда – расстояние между сближенными электродами (АМ).

Точка записи, к которой относят результаты измерений – точка, находящаяся посередине между сближенными электродами (см. рис. 4).

«Мертвым» концом зонда называют расстояние от точки записи до нижнего конца груза или скважинного прибора. Равный этому расстоянию интервал, находящийся выше забоя скважины, остается недоступным для исследований данным зондом. Расстояния от точки записи до первой метки на кабеле, от которой идет отсчет глубин, называется ценой метки установки.

Электроды зонда в расчетах принимают точечными, поэтому их длина не должна превышать $1/10$ расстояния между сближенными электродами. Погрешности определения расстояний между электродами и цены метки зонда могут привести к браку в работе. Каждый зонд или прибор имеет свой номер, а все данные о размерах зонда после их промера актируются, и акт передается в интерпретационную партию.

Кажущееся удельное сопротивление измеряют с помощью стандартного зонда, размеры которого для каждого района подбирают экспериментальным путем. Обычно для исследования нефтяных и газовых скважин в качестве стандартного используют градиент-зонд длиной около 2,5 м или потенциал-зонд длиной 0,5 м. Потенциал-зонды трехэлектродных установок имеют размеры от 0,2 до 1 м, а градиент-зонды — от 0,2 до 8 м. Зонды большего размера применяются реже.

Для измерения удельного электрического сопротивления промывочной жидкости, заполняющей ствол скважины, применяется микроустановка — скважинный резистивиметр (2). Во избежание влияния на результаты измерений удельного сопротивления пород электроды резистивиметра удалены от стенки скважины и окружены металлическим экраном.

Коэффициент K резистивиметров определяют опытным путем в баке, заполненном раствором с известным удельным электрическим сопротивлением.

Как уже отмечалось, на измеряемые при электрическом каротаже величины, кроме сопротивления пласта, влияют сопротивления заполняющей скважину жидкости, вмещающих пород и зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости. Часто для оценки истинного удельного сопротивления пород в реальных условиях одного стандартного каротажа оказывается недостаточно.

Кривые градиент-зонда не симметричны и зависят от сопротивления пласта, соотношения $h_{пл}/L$. Как правило, в пластах большой толщины и высокого сопротивления, значения экстремумов кривой превышают истинные значения, а в пластах малой толщины значения экстремумов кривой занижают истинные значения.

Кривые потенциал-зонда симметричны, и их форма также зависит от сопротивления пласта и соотношения $h_{пл}/L$. Как правило, значения экстремумов кривой занижают истинные значения в пластах высокого сопротивления и завышают в низкоомных пластах.

Фактические кривые сопротивления, полученные в результате замера в скважине, имеют значительно более сложную форму, чем расчетные или измеренные на моделях. Сложность формы фактической кривой сопротивления обусловлена неоднородностью пласта и вмещающих пород, изменением диаметра скважины и зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, не перпендикулярностью оси скважины к плоскостям напластования.

Несмотря на обилие факторов, влияющих на показания обычных зондов, в ряде случаев, при благоприятных условиях, по кривым КС, полученным обычными зондами, можно определить границы пласта, оценить коллекторские свойства и характер насыщения пласта.

Наиболее эффективно данные задачи решаются с использованием градиент зонда А2.0М0.5N и потенциал зонда N11,0M2,0А, принятыми для Величаевского месторождения в качестве стандартных.

В зависимости от типа градиент-зонда, границы пластов (кровля или подошва) по кривым определяются как зоны максимальных значений.

Кривые потенциал зондов симметричны относительно середины пласта, границы

которого определяются как середина интервала максимального роста кривой.

1.4 Боковое каротажное зондирование

В связи с образованием в проницаемом пласте зоны проникновения, радиус которой может изменяться в широких пределах (4, 8, 16 и более диаметров скважины), измеряемое кажущееся сопротивление пласта может значительно отличаться от его истинного удельного сопротивления. Для определения последнего проводится боковое каротажное зондирование (БКЗ).

Боковое каротажное зондирование представляет собой цикл измерений зондами различной длины. Обычно БКЗ выполняется стандартным комплектом подошвенных (реже кровельных) градиент-зондов длиной АО, равной 0,55, 1,05, 2,25, 4,25, 8,5 м. Одновременно замеряются диаметр скважины (с помощью квернмера) и сопротивление промывочной жидкости (скважинными резистивиметрами), значения которых необходимы для обработки данных бокового каротажного зондирования. Записывается также кривая ПС.

В настоящее время существуют скважинные устройства (Э-1, Э-4, Э-7, Э31), обеспечивающие проведение БКЗ за один или два спуско-подъема, т. е. несколькими зондами одновременно. Зонд БКЗ представляет собой «косу» с вмонтированными в нее электродами. Конструкция установки позволяет, при переключении питания с одного электрода на другой, получать зонд другой длины и типа.

Боковое каротажное зондирование, как правило, выполняется только в перспективных интервалах. Запись кривых КС осуществляется в масштабе глубин 1:200.

Обработка данных БКЗ заключается в сопоставлении фактической кривой БКЗ с расчетными, учитывающими: диаметр скважины, сопротивление промывочной жидкости, мощность пласта, сопротивление вмещающих пород, длину зонда.

По результатам обработки материалов БКЗ определяются:

- 1) удельное сопротивление пласта p_n ;
- 2) сопротивление зоны проникновения p_{zn} ;
- 3) диаметр зоны проникновения D_{zn} .

Боковое каротажное зондирование как метод детального изучения перспективных продуктивных интервалов обычно применяют в комплексе с другими методами каротажа.

На практике для более детального изучения геологического строения горных пород методом БКЗ применяются различные схемы каротажных зондов (рис. 5).

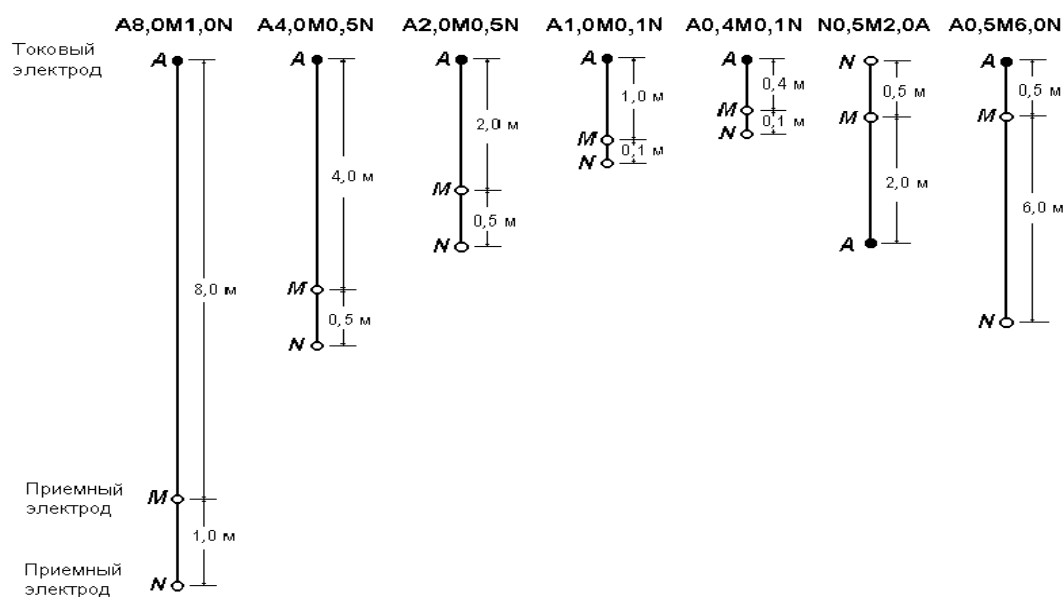


Рисунок 5 – Зонды БКЗ и стандартного каротажа

Как правило, при проведении ГИС применяются сразу несколько типов измерительных зондов. Это в первую очередь связано с тем, что применяемые зонды имеют не только различную конфигурацию, но и различную длину, следовательно, различную глубину исследования.

Градиент-зондами называют зонды, у которых расстояние между парными электродами М и N или А и В мало по сравнению с расстоянием АМ или МА.

Размером градиент-зонда является величина АО; О – середина между парными электродами MN (AB), точка записи. От величины АО зависит глубина исследования, которая тем больше, чем больше размер зонда. Градиент-зонд, у которого сближенные парные электроды расположены под непарным электродом, называют последовательным или подошвенным градиент-зондом.

При расположении сближенных парных электродов над непарным зонд называют обращенным или кровельным градиент-зондом.

Градиент-зондом такой зонд называется потому, что замер кажущихся сопротивлений этим зондом сводится к измерению градиента-потенциала электрического поля электрода А, т. е. приращению потенциала на единицу длины.

Градиент-зонд, у которого расстояние между парными электродами бесконечно мало, называется идеальным градиент-зондом.

Потенциал-зондами называются зонды, у которых расстояние АМ мало по сравнению с расстоянием между парными электродами MN (AB). При этом потенциал электрода N невелик, уменьшается с увеличением расстояния между электродами MN, приближаясь к нулю.

Расстояние АМ является размером потенциал-зонда. Замер кажущегося сопротивления относят к середине АМ. Кажущееся сопротивление, замеренное потенциал-зондом:

Потенциал-зонд с электродом N, удаленным в бесконечность, называется идеальным потенциал-зондом.

Кажущееся сопротивление при применении потенциал-зонда определяется потенциалом электрического поля в точке М. Поэтому зонды такого типа и называются потенциал-зондами.

Зонд с одним питающим электродом и двумя измерительными называется однополюсным (или зондом прямого питания); зонд с двумя питающими электродами и одним измерительным называется двухполюсным (или зондом взаимного питания).

В практике наиболее часто применяют двухполюсные зонды, которые более удобны при одновременной регистрации кривой КС и кривой естественных скважинных потенциалов (ПС).

Зонды записывают по обозначениям электродов в порядке их расположения в скважине сверху вниз, проставляя между ними расстояния в метрах.

Так, например, М2, 5АО, 25В обозначает градиент-зонд двухполюсный, подошвенный, у которого верхний электрод является измерительным; на расстоянии 2.5 м ниже его расположен первый токовый электрод А и на расстоянии 2,75 м – второй токовый электрод В.

1.5 Микрокаротаж

Микрокаротаж осуществляется с помощью зондов малого размера (микрозондов) для исследования прискважинной части пласта, его промытой части, и кажущегося сопротивления непроницаемых пород. Результаты измерений микрозондами в значительной степени зависят от сопротивления и толщины глинистой корки.

Электроды микрозонда расположены на внешней стороне башмака, прижимаемого к стенке скважины с помощью специальных пружин.

С помощью аппаратуры типа Э-2М выполняются одновременно измерения градиент-микрозондом А0,025М0,025N и потенциал-микрозондом А0,05М (электродом N в этом случае служит корпус прибора) (рис. 6).

Коэффициент микрозондов определяется экспериментально в специальных ваннах, заполненных жидкостью с известным удельным сопротивлением.

Микрокаротаж чаще всего применяется при изучении тонкослоистого разреза для выделения проницаемых прослоев малой мощности (десятки сантиметров), которые на диаграммах МКЗ характеризуются, как правило, положительным приращением.

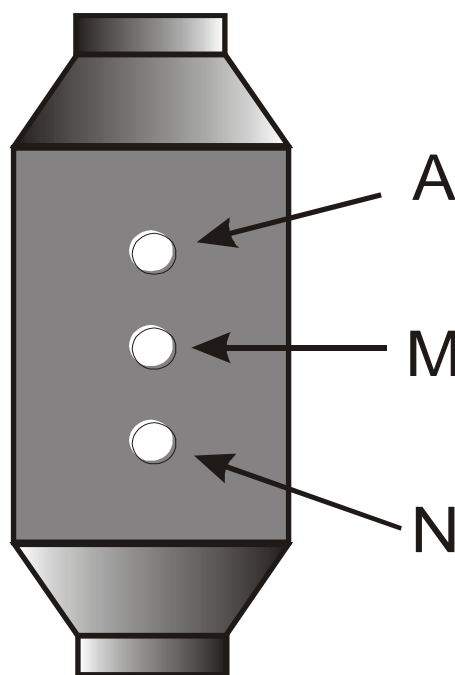


Рисунок 6 – Расположения токовых и измерительных электродов на башмаке микрозонда

Реже данные измерений микрозондами используются для количественных определений удельного сопротивления промытой части пласта в связи с тем, что они в значительной степени зависят от положения башмаков, которое может изменяться при повторных замерах из-за неровностей стенок скважины.

Для исследования электрических свойств образцов горных пород (керна) и растворов солей в лабораторных условиях пользуются специальными измерительными установками, которые по принципу работы аналогичны рассмотренным выше. В зондовом устройстве электроды расположены на обрезиненном башмаке, который при проведении измерений, с целью избежания утечек тока по буровому раствору, прижимается к стенке скважины.

Микрокаротаж применяется для детального изучения геологического разреза скважины, выделения пластов – коллекторов и оценки их эффективной мощности. Поскольку радиус исследования микроградиент-зонда составляет около 4 см, а микропотенциал-зонда 10 – 12 см, то микроградиент-зонд против проницаемых пластов изучает в основном сопротивление глинистой корки, а микропотенциал-зонд – сопротивление пород в пределах промытой зоны, где основным флюидом является фильтрат промывочной жидкости, а также остаточные нефть и газ.

В боковом микрокаротаже (МБК) измеряется сопротивление прискважинной части пласта (промытой зоны) двухэлектродной установкой, состоящей из центрального токового электрода Ао и окружающего его экранного электрода Аэ, укрепленных на внешней поверхности измерительного башмака, прижимаемого к стенке скважины (рис.7)

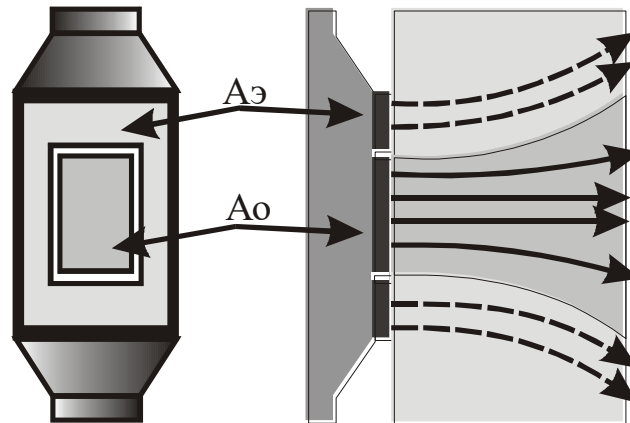


Рисунок 7 – Двухэлектродный зонд микробокового каротажа

Такая установка по принципу действия аналогична зонду трехэлектродного бокового каротажа. Электроды Аэ и Ао питаются одинаковым переменным током так, что в любой момент времени их потенциалы равны. Благодаря этому ток электрода Ао распространяется перпендикулярно оси башмака и стенки скважины в виде цилиндрического пучка, расходящегося в породе на расстояние 8 – 10 см. При этом существенно уменьшается влияние глинистой корки и промывочной жидкости повышенной минерализации, что позволяет более точно (в отличие от обычного микрозондирования) определять сопротивление промытой зоны пласта.

Метод бокового микрокаротажа применяют для выделения коллекторов в разрезе скважины оценки их пористости и коэффициента нефтеотдачи по величине сопротивления промытой зоны.

Границы пластов на диаграммах микрозондов выделяют по наиболее крутому подъему кривых. 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 ($\rho_{пп}/\rho_{гк} \approx 20$).

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

Одновременная регистрация КС градиент (А0.25М0.25N) и потенциал- (А0.05М) микрозондами на исследуемой площади проводилась с помощью аппаратуры Э-2 в масштабах КС 0.5 или 1.0 Ом/см.

1.6 Электрический каротаж установками с фокусировкой поля

Боковой трехэлектродный каротаж.

Основной областью применения БК являются: разрезы с понижающим проникновением фильтра ПЖ в пласт.

В некоторых сложных геологических и скважинных условиях, например, при частом чередовании пластов с различным удельным электрическим сопротивлением и очень высокой минерализации промывочной жидкости обычные трехэлектродные зонды стандартного каротажа и боковое каротажное зондирование малоэффективны. В таких случаях широко используются установки бокового каротажа с фокусировкой поля.

Основным недостатком при регистрации комплекса БКЗ является то, что при проведении исследований в пластах с очень высоким удельным сопротивлением, или наоборот с очень низким сопротивлением, либо в разрезах с частым чередованием пластов

с высокими и низкими сопротивлениям для обработки получаемых результатов требовалось вводить очень большое количество поправочных коэффициентов. Иногда получаемые данные могут быть полностью непригодны для получения требуемого результата. Подобная ситуация связана прежде всего с тем, что 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 только по буровому раствору. Т.е. зонды БКЗ являются нефокусированными. В трехэлектродной установке регистрируется разность потенциалов $\Delta U_{кс}$, снимаемая с центрального A_0M или одного из экранных электродов A_1A_2 и удаленного электрода N .

Длиной зонда трехэлектродной установки считается длина основного электрода A_0 , а точкой записи КС – его середина. Удельное сопротивление ρ_k определяется по формуле:

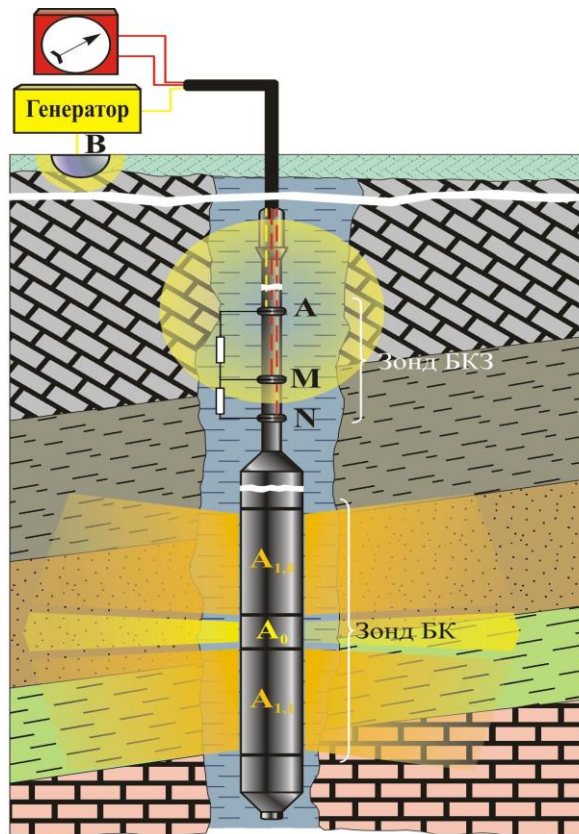
$$\rho_k = K \frac{\Delta U_{кс}}{I_0}, \quad (14)$$

где K – коэффициент зонда;

I_0 – сила тока, текущего через центральный электрод;

$\Delta U_{кс}$ – разность потенциалов, снимаемая с центрального электрода A_0 .

Боковой трехэлектродный зонд состоит из центрального электрода A_0 и двух экранных A_{1-0} и A_{1-1} , разделенных изолирующими промежутками (рис. 8). Соединены A_0 и A_2 электроды через малое $R = 0,01$ Ом. При производстве ГИС на все три электрода подается одинаковое напряжение и измеряется величина падения напряжения между центральным электродом A_0 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.



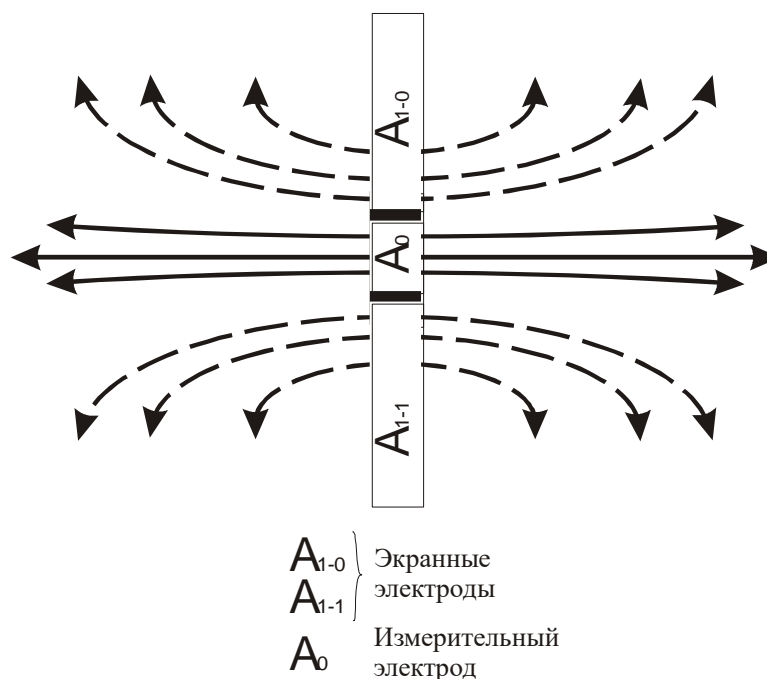


Рисунок 8 – Пространственное распределение токовых линий в трехэлектродном зонде БК

1.7 Индукционный каротаж

В условиях заполнения скважины непроводящей промывочной жидкостью наиболее эффективным методом исследования низкоомного геологического разреза является индукционный каротаж, представляющий собой разновидность электрического каротажа. Преимущества этого метода заключаются в большей глубинности исследований при относительно малых размерах зонда, меньшем влиянии вмещающих пород, возможности более точного измерения удельных сопротивлений в низкоомной части разреза. При индукционном каротаже не требуется гальванического контакта между зондом и исследуемой средой.

Метод индукционного каротажа основан на измерении вторичного магнитного поля вихревых токов, индуцируемых в породе.

При проведении индукционного каротажа (ИК) изучается удельная электрическая проводимость горных пород посредством индуцированных (наведенных) токов. 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 устанавливается переменное магнитное поле (рис. 9). 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.

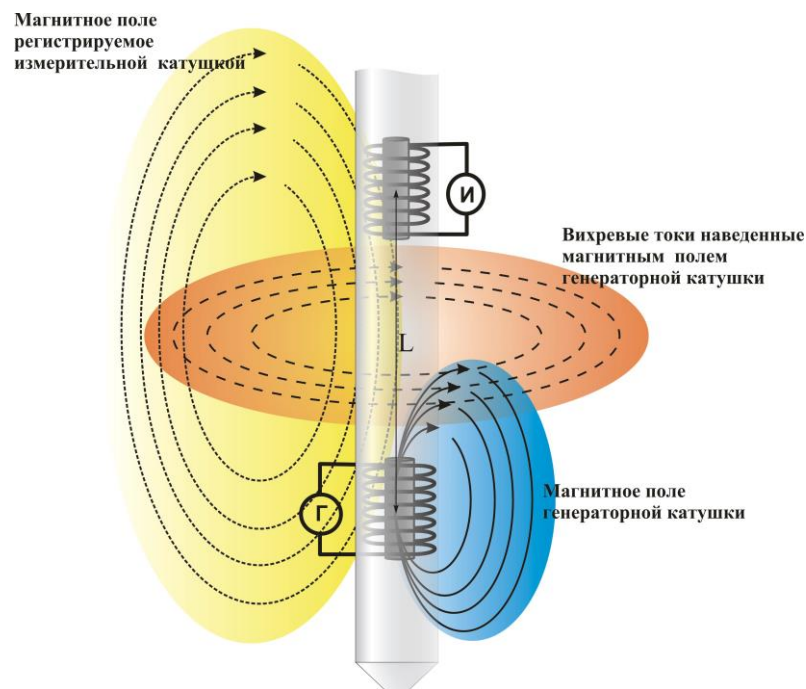


Рисунок 9 – Принцип работы прибора индукционного каротажа

Основное преимущество метода ИК состоит в том, что при его выполнении нет необходимости в прямом электрическом контакте между измерительным зондом и горной породой, следовательно, ИК эффективен при изучении скважин заполненных непроводящими буровыми растворами на нефтяной основе.

Установка индукционного каротажа (см. рис. 9) состоит из генераторной и приемной катушек, расположенных на оси прибора на определенном расстоянии друг от друга. Через генераторную катушку пропускается постоянный ток высокой частоты. Магнитное поле, создаваемое генераторной катушкой, индуцирует в окружающей среде вихревые токи, сила которых пропорциональна удельной электропроводности (обратная величина удельному сопротивлению) среды. Магнитное поле вихревых токов индуцирует ЭДС в приемной катушке. В связи с искажениями, которые вносит скважина (неоднородности пластов, влияние вмещающих пород и т. д.), регистрируется кажущаяся электропроводность. Единицей измерения электропроводности служит сименс на метр ($\text{См/м} = 1/\text{Ом} \cdot \text{м}$).

В современной аппаратуре используются многокатушечные зонды индукционного каротажа. Количество дополнительных катушек, называемых фокусирующими, их характеристики и взаимное расположение выбираются такими, чтобы влияние скважины, зоны проникновения и вмещающих пород на результаты измерений было минимальным.

Длиной зонда индукционного каротажа называется расстояние между серединами главных катушек (генераторной и приемной). Результаты измерений относят к середине этого расстояния. Первая цифра шифра зонда означает количество катушек, буква Ф – зонд с фокусировкой, а последняя цифра соответствует длине зонда в метрах. Например: 4Ф0,7; 5Ф1,5 и т. д.

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 влияние на величину кажущейся проводимости бурового раствора, зоны проникновения и вмещающих пород, а также увеличить глубину 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 двухкатушечного зонда.

С увеличением сопротивления пород, слагающих разрез, влияние скважины и зоны проникновения во всех случаях 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 сопротивлением в несколько десятков омметров и выше.

1.8 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: И_{20,25}И_{10,75}Г, И_{20,2}И_{10,8}Г. 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 $\Delta\varphi$** , зависимость $\sin(\Delta\varphi/2)$ от кажущейся диэлектрической проницаемости ϵ_k прямо пропорциональная.

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).

Аппаратура диэлектрического каротажа АДК-1 эксплуатируется со стандартными каротажными станциями. Принцип действия аппаратуры основан на регистрации косинуса разности магнитной компоненты электромагнитного поля между двумя измерительными катушками. Величина измеренной разности фаз при удельном сопротивлении пласта $\rho_{п} > (40-80)$ Ом.м зависит только от диэлектрической проницаемости. Частота колебаний генератора 43 МГц.

1.9 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. 10 а).

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).

Время τ_1 , характеризующее скорость нарастания ядерной намагниченности, называется временем *продольной релаксации* (1), время τ_2 – скорость затухания сигнала – называется временем *поперечной релаксации*.

Амплитуда сигнала свободной прецессии E_0 затухает (рис. 10 б) 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** (4).

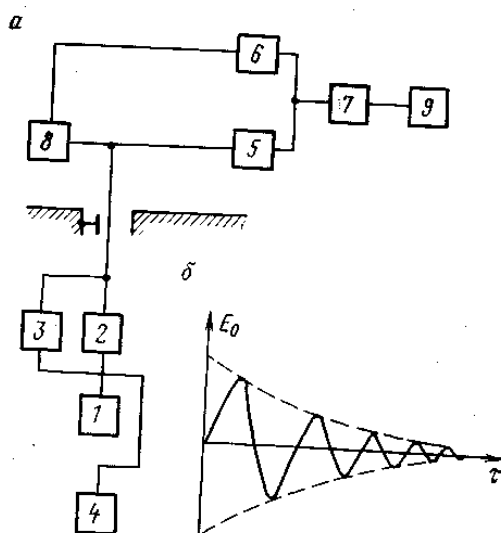


Рис. 10 Блок-схема аппаратуры ЯМК (а) и характер изменения ССП (б)

Нижняя часть скважинного прибора аппаратуры ЯМК состоит из полихлорвиниловой трубы, заполненной маслом. Здесь размещаются основной и эталонировочный датчики 1 и 4 (см. рис. 10 а). В верхней – металлической части скважинного прибора размещена электронная схема усилителя 2 и коммутации 3. Периодически с частотой 0,1 – 2,0 Гц основной датчик с помощью электронного коммутатора 3, 6 поочередно подключается то к источнику тока 8 (сила тока поляризации составляет около 3 А), то к усилителю 2, усиливающему и передающему на поверхность сигналы свободной прецессии E_t . На поверхности после усиления 5 и выпрямления 7 сигнал регистрируется в виде кривой ЯМК в функции глубины регистратором 9 (рис. 10 а).

Величина E_0 калибруется с помощью эталонировочного датчика в единицах, называемых **индексом свободного флюида – ИСФ** (отношение E_0 образца породы к E_d дистиллированной воды). Кривые ЯМК регистрируются в масштабе ИСФ – %.

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 τ_1 , имеющем различные значения для газа, воды, нефти).

ЛЕКЦИЯ №2 РАДИОАКТИВНЫЕ КАРОТАЖИ

2.1 Элементы естественного и искусственного полей радиоактивности в горных породах

При радиоактивном каротаже изучаются протекающие в горных породах процессы, обусловленные наличием естественной или искусственно вызванной радиоактивности.

Как известно, все химические элементы состоят из мельчайших частиц – атомов. Атом состоит из положительно заряженного ядра, в котором сосредоточена основная его масса, и отрицательно заряженных электронных оболочек. Размеры ядра (10^{-3} – 10^{-12} см) очень малы по сравнению с размерами самого атома (10^{-8} см). Ядро в свою очередь состоит из протонов и нейтронов, обладающих примерно равной массой. Протоны несут положительный электрический заряд, а нейтроны являются электрически нейтральными.

Заряд ядра Z , выраженный в элементарных электрических зарядах, равен числу протонов в ядре. Величина заряда ядра всегда совпадает с порядковым номером элемента в периодической системе химических элементов.

Массовое число A равно полному числу протонов и нейтронов в ядре. Ядра с одинаковыми зарядами, но различной массой называются изотопами данного элемента. Ядра химических элементов обозначаются двумя индексами. Например: углерод с $Z = 6$ и $A = 12$ обозначается $^{12}_6\text{C}$, гелий ^4_2He , натрий – $^{23}_{11}\text{Na}$ и т. д. Разница между A и Z указывает на количество содержащихся в ядре нейтронов.

Число электронов в атоме равно числу протонов в его ядре. Масса электрона в 1838 раз меньше массы протона. Электроны распределены по электронным оболочкам, каждая из которых соответствует определенному энергетическому уровню. Электроны наружных слоев слабее удерживаются ядром и под действием внешних сил могут оторваться и присоединиться к электронным оболочкам других атомов.

В природе наряду с устойчивыми элементами существуют элементы, ядра которых самопроизвольно распадаются. Такие элементы называются радиоактивными и являются источниками естественного поля радиоактивности. Распад радиоактивных элементов сопровождается излучением альфа-, бета- или гамма-лучей. Альфа-лучи представляют собой ядра атомов гелия ^4_2He . При альфа- распаде масса излучающего ядра уменьшается на четыре единицы, а заряд – на две. Уменьшение заряда атома на две единицы приводит к испусканию двух электронов с наружных оболочек атома. Полученный в результате альфа- распада элемент располагается в периодической системе элементов Д. И. Менделеева на две клетки влево.

Например: $^{226}_{88}\text{Ra} \rightarrow ^{222}_{86}\text{Rn} + ^4_2\text{He}$. Пробег альфа частицы в воздухе при нормальных условиях не превышает 10 см. Период полураспада альфа излучающих изотопов меняется от долей секунд до 14 млрд. лет.

Бета-лучи – обладающие большой скоростью электроны (или позитроны). Бета-распад происходит в ядре при превращении нейтронов в протоны и наоборот. Первый из этих процессов приводит к появлению электронов, второй – позитронов. Бета-распад сопровождается испусканием нейтральной частицы с нулевой массой – нейтрино ν . При испускании ядром электрона заряд ядра увеличивается на одну единицу, и образующийся элемент перемещается в периодической таблице вправо, а при испускании позитрона заряд ядра уменьшается на единицу. При этом атомный вес не изменяется.

Например: $^{40}_{19}\text{K} \rightarrow ^{40}_{20}\text{Ca} + \beta^- + \nu$; $^{22}_{11}\text{Na} \rightarrow ^{22}_{10}\text{Ne} + \beta^+ + \nu$. Период полураспада бета излучающих изотопов меняется от долей секунд до многих млрд. лет.

Гамма-лучи – кванты (порции) энергии, природа которых идентична рентгеновским лучам. При испускании гамма-квантов не происходит изменение заряда и массы ядра. Гамма излучение сопровождает превращения большинства ядер при переходе их из возбужденного состояния в основное.

Все химические элементы с атомным номером более 83 (висмут) радиоактивны. Из естественных радиоактивных элементов в горных породах наиболее распространены уран

^{238}U и торий ^{232}Th , а также радиоактивные изотопы калия ^{40}K , кальция, циркония, олова, кобальта, висмута, рубидия и др.

Распад радиоактивного элемента приводит к возникновению нового элемента с иными физико-химическими свойствами, который также может оказаться неустойчивым, и будет распадаться, превращаясь в новый элемент. Процесс этот будет происходить до образования устойчивого элемента.

Радиоактивные элементы образуют три больших радиоактивных ряда – урана, тория, актиния, в которых каждый последующий элемент возникает в результате распада предыдущего. Во всех трех рядах конечным, устойчивым элементом является стабильный изотоп свинца.

Каждый из радиоактивных элементов характеризуется присущим ему временем распада или, как принято говорить, периодом полураспада, т. е. временем, в течение которого распадается половина всех атомов данного элемента.

Распад подчиняется закону:

$$N = N_0 e^{-\frac{0,693}{T} t}, \quad (15)$$

где N_0 – количество радиоактивных атомов в начальный момент времени;

N – количество радиоактивных атомов, в момент времени t ;

e – основание натурального логарифма;

T – период полураспада элементов.

Кроме того, в процессе различных ядерных реакций могут возникать искусственные радиоактивные изотопы (1) элементов. Искусственная радиоактивность – это результат превращения стабильных атомных ядер элементов в неустойчивые радиоактивные изотопы.

Искусственные радиоактивные изотопы широко применяются в науке и технике. В промышленной геофизике их используют при исследовании технического состояния скважин. Наиболее широко используемые из них приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Радиоактивные изотопы, используемые при проведении работ в скважинах

| Показатели | Натрий $^{24}_{11}\text{Na}$ | Железо $^{59}_{26}\text{Fe}$ | Цинк $^{65}_{30}\text{Zn}$ | Цирконий $^{95}_{40}\text{Zr}$ | Йод $^{131}_{53}\text{I}$ | Кобальт $^{60}_{27}\text{Co}$ | Цезий $^{134}_{55}\text{Cs}$ |
|---------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|
| Период полураспада | 14,9 ч | 45,1 дня | 245 дней | 65 дней | 8 дней | 5,27 года | 2,3 года |
| Энергия излучаемых гамма-квантов, МэВ | 3,89 | 1,3 | 1,12 | 0,75 | 0,72 | 1,33 | 1,37 |

За единицу радиоактивности принято количество радиоактивного вещества, в котором за 1 с происходит $3,7 \cdot 10^{10}$ распада атомов (столько же, сколько в 1 грамме Ra). Такая единица носит название кюри (Ки). В системе СИ абсолютную радиоактивность оценивают в беккерелях (Бк). Под 1 Бк понимают количество любого радиоактивного изотопа, в котором в 1 с происходит в среднем один распад. Следовательно, $1 \text{ Бк} = 0,27 \cdot 10^{10} \text{ Ки}$.

Все использованные для исследования скважин методы радиоактивного каротажа основаны на регистрации гамма-излучения и потока нейтронов. Гамма-лучи – электромагнитное излучение, возникающее в результате радиоактивных превращений атомов элементов. Гамма-лучи возникают и распространяются в виде отдельных квантов (порций) энергии. Энергия гамма-квантов, испускаемых горными породами, содержащими в рассеянном состоянии радиоактивные элементы радий, уран, торий и радиоактивный изотоп калия, составляет от 0,05 до 3 МэВ (мегаэлектрон-вольт). Чем выше энергия гамма-квантов, тем больше их проникающая способность. Вследствие вза-

имодействия квантов с окружающей средой энергия их уменьшается. Уменьшение энергии пропорционально плотности вещества. Например, гамма-лучи с энергией 2 МэВ поглощаются наполовину слоем воды толщиной около 14 см, слоем алюминия толщиной 5,7 см, слоем меди толщиной 1,8 см и слоем свинца толщиной 1,2 см.

При прохождении через вещество гамма-лучи взаимодействуют преимущественно с электронными оболочками атомов, что определяет их ионизирующее действие.

Мерой интенсивности гамма-излучения является произведение количества гамма-квантов, падающих на единицу поверхности вещества, на их энергию. Мерой ионизирующей способности гамма-излучения служит доза излучения, выражаемая в рентгенах. Величина дозы, отнесенная к времени, называется мощностью дозы и выражается в рентген*часах.

Взаимодействие лучей, генерируемых источником гамма-квантов (например, изотопом кобальта ^{60}Co или цезия ^{134}Cs), с окружающей средой бывает трех основных видов: комптоновское рассеяние (эффект Комптона), фотоэлектрический эффект и образование пар «электрон-позитрон».

2.2 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 сильнопроникающему 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 (рисунок 11, а):

$$E_\gamma = E_{св} + E_k, \quad (16)$$

где $E_{св}$ – энергия связи электрона в атоме;

E_k – кинетическая энергия, передаваемая фотоэлектрону.

При фотоэффекте γ -квант может выбить связанные электроны, энергия связи $E_{св}$, которых меньше энергии самого γ -кванта E_γ . Такой процесс вырывания электрона из атома фотоном называется фотоэффектом, а вырванные электроны – фотоэлектронами. Фотоэлектрический эффект представляет собой процесс взаимодействия гамма-квантов с веществом, при котором вся энергия гамма-кванта передается электрону. При этом гамма-квант исчезает, а возбужденный электрон покидает электронную оболочку атома. Атом, потерявший электрон, оказывается в возбужденном состоянии. Освободившийся уровень энергии в атоме заполняется одним из *наружных*

электронов, при этом испускается квант характеристического (рентгеновского) излучения, т.е. фотоэффект сопровождается характеристическим излучением.

Фотоэлектроны вылетают преимущественно в направлении, перпендикулярном к распространению поляризованного пучка гамма-лучей малой энергии (рисунок 11, а), под углом $\varphi \approx 90^\circ$.

Этот эффект также называют фотоэлектрическое поглощение γ -квантов, (γ, e^-) . Происходит этот эффект при энергиях γ -квантов (в эВ), когда $E_\gamma > \varepsilon$, где ε – энергия связи электрона, равная для К- оболочки $13,6 Z^2$. Эффект сопровождается характеристическим рентгеновским излучением, возникающим при переходе атома в основное состояние. Фотоэффект является преобладающим при энергиях ниже **десятков кэВ** для легких элементов и ниже **сотен кэВ** для тяжелых элементов.

Гамма-кванты малой энергии способны выбивать из атома лишь оптические электроны, обладающие *малой энергией связи*. Гамма-кванты большой энергии могут выбивать электроны из более глубоких электронных слоев.

Наибольшая вероятность возникновения фотоэффекта, например, для свинца возникает при энергии гамма-квантов **менее 0,5 МэВ**, для Al – 50 кэВ.

Вероятность фотоэффекта резко уменьшается с увеличением энергии кванта. Для характеристики многокомпонентной горной породы используется величина $Z_{\text{эф}}$ – эффективный порядковый номер. Вероятность фотоэффекта $\mu_{\text{ф}}$ зависит от присутствия и содержания в породе тяжелых элементов (рудных элементов): железа с $Z = 26$, свинца с $Z = 82$, ртути с $Z = 80$. В то время как породообразующие минералы и горные породы обладают значениями $\mu_{\text{ф}}$ порядка 12 – 15. Указанная особенность гамма излучения позволяет использовать фотоэффект для *количественного определения* содержания тяжелых элементов в горных породах.

Комптон-эффект заключается в рассеянии γ -кванта электроном. Это рассеяние – неупругое рассеяние, подобно столкновению двух упругих шаров (рисунок 11, б) 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 больше энергии связи электронов в большинстве веществ и потому связь электрона с ядром практически не сказывается на закономерностях комптоновского рассеяния. При энергиях γ -квантов от 0,5 до 5 МэВ комптон-эффект (γ, γ) возникает для тяжелых ядер, а при энергиях от *0,05 до 15 МэВ* для легких ядер.

Комптоновское рассеяние – взаимодействие гамма-квантов с электронными оболочками атомов окружающей среды. Один и тот же квант может взаимодействовать с атомами вещества многократно, и каждый раз теряет часть своей энергии и затем поглощается. Вероятность комптоновского рассеяния зависит от первоначальной энергии кванта и плотности вещества. Чем больше плотность вещества (чем выше атомный номер элемента – заряд его ядра), тем быстрее в нем рассеиваются и поглощаются гамма-кванты.

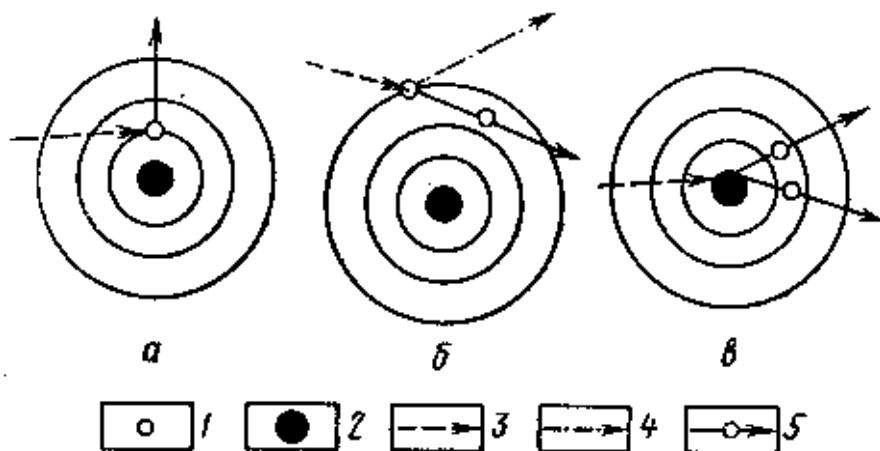
При энергии гамма-квантов **от 0,5 до 4,7 МэВ**, и при взаимодействии их, например, со свинцом преобладает комптоновское рассеяние, для Al – диапазон энергий гамма квантов для возникновения комптоновского эффекта изменяется от 50 кэВ до 15 МэВ.

Для *легких элементов* (кроме H_2) коэффициент поглощения не зависит от атомного номера вещества и, следовательно, от химического состава. Поэтому при взаимодействии гамма квантов средних энергий с веществом (комптоновский эффект) определяется плотность многокомпонентной среды – горной породы.

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 (рисунок 11, в). Такое взаимодействие (γ, e^+e^-) имеет место при энергии γ -кванта **не менее 1 МэВ**. В дальнейшем позитрон аннигилирует, образуя два γ -кванта. Процесс рождения пары

превалирует при высоких энергиях кванта – выше нескольких МэВ для тяжелых элементов и выше 10–20 МэВ для легких элементов.

Процесс рождения пары электрон-позитрон, возникает при взаимодействии высоких энергий гамма-квантов **более 4,7 МэВ**, например, со свинцом, и более 15 МэВ для Al.



a – фотоэффект; *b* – комптон-эффект; *в* – эффект образования пар

1 – электрон; 2 – ядро; 3 – γ -квант до взаимодействия; 4 – рассеянный γ -квант; 5 – электрон или позитрон

Рисунок 11– Схема основных типов взаимодействия γ -квантов с веществом

Поскольку энергия гамма излучения естественных радиоактивных элементов обычно не превышает 3 МэВ, эффектом образования пар можно пренебречь.

Для большинства породообразующих элементов – $Z = 6-20$, преобладающим эффектом взаимодействия гамма излучения средних энергий с веществом является **комптоновское рассеяние**.

Таким образом, при прохождении через любое вещество (в нашем случае – через горную породу) гамма-кванты за счет многократного комптоновского рассеяния теряют часть своей энергии, а затем в результате фотоэлектрического эффекта поглощаются.

2.3 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: $n \rightarrow p + e^- + \nu + 0,782$ 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 ультрахолодные $E < 10^{-7}$ 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 горных пород наибольшее сечение упругого рассеяния $(20 - 80) \cdot 10^{-26}$ м² 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 (n, p) и (n, 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 (n, α) на некоторых легких элементах (бор, литий), реакция (n, p) на очень редком изотопе гелия ^3He и некоторых др. Они аналогично реакции (n, 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.

При поглощении нейтронов ядрами некоторых изотопов они становятся радиоактивными. Поэтому кроме гамма-излучения радиационного захвата, испускаемого практически в момент захвата и потому наблюдаемого лишь одновременно с облучением породы нейтронами, существует еще гамма-излучение активированных ядер, которое можно наблюдать и после выключения или удаления источника нейтронов.

Различают упругое и неупругое рассеяние нейтронов. В первом случае при столкновении нейтрона с ядром скорость его (следовательно, энергия) уменьшается, а направление движения отклоняется от первоначального. Весь процесс определяется законами сохранения энергии и моментов, а также первоначальной скоростью (энергией) нейтрона. Упругое рассеяние преобладает при энергиях нейтронов менее 1 МэВ. При больших энергиях нейтронов (несколько МэВ) происходит процесс неупругого рассеяния. При этом значительная часть энергии нейтрона передается ядру, которое переходит в возбужденное состояние. Неупругое рассеяние нейтронов сопровождается гамма-излучением, возникающим при возвращении ядра в нормальное состояние. *Наибольшую энергию нейтрон теряет при столкновении с ядром атома водорода, масса которого почти равна массе самого нейтрона.* В этом случае велика вероятность потери нейтроном всей его энергии.

В результате многократных столкновений с ядрами нейтроны быстро растрчивают энергию и замедляются до тепловых скоростей. Длина замедления нейтронов прежде всего зависит от содержания в окружающей среде водорода. Так, длина пути замедления нейтронов в воде составляет несколько сантиметров, а в горной породе – от 15 до 35 см (в зависимости от содержания в ней воды или нефти).

Итак, поскольку нейтрон электрически нейтрален, он не взаимодействует с электрическими зарядами атома и скорость его движения, а следовательно, энергия изменяется только в результате столкновений с ядрами атома.

Замедлившиеся до тепловых скоростей нейтроны вступают в диффузионную фазу движения, т. е. двигаются в среде, претерпевая столкновения с атомами, но сохраняя среднее значение своей энергии (0,025 эВ). Эта фаза характеризуется диффузионной длиной, т. е. расстоянием, которое проходит нейтрон с момента, когда он становится тепловым, до момента его поглощения (захвата) каким-либо ядром. Способность разных элементов захватывать медленные нейтроны различная. Среднее время жизни теплового нейтрона $10^{-3} - 10^{-4}$ с.

Наибольшим сечением захвата нейтрона характеризуются такие элементы, как хлор, бор, железо, марганец и некоторые другие.

Захватывая тепловой нейтрон, ядро возбуждается, а при возвращении в устойчивое состояние излучает один или несколько гамма-квантов. Это гамма-излучение называют радиационным, вторичным или вызванным. При захвате нейтрона атомом Cl испускается 2,37 гамма квантов ($E = 4 - 7$ МэВ). Возникновения гамма-лучей захвата в водородосодержащей среде происходит с испусканием одного гамма кванта по следующей реакции:



Каждый элемент (изотоп) обладает характерным спектром гамма-излучения, возникающего при радиационном захвате нейтрона. Это обстоятельство позволяет использовать гамма-спектрометрию для определения состава вещества с помощью реакции (n, γ).

С удалением от источника плотность нейтронов (число нейтронов в единице объема) в среде уменьшается, и одновременно возрастает количество нейтронов с меньшей энергией. Плотность нейтронов зависит от замедляющих и поглощающих свойств среды, т.е. от водородосодержания, чем выше водородосодержание, тем быстрее убывает плотность нейтронов с удалением от источника.

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 нейтроны 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 .

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:

$$\tau = \lambda_3/v = 1/(v*\Sigma_3), \quad (18)$$

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

v – скорость движения тепловых нейтронов, равная 2200 м/с при $E = 20$ °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.

Другим основным параметром нейтронов является длина замедления нейтронов L_s – среднее расстояние по прямой линии от места вылета нейтрона до точки, в которой нейтрон становится тепловым. 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.

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

Аномальное сечение замедления нейтронов водородом при распространении их в водонасыщенных породах обуславливает возможность количественной оценки влажности горных пород. В том случае, когда в составе пород отсутствуют элементы с аномальными поглотителями медленных нейтронов (Cl, B, K, Mn, Fe), влагосодержание измеряют по эффекту замедления нейтронов до тепловых энергий.

Изучение водонасыщенности разрезом, содержащих высокоминерализованные поровые воды с NaCl, также глинистые породы с повышенным содержанием K, B, Fe, проводят по эффекту замедления нейтронов надтепловых энергий (0,5 – 1000эВ).

2.4 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 (1) ($T_{1/2}$) – 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 $144 E_{\text{изл}} = 0,134$ 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 – до 10,8 МэВ,

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

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

^{252}Cf , $T_{1/2} = 2,2$ года, спонтанное деление, E – до 7-8 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 x 3 до 46 x 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 МэВ.

В качестве источника нейтронов используют обычно смесь полония с бериллием. Полоний – радиоактивный элемент. Распадаясь, он излучает альфа-частицу (^4_2He). При взаимодействии альфа-частицы с ядром бериллия (^9_4Be) образуются ядро углерода $^{12}_6\text{C}$ и нейтрон (^1_0n).



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

Генераторы нейтронов представляют чаще всего линейные ускорители дейтронов (2) с ускоряющим напряжением приблизительно 10^5 В. Нейтроны возникают при бомбардировке дейтронами мишеней, содержащих дейтерий, тритий (3) или бериллий. Наибольший выход нейтронов (с энергией 14 МэВ) дает реакция $^3\text{T}(d, n)^4\text{He}$.

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

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. Основной 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.

В настоящее время во ВНИИАвтоматики разработан ряд новых нейтронных трубок, отличающихся более высоким выходом нейтронов и более продолжительным сроком службы: НТ-32, ТНТ-145, ТНТ-143, ТНТ-1411, ТНТ-1415. Трубка ТНТ-1411 является аналогом НТ-16 со средним ресурсом 75 часов и термостойкостью до +120 °С, а ТНТ-143 - аналог УНГ.

2.5 Физические основы методов радиоактивного каротажа

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

Гамма-методы имеют две модификации: интегральную и спектрометрическую.

Спектрометрический гамма-метод ГМ_С предназначен для определения содержания естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) – U, Th, K 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 ΔE_K = 1,3 – 1,6 МэВ; ΔE_U = 1,66 – 1,9 МэВ; ΔE_{Th} = 2,4 – 2,9 МэВ. Содержание ЕРЭ определяется как:

$$C_{\text{ЕРЭ}} = I_{\text{ЕРЭ}}/S, \quad (21)$$

где I - регистрируемая интенсивность;

S - концентрационная чувствительность.

Интегральный гамма-метод ГМ_И. 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 ГМ относится к средствам измерения МЭД, к дозиметрам. Важным параметром, влияющим на измерения при ГМ 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. Ра/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 сравнительной количественной оценки естественной радиоактивности г/п пользуются мощностью дозы излучения в единицу времени, микроРентгеном в час – мкр/час. **Рентгеном называют количество** (дозу) гамма-излучения (или рентгеновского) соответствующее образованию $2,1 \cdot 10^9$ пар ионов в 1 см^3 воздуха при 0°C .

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). С помощью каротажного кабеля скважинный прибор соединяется с наземным устройством.

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:

$$A_{\text{отн}} = \frac{I - I_{\text{min}}}{I_{\text{max}} - I_{\text{min}}},$$

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-метод (ГГМ-П). При проведении измерений гамма-гамма-методом порода облучается гамма-квантами и регистрируется рассеянное гамма-излучение детектором, расположенным на некотором расстоянии. В плотностном ГГМ используется источник гамма-квантов Co^{60} , имеющий энергию $E_{\gamma} = 1,33 \text{ МэВ}$ $T = 5,27$

лет. Поэтому основной реакцией взаимодействия гамма-квантов с породой является **комpton-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 $Z_{эф}$ 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 $K_{п общ}$:

$$K_{п} = (\delta_{м} - \delta_{п}) / (\delta_{м} - \delta_{ж}), \quad (22)$$

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

$\delta_{п}$ – плотность по ГГК-П;

$\delta_{ж}$ – 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.

Гамма-излучение зависит от следующего.

1. Параметров измерительной установки: длины зонда L , широтных (φ_1, φ_2) и азимутальных (Ψ_1, Ψ_2) углов коллимационных окон детектора и источника соответственно; минимальной энергией $E_{\gamma min}$ источника, его мощности, чувствительности детекторов, толщины и материала коллиматоров.

2. Скважинных условий: отношения диаметра скважины к диаметру прибора $d_{скв}/d_{пр}$, зазора между стенкой скважины и прибора Δh ; толщины и плотности глинистой корки $h_{глк}$, $\delta_{глк}$; плотности промывочной жидкости $\delta_{пж}$.

3. Свойств пород, флюидов.

Выбор оптимальных параметров зонда и получения зависимости между I (интенсивностью ГГК) и δ (плотностью горных пород) выполняется на основе расчетов методами диффузионного приближения, однократного рассеяния и Монте-Карло, а также натурным моделированием.

Селективный гамма-гамма метод (ГГМ-С) основан на том же принципе, что и ГГМ-П: порода облучается гамма-квантами и измеряется рассеянное гамма-излучение. В этом методе в отличие от ГГМ-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*. ГГМ-С предназначен для изучения вещественного состава горных пород путем оценки их эффективного атомного номера $Z_{эф}$, значения которого равны в среднем для осадочных пород 11,5 – 15,5; для воды – 7,5.

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

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

Теория РРМ построена на представлении об однократном рассеянии γ -квантов.

Гамма-нейтронный метод (ГНМ) основан на ядерной реакции (γ, n). Для основных элементов эта реакция пороговая с $E_{\text{пор}} > 6$ МэВ. Исключение составляют ${}^9\text{Be}$ и ${}^2\text{H}$. Для бериллия $E_{\text{пор}} = 1,66$ МэВ, для дейтерия - $E_{\text{пор}} = 2,23$ МэВ. Максимальное значение сечения реакции приходится на $E = 1,7$ МэВ. Такую энергию имеют более 50 % гамма-квантов источника ${}^{124}\text{Sb}$ (сурьма). Этот источник и используется в ГНМ при поисках бериллия. Энергия нейтронов составляет порядка $E_n - 24$ кэВ.

Стационарный нейтронный метод 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 метод по тепловым нейтронам ННМ_Т, б) нейтрон-нейтронный метод по надтепловым нейтронам ННМ_{НТ} и в) нейтронный гамма-метод НГМ. 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 НГМ (или ННМ_Т) для определения положения водо-нефтяного 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 K_n неглинистых пород.

При нейтрон-нейтронном каротаже наблюдаются те же физические процессы, что и при нейтронном гамма-каротаже. Различие заключается в том, что при нейтрон-нейтронном каротаже в скважинном приборе применяются индикаторы (специальные разрядные или сцинтилляционные счетчики), реагирующие не на гамма-кванты, а на тепловые или надтепловые нейтроны.

Нейтрон-нейтронный каротаж проводят в двух модификациях; по надтепловым нейтронам (ННК_{нт}) и тепловым нейтронам (ННК_т), которые отличаются только типами используемых индикаторов.

Показания при нейтрон-нейтронном каротаже так же, как и при нейтронном гамма-каротаже, определяются в основном **водородосодержанием** горных пород. При большой длине зонда-показания тем выше, чем меньше водородосодержание среды, окружающей скважинный прибор. 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 ННКт, 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.

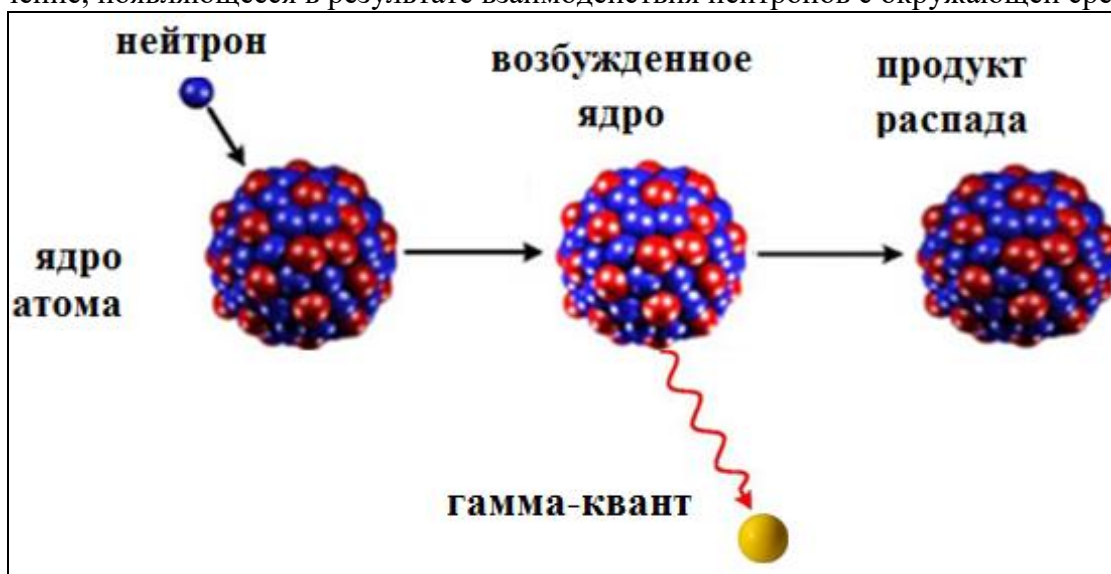
Нейтронный гамма-метод имеют две модификации: интегральную (НГМ_И) и спектральную (НГМ_С).

Интегральный НГМ_И предусматривает измерение суммарной интенсивности гамма-излучения радиационного захвата всех энергий. Основное назначение НГМ - изучение содержания водорода в породе, аналогично ННМ. При НГМ используются после-инверсионные зонды длиной более 50 см. Для изучения газоносных пластов используют зонды длиной около 70 см. В этой области длин повышается чувствительность к водороду при его малых содержаниях.

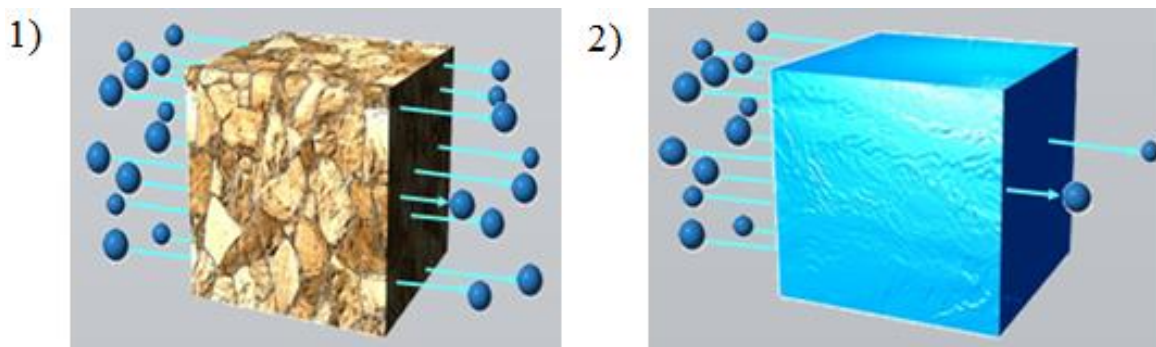
Спектральный НГМ_С основан на изучении спектров гамма-излучения радиационного захвата, предназначен для выделения пород и руд.

При оценке содержания в породе искомого элемента используют предварительно составленный градуировочный график зависимости интенсивности гамма-излучения определенной энергии от содержания этого элемента.

При нейтронном гамма-каротаже регистрируется вторичное (наведенное) гамма-излучение, появляющееся в результате взаимодействия нейтронов с окружающей средой.



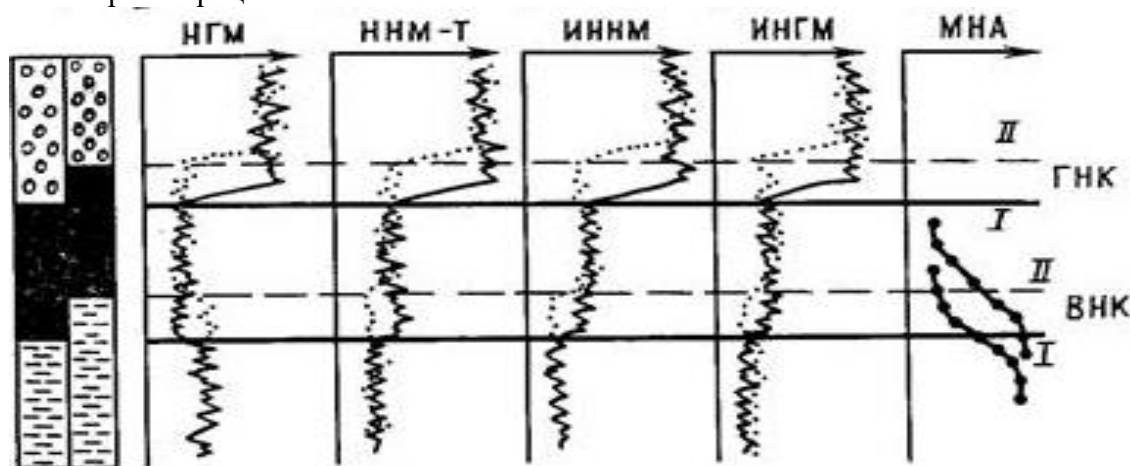
При нейтронном гамма-каротаже на некотором расстоянии от детектора гамма-излучения помещается источник нейтронов в виде ампулы, заполненной смесью полония с бериллием. Расстояние между источником и детектором называется длиной зонда НГК. Обычно длина зонда составляет 50 – 60 см. Во избежание погрешностей измерения длина зонда устанавливается с точностью до нескольких миллиметров.



Зависимость количества нейтронов, проходящих через единицу объема, от водородосодержания среды:

- 1 – плотная, малопористая среда с низким водородосодержанием;
- 2 – пористая среда с высоким водородосодержанием.

Интенсивность регистрируемого при нейтронном гамма-каротаже вторичного гамма-излучения зависит от длины зонда и нейтронных параметров среды. При рассмотрении процессов, имеющих место при НГК, пользуются понятиями «зона излучения» и «зона регистрации».



Кривая НГК напротив пластов насыщенных газом, нефтью и водой

Зоной излучения называют пространство вокруг источника нейтронов, в котором происходит их замедление, захват тепловых нейтронов и возникновение вторичного гамма-излучения. В однородных плотных породах зона излучения в первом приближении представляет собой сферу с радиусом 50 – 60 см.

Пространство, расположенное вокруг индикатора, который обеспечивает 90 % вторичного гамма-излучения, регистрируемого индикатором, называют зоной регистрации. Размеры зоны регистрации зависят от плотности среды. Для воды эта зона представляет собой сферу с радиусом 60 – 70 см, для плотных осадочных пород – сферу с радиусом порядка 20 – 30 см.

При размерах зонда 50 – 60 см на кривых НГК максимальными значениями вторичного (радиационного) гамма-излучения выделяются плотные породы, не содержащие водорода.

Водородосодержащие породы (водо- и нефтенасыщенные песчаники, известняки, глины, гипсы) характеризуются минимальными значениями регистрируемых величин. Результаты измерений выражаются либо в единицах скорости счета, либо в условных единицах.

Основное назначение НГК — определение коэффициента пористости и разделение пород по литологическому составу.

Взаимодействие быстрых нейтронов с веществом происходит по следующей схеме: вначале наблюдается замедление, при котором в результате столкновения и рассеяния на ядрах вещества быстрые нейтроны теряют энергию, становятся сначала надтепловыми (с энергией от 0,5 до нескольких эВ), а далее тепловыми (со средней энергией 0,025 эВ), потом возникает диффузия, при которой тепловые нейтроны мигрируют без существенного изменения энергии, а затем поглощаются, т.е. захватываются ядрами элементов с испусканием гамма-квантов.

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 горной породе глинистого материала также увеличивает ее водородосодержание, которое в зависимости от состава глинистых минералов различно: гидрослюды эквивалентны водоносным породам с пористостью 25 %, каолинитовые и хлоритовые глины — породам с пористостью 35 %, монтмориллонитовые глины — породам с пористостью 50 %. Погрешности в оценке минералогического состава глин могут привести к недопустимым погрешностям в определении пористости пород. Влияние глинистости пород на результаты НГК увеличивается при уменьшении диаметра скважины.

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 %.

Значительное влияние на показания НГК оказывает хлоросодержание пластовой воды и промывочной жидкости. Характер влияния растворенного в пластовой воде хлора на показания НГК сложен и неоднозначен при различной пористости породы. В этом случае наблюдается увеличение показаний при исследовании пород пористостью 12 - 15 % и более и снижение их для пород меньшей пористости.

От плотности промывочной жидкости показания нейтронных методов обычно зависят незначительно, при нормальных растворах ($\delta \geq 1,5$ г/см³) 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.

При проведении тех или иных модификаций нейтронного каротажа применяются стационарные (со стабильной во времени эмиссией) и импульсные источники нейтронов. В качестве первых используют полониево-бериллиевые, плутониево-бериллиевые и некоторые другие радиоактивные химические смеси, а вторых — генераторы быстрых нейтронов.

Масштаб регистрации НГК Величаевского месторождения - 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.

Многозондовый нейтронный метод (МНМ) основан на использовании нескольких детекторов нейтронов, размещенных на различном расстоянии от источника нейтронов. Достоинства МНМ: уменьшение влияния условий измерений и конструкции скважинного

прибора (диаметра прибора, длины зонда), возможность интерпретации результатов без использования опорных пластов.

Измеряемым параметром в МНМ является пространственный декремент затухания.

В двухзондовых модификациях МНМ малый зонд выбирается длиной 40 – 45 см, большой 60 – 70 см. Палетки МНМ отражают зависимость декремента затухания от пористости пласта-известняка.

Импульсный нейтронный метод (ИНМ) основан на облучении горных пород импульсным источником нейтронов и последующей регистрации нейтронов или гамма-квантов. Основное условие успешного применения ИНМ – меньшее время жизни нейтронов в скважине, чем в пласте, $\tau_{пл} > \tau_c$. В этом случае измеряемые величины характеризуют породы в разрезе скважины.

Обычно в необсаженной скважине $\tau_c < 0,2$ мс, а в обсаженной – $\tau = 0,12$ мс. Для газоносных, нефтеносных, угольных, битуминозных и водоносных пластов $\tau_{пл} > 0,2$ мс. Исключение составляют пласты с пористостью $k_{п} > 20\%$ и с минерализацией пластовой воды 250 – 300 г/л.

Требование к длительности импульса $t_{имп} < \tau_{пл\ min}$, а ко времени регистрации $t > (3 - 6) \tau_{пл\ max}$.

Основное назначение ИНМ - определение положения водонефтяного контакта и нефтенасыщенности пласта.

При этом 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». 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.

Метод «меченых» атомов. Этот метод, применяющийся чаще всего для контроля технического состояния скважины (отбивка уровня затрубного цемента, определение мест поглощения, установление затрубной циркуляции, контроль результатов гидроразрыва и кислотной обработки пласта и др.), основан на использовании активированной жидкости – раствора солей или короткоживущих радиоактивных изотопов. Методика работ следующая. В скважине проводится гамма-каротаж, затем в выбранный интервал (например, при определении затрубной циркуляции) закачивается активированная жидкость. Скважина промывается, после чего выполняется повторное измерение ГК. Результаты первого и второго замеров сопоставляются.

При сопоставлении результатов двух измерений отмечаются интервалы, где сконцентрировалась активированная жидкость.

Для активации жидкости чаще всего применяют радиоактивные изотопы иода-131 (период полураспада 8 дней), железа-59 (период полураспада 45 дней) и др.

При радиоактивном каротаже обычно регистрируется скорость счета гамма-квантов, т. е. количество импульсов в минуту (имп/мин). В процессе измерения скорости счета наблюдается явление статистической флуктуации, представляющее собой непрерывное, беспорядочное колебание интенсивности излучения около его средней величины в одних и тех же условиях. Флуктуации вносят погрешность в измерения. Для уменьшения погрешностей принимают меры к увеличению числа регистрируемых импульсов. С этой целью в регистрирующих схемах используют высокоэффективные детекторы гамма-излучения либо увеличивают их количество (разрядные счетчики), а также ограничивают скорость записи.

ЛЕКЦИЯ №3 АКУСТИЧЕСКИЕ КАРОТАЖИ

3.1 Физические основы методов акустического каротажа

Механизм распространения упругих колебаний в насыщенных пористых средах в общем случае определяется многими факторами. Кинематические и динамические параметры волн зависят от упругих и коллекторских свойств, акустической жесткости скелета пород, насыщающих их флюидов и частоты упругих колебаний в среде.

Кроме того, скорость распространения упругих волн (таблица 3) и поглощающие свойства горных пород зависят от их пористости, влажности, глубины залегания (горного давления), возраста (уплотнения, степени разрушения), степени цементации других факторов.

Таблица 3 – Средние характеристики распространения волны для скелета породы

| Горная порода | Скорость волны в скелете породы, м/с | Время пробега волны, $\Delta t_{ск}$, 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 |

Связь скорости распространения волны с пористостью породы в акустическом каротаже описывается уравнением:

$$\frac{1}{v_p} = \frac{k_n}{v_{ж}} + \frac{(1-k_n)}{v_{ск}} \quad (23)$$

или через интервальное время:

$$k_n = \frac{\Delta t - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}} \quad (24)$$

где Δt – интервальное время в пласте, мкс/м;

$\Delta t_{ск}$ – интервальное время в скелет породы, мкс/м;

$\Delta t_{ж}$ – интервальное время в жидкости (воде), мкс/м.

Сведения об упруго-механических свойствах горных пород, необходимы при определении режимов испытания скважины для принятия мер по сохранению ствола скважины, исключающих раскрытие естественных и образование новых трещин, образование каверн, желобов, обрушение пород со стенок скважины, вытекание пластичных глин, сужение ствола и другие, не предусмотренные технологией бурения осложнения.

Интервальное время при нормальных пластовых условиях, для чистых плотных глин, которые часто являются крышкой нефтяных и газовых залежей, зависит главным образом от глубины залегания пласта и в какой-то степени характеризует их поровое давление. Аномальное увеличение или уменьшение (отклонение от нормального градиента давления с глубиной) дифференциального давления ослабляет или повышает упругость, между зернами, в связи с чем, изменяется установленная для глин величина *интервального времени*. На этой основе разработана методика прогнозирования зон с аномально высокими или с аномально низкими пластовыми давлениями в процессе бурения скважины. *Для решения этой задачи, кроме акустического каротажа, проводят электрический и плотностной каротаж.*

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:

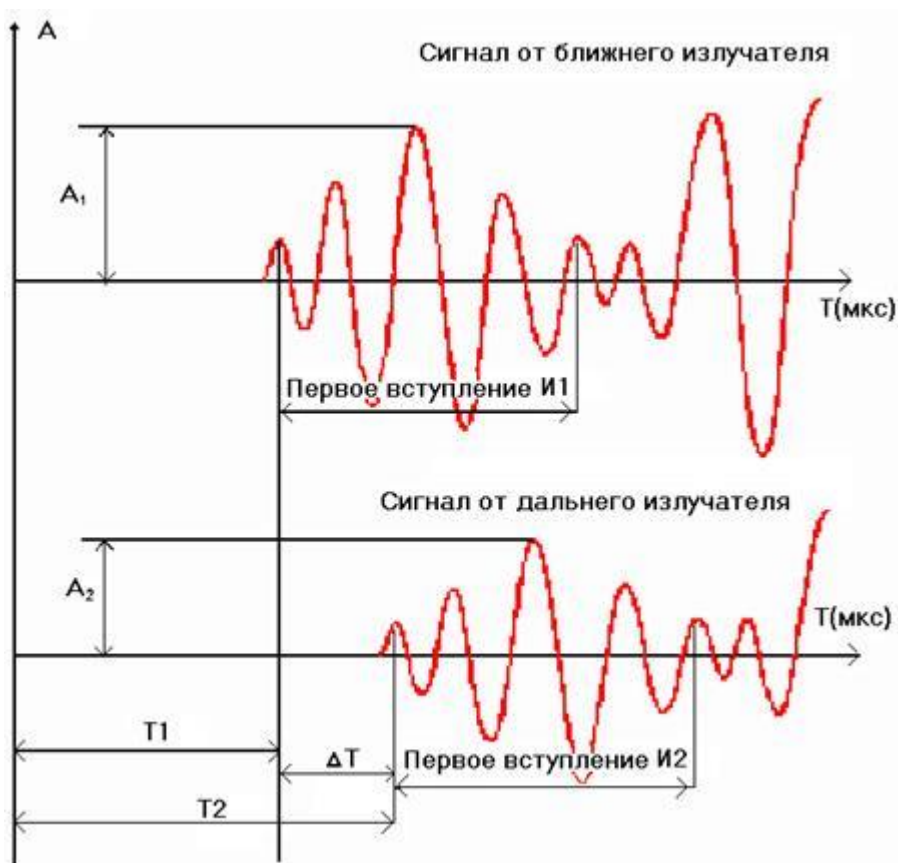
$$\alpha = \frac{1}{l} \ln \frac{A_1}{A_2} \quad (25)$$

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

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

α – выражается в 1/м.

Параметр затухания зависит от пористости, характера насыщения и структуры скелета пород. Повышенные значения параметра α наблюдаются в глинистых и плотных трещинно-кавернозных породах, к которым наиболее чувствителен параметр A_s . Эта связь положена в основу методики выделения в разрезе скважин зон с развитой трещиноватостью, которые могут оказаться коллекторами нефти и газа.



Волновая картина, полученная при записи упругих колебаний приемниками трёхэлементного зонда

3.2 Акустические волны

В электротехнике существуют 4 диапазона частот:

1. Инфразвук (резонанс человеческого тела) частота меньше 16 Гц – военное дело. 7-10 Гц смертельная частота, 120 Дб – тошнота, 140 Дб – 2 мин смертельно. Два сигнала высокочастотных с разницей 5 – 7 Гц. Полицейские при разгоне демонстраций. Буддийские монахи лечат.
2. Звуковая частота 16 – 16000 Гц – сейсмическая волна, АКШ.
3. Ультразвук 16 – 10^7 кГц – АК, САТ.
4. Гиперзвук более 10^7 кГц – медицина.

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.
 $\lambda_L > d_{скв}$. Резонанс лэмбовской волны $\lambda_L = 2 d_{скв}$. Рассчитывается необходимая частота излучения акустической волны для скважинного прибора АК из следующего уравнения:

$\lambda_L = V/f = 1500/30\ 000 = 5$ см. (для СПАК частота высокая 25 кГц, следовательно, лэмбовская волна не образуется).

$\lambda_L = V/f = 1500/5\ 000 = 30$ см. (для АКШ частота излучения от 3 кГц, следовательно, лэмбовская волна образуется). Волна L чувствительна к проницаемости.

4. Гидроволна – неинформативная волна.
5. Волны Стоунли и Рэлея не изучены.

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. 12).

Преобразование ВК в ФКД возможно только для быстродействующих телеизмерительных систем, пример преобразования ВК в ФКД в временном диапазоне 1500 микросекунд показан на рисунке 13.

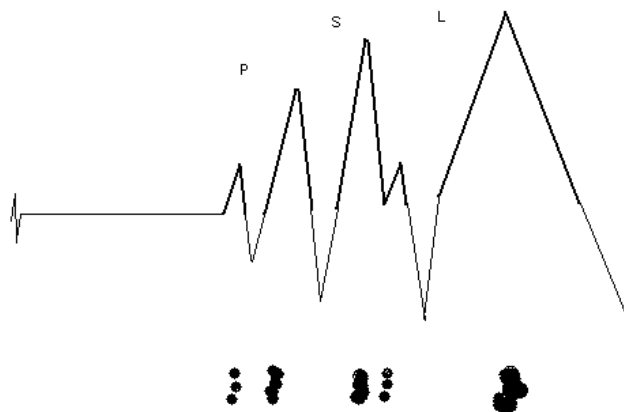


Рисунок 12 – Регистрация волновой картинки с помощью ФКД

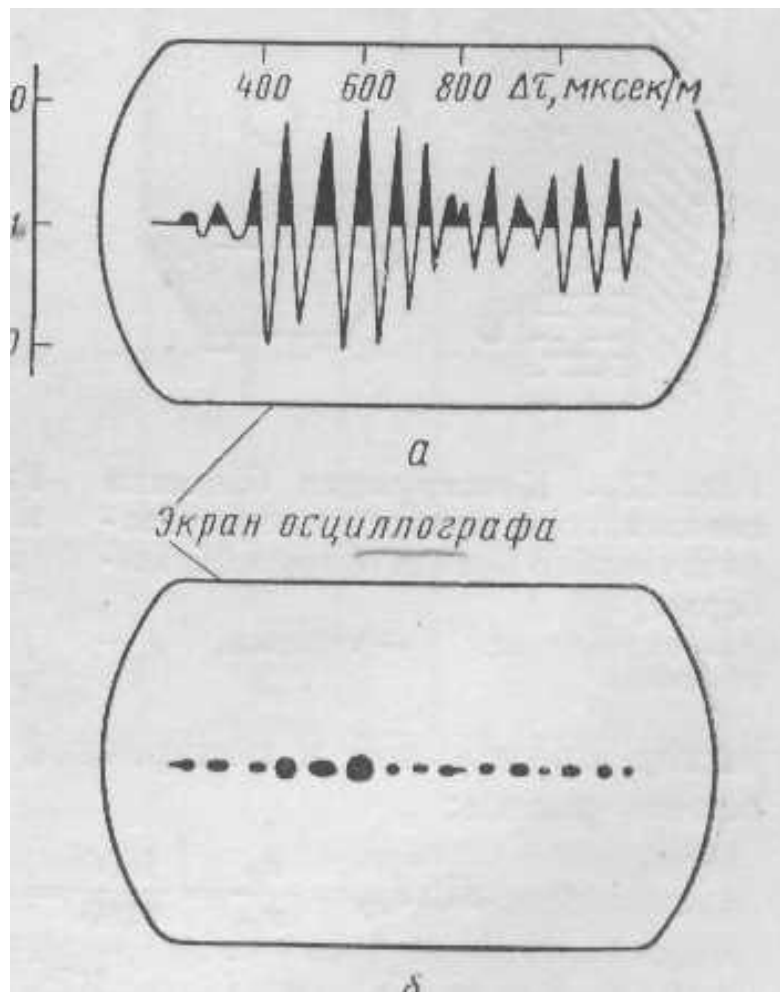
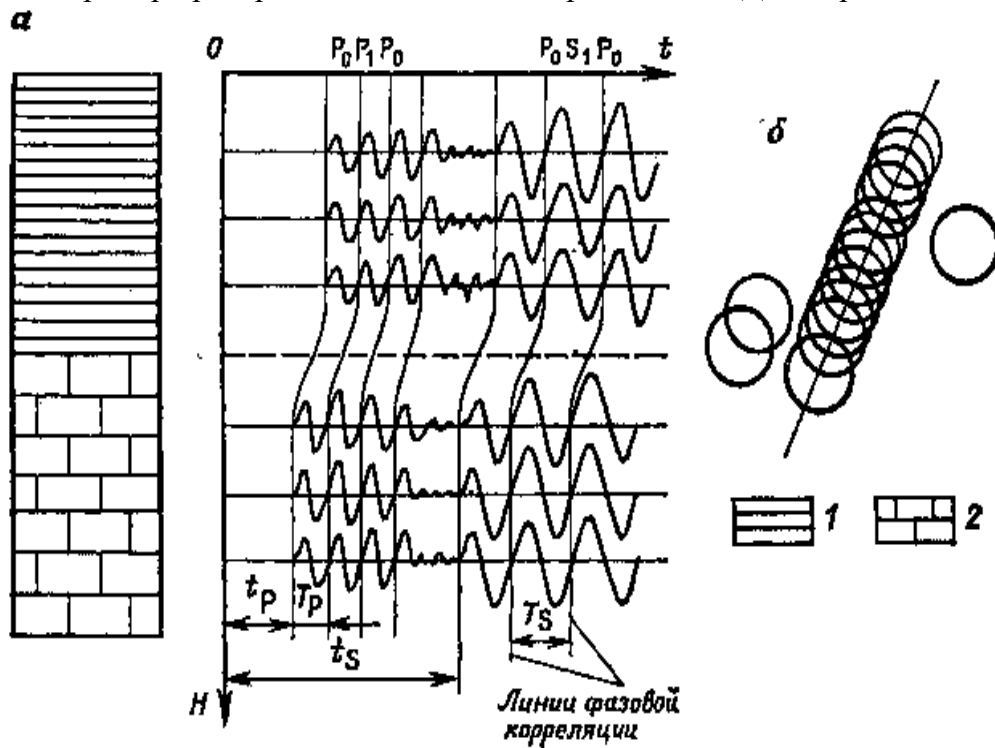


Рисунок 13 – Пример преобразования волновой картинки в ФКД на экране осциллографа



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.

Разновидности аппаратуры АК:

1. Только приемник – шумовой каротаж (ШК) диапазон 200 – 10 000 Гц.
2. Приемник и излучатель – акустический каротаж цементации (АКЦ).
3. Приемник и два излучателя, или наоборот – метод АК.
4. Четырехэлементный АК – прибор «ПАРУС» рудная геофизика, для компенсации перекосов прибора при каротаже.
5. Многозондовый, одиннадцать и больше излучателей и приемников – компенсированное влияние скважины.
6. Сам изучает и затем фиксирует волну скважинный акустический телевизор.

На АК оказывают влияние:

1. **Геологические параметры – литологический состав, пористость, насыщенность, проницаемость, глинистость.**
2. **Литология – чем больше плотность, тем больше скорость (см. таб. 3).**
3. **Пористость (см. формула 24).**
4. **Насыщенность.**
5. **Глинистость. Глинистость делится на два класса: скелетную и поровую, однако на поровую глинистость не воздействует давление, поэтому эта глинистость на АК не оказывает влияние.**

Чем больше частота излучаемой акустической волны f (или меньше λ), тем меньше радиус исследований.

При настройке панели устанавливается окно (на заводе изготовителе). Окно должно быть равно $3T$ (три первых периода). т.к. ведущая f для АК (СПАК – 6, УЗБА) примерно 25 кГц, то $T = 1/25 = 40$ мкс, поэтому окно $3T = 3 \times 40 = 120$ мкс.

Окно для волны L волны: $T = 1/3$ кГц = 333 мкс, отсюда $3T = 1000$ мкс.

Основные элементы прибора АК:

1. *Излучатель:* Излучатель изготавливается из магнитострикционных материалов: никеля, пермендюра, кобальта. Для получения собственной частоты 3 – 80 кГц, излучатель собирают из пластин толщиной 0,1 – 0,2 мм, общей мощностью 0,1 диаметра излучателя. При подаче тока на обмотки возбуждения (частотой = 25 Гц) возникает магнитострикционный эффект, вызывающий **ультразвуковые колебания**.

2. *Приемники:* в основном сферические, пустотелые пьезокерамические приемники.

3. *Изоляторы:* резиновые, фторопластовые, прорезиненные.

Обычно измерительный зонд прибора АК содержит один монополюсный излучатель упругих колебаний и два разнесенных на 0,5 м приемника.

В комплекс акустических исследований на отраженных волнах входят следующие модификации.

1. **Акустическая кавернометрия на частоте $f_0 = 200 - 500$ кГц. Измеряемый параметр $d_c = V_0 t$.**

2. **Акустическая профилометрия: акустическая кавернометрия с вращением луча.**

3. **Скважинное акустическое телевидение на частоте 1 – 2 МГц.**

4. **Акустическая цементометрия на отраженных волнах.**

Упругие константы (модули) являются важнейшими физико-механическими характеристиками горных пород, которые могут быть оценены по данным акустических исследований скважин. По скорости поперечной волны при известной плотности может быть определен *модуль сдвига*, по скорости продольной волны при известной плотности и модуле сдвига может быть определен *модуль всестороннего сжатия*, характеризующий отношение гидростатического давления к относительному изменению объема. По скоростям продольных и поперечных волн определяется *коэффициент Пуассона*:

$$\sigma = \frac{\delta d}{\delta l}, \quad (26)$$

где, δd – относительное сокращение
 δl – относительное удлинение

Важной энергетической характеристикой излучения является волновое сопротивление среды (или импеданс).

Убывание амплитуды и энергии волны за счет ее поглощения в объеме горных пород, т.е. *диссипация энергии*, вызывается различными неравновесными процессами, в частности неравновесным теплообменом между фазой сжатия и разрежения. Характеристикой убывания амплитуды или энергии волны в объеме среды является коэффициент поглощения a . Уменьшение амплитуды волны при распространении на длину волны оценивается безразмерным параметром - *декрементом поглощения*.

Уменьшение энергии волны по мере ее распространения в однородной среде кроме диссипации связано с расхождением энергии волны по фронту.

Диссипация энергии упругой волны в горных породах характеризуется *коэффициентом поглощения*, определяющим степень *ослабления волны при прохождении расстояния в единицу длины*.

Для характеристики ослабления волны в горных породах используют произведение коэффициента поглощения на длину волны, которое называется *декрементом поглощения*.

Большое практическое значение рассмотренных акустических характеристик состоит в том, что они являются основой для интерпретации данных акустических исследований в коллекторах нефти и газа. По зависимостям \dot{U} и a от плотности, коэффициента пористости, проницаемости, свойств матрицы, флюида, структуры пор, степени сцементированности зерен, типа цемента и т.д. разработан ряд алгоритмов интерпретации.

Акустические исследования скважин объединяют большое число различных модификаций, основанных на измерении характеристик головных волн $P_0P_1P_0$ волна давления (pressure) и $P_0S_1P_0$ волна сдвига (shiar), прямых гидроволн и трубных (поверхностных) волн типа Стоунли, Лэмба, Рэлея. Схема их возникновения и соответствующие волновые картины показаны на рисунке 14. Несмотря на различия в схемах акустических измерений и использующихся диапазонов частот, в основе разнообразных модификаций лежат общие закономерности распространения упругих волн в скважинах.

Прямая гидроволна. На оси скважины импульсный источник, находящийся в жидкости, возбуждает волну давления – прямую волну P_0 . Эта волна, распространяющаяся, со скоростью продольной волны в заполняющей скважину жидкости при большом зазоре между стенками прибора и скважины, называется гидроволной. Энергия и амплитуда гидроволны зависят от величины кольцевого зазора между прибором и стенками скважины. Как правило, $V_{\text{гидр}} = 1500 - 1700$ м/с.

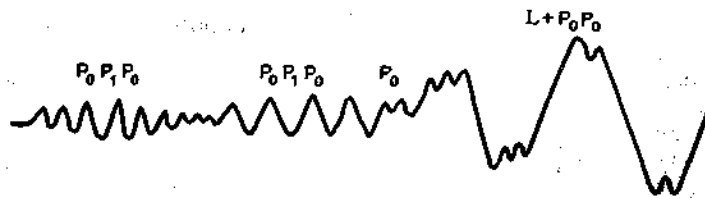


Рисунок 14 – Волновая картина акустического поля в скважине

Теоретические и экспериментальные исследования показывают, что гидроволна вырождается при увеличении отношения длины волны λ к величине зазора, т.е. при $\lambda/\Delta d > 1$.

Трубные и другие поверхностные волны. Трубные волны присущи только цилиндрической полости, заполненной жидкостью. Их характеристики определяются не только упругими свойствами жидкости, но и упругостью пород, слагающих стенки скважины. Частота трубной волны - самая низкая во всем волновом пакете.

В скважинах большого диаметра $\lambda/r_c < 1$ (т.е. при высоких частотах) стенка скважины становится как бы плоской, и скорость трубной волны увеличивается до скорости волны Стоунли, возникающей на плоской границе жидкости и твердого тела.

Возникновение волны Лэмба можно объяснить тем, что на низких частотах $\lambda/r_c \geq 1$. Скважина – узкая труба, обладающая следующими свойствами: какой бы излучатель не создавал гармоническое акустическое поле, на некотором расстоянии от излучателя будет распространяться одномерная волна с плоским фронтом, перпендикулярным стенкам скважины.

В породе радиальные колебания затухают на длине волны, радиальные смещения не велики, рассеяние энергии в породе минимально, поэтому волна Лэмба поверхностная и распространяется на большое расстояние. Если пласт проницаем, возникает продольная волна 2-го рода, что приводит к снижению амплитуды волны Лэмба, распространяющейся в толстостенной цилиндрической полости.

Наряду с волной Лэмба возникает волна рэлеевского типа, но она быстро затухает и ее невозможно обнаружить.

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. Все волноводы устанавливаются в шахту или трубный контейнер диаметром (0,6,0,8) м.

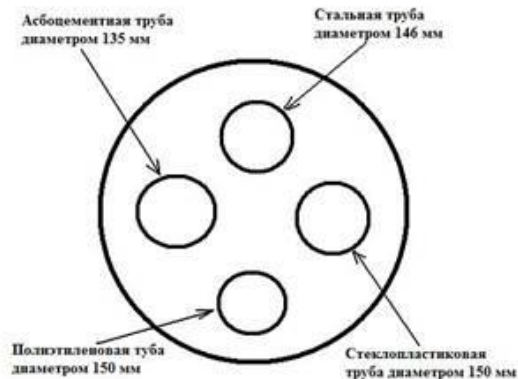


Схема и фото комплекта трубных волноводов для аппаратуры АК

ЛЕКЦИЯ № 4 МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН

4.1 Определение искривления ствола скважины

Пространственное положение оси скважины на какой-либо глубине определяется двумя величинами: углом δ – отклонением оси скважины от вертикали и углом φ отклонения ее по азимуту.

В большинстве случаев скважины проектируются вертикальными и их отклонения от вертикали допускаются в небольших пределах. В настоящее время широко применяется кустовое наклонно-направленное бурение, например с морских оснований, в пересеченных или заболоченных местностях, при разработке геологически сложнопостроенных залежей. В этих случаях контроль искривления скважины приобретает важное значение.

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. 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.

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.

Основными элементами указателя наклона является отвес с контактной стрелкой и реохорд. Плоскость качания отвеса всегда совпадает с главной плоскостью рамки. При измерении на заданной глубине магнитная стрелка и отвес после успокоения фиксируются переключающим устройством, состоящим из электромагнита и системы арретиров.

Разность потенциалов, возникающая на реохордах и пропорциональная углу и азимуту искривления скважины, фиксируется на поверхности с помощью мостовой компенсационной схемы. Отсчет производится по градуированной шкале пульта управления непосредственно в единицах угла и азимута.

4.2 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 распакеровки пластоиспытателей и башмака обсадных труб;
- 5) оценка объема затрубного пространства для определения необходимого количества цемента при тампонаже колонны и др. Кроме того, измерение диаметра обсадной колонны или насосно-компрессорных труб осуществляется при решении некоторых технических задач.

Для измерения диаметра скважины применяют скважинные приборы – каверномеры, для измерения профиля сечения – профилемеры.

Каверномеры и профилемеры представляют собой систему мерных рычагов (2, 3, 4, 6 шт.), связанных с измерительным устройством (датчиком), величина сигналов от которого через кабель передается на поверхность.

Каверномеры типа СКС. Имеют по четыре мерных рычага, скользящих по стенке скважины. Длинное плечо каждого из рычагов своим наружным концом под действием пружины постоянно прижимается к стенке скважины, а короткое плечо перемещает шток, связанный с ползунком реохорда. При перемещении штоков изменяется сопротивление реохорда, включенного по схеме потенциометра. Через реохорд во время измерений пропускается ток постоянной силы. Падение напряжения на участке сопротивления реохорда ΔU , пропорциональное расстоянию между концами мерных ножек, по одной из жил трехжильного кабеля передается на поверхность и там регистрируется.

Аппаратура СПР-1. Предназначена для точечного измерения восьми радиусов сечения ствола скважин, угол наклона которых не превышает 15° . При помощи СПР-1 определяются форма поперечного сечения скважины с привязкой ее по азимуту.

Каверномеры и профилемеры перед измерениями эталонируют с помощью калибровочных колец. По результатам эталонировки строят график зависимости измеряемого напряжения ΔU от величины раскрытия мерных рычагов (диаметра кольца).

Кроме перечисленных выше методов ГИС, для решения геологических и технических задач проводятся самостоятельно или дополнительно (сопутствуют) другие исследования, основанные на тех же принципах.

4.3 Определение удельного сопротивления жидкости и температуры в скважине

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 промысловой 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.

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. 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 7 суток.

В связи с проявлением тепловой инерции скважинных термометров (от 0,5 до 2 секунд для разных типов) скорость перемещения термометра должна быть минимальной.

Температурные измерения в скважине производят для решения как геологических задач, так и задач, связанных с изучением технического состояния скважин. Выбор способа измерения температурной кривой и масштаба ее регистрации определяется характером и детальностью решаемых задач.

Измерение абсолютных значений T (в $^{\circ}\text{C}$) в функции глубины и времени (обычная термометрия) производится для решения следующих задач: определения основных геотермических параметров (геотермального градиента, геотермической ступени и плотности теплового потока), тепловой характеристики пород (теплопроводности или теплового сопротивления, температуропроводности), изучения технического состояния скважин (высоты подъема цемента за колонной, наличия перетоков флюида в затрубном пространстве и мест его поступления в скважину, выявления интервалов поглощения жидкости или ее поступления из пласта в скважину в процессе бурения).

Для выявления небольших температурных аномалий, исчисляемых десятymi и сотыми долями градуса, применяются методы высокочувствительной термометрии. Высокочувствительная термометрия эффективно используется при определении зон закачки газа в подземные газохранилища, глубины закачанного под давлением цемента, местоположения продуктивного пласта и газонефтяного контакта, мест потерь и циркуляции в бурящейся скважине, зон гидроразрыва. Дальнейшее повышение чувствительности глубинных приборов даст возможность расширить круг задач, решаемых в нефтепромысловой геологии по температурным измерениям. Наиболее важными вопросами являются выделение пластов по их тепловым характеристикам и определение характера нефтегазонасыщенности.

Измерение температуры по стволу скважины производится в целях измерения: естественного теплового поля Земли; местных (локальных) тепловых полей, наблюдаемых в скважине в процессе бурения и эксплуатации; искусственных тепловых полей, вызванных наличием в скважине промывочной жидкости и цементного раствора в затрубном пространстве.

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).

Коэффициент теплопроводности χ показывает количество тепла в килокалориях, которое проходит за 1 час через породу сечением 1 м^2 , высотой в один метр при разности температур 1°C и выражается в *ккал/м час град*. В промышленной геофизике обычно пользуются величиной обратной теплопроводности – удельным сопротивлением породы ε , выражающимся в *м час град/ккал*.

Многочисленными исследованиями тепловых свойств горных пород установлено, что тепловое сопротивление понижается с увеличением плотности пород. Поэтому изверженные и метаморфические породы имеют меньшее сопротивление, чем осадочные песчано-глинистые и главным образом глинистые отложения.

Вследствие возрастания плотности горных пород с глубиной закономерно уменьшается в этом направлении тепловое сопротивление и геотермический градиент.

Гидрохимические осадки (каменная соль, ангидрид, сильвин) имеют пониженное тепловое сопротивление, что способствует их выявлению в разрезе.

Тепловое сопротивление сухих или газоносных пород в несколько раз больше, чем сопротивление этих же пород, насыщенных водой. С увеличением проницаемости пород, насыщенных водой, тепловое сопротивление их уменьшается. Это вызвано дополнительным переносом тепла конвекцией, увеличивающей проводимость тепла. Замещение в породе воды нефтью незначительно повышает тепловое сопротивление породы. Однако такое изменение сопротивления при существующей технике измерения температуры не отмечается на термокаротажной кривой и не имеет практического значения.

Тепловое сопротивление металлов мало по сравнению с тепловым сопротивлением горных пород, в частности, тепловое сопротивление железа в 40–80 раз меньше теплового сопротивления глин. Этим объясняется возможность изучения тепловых свойств горных пород через обсаженную колонну.

С увеличением температуры тепловое сопротивление твердых частиц горных пород возрастает, тепловое же сопротивление жидкости, заполняющей поры породы, уменьшается.

Под влиянием двух противоположно направленных явлений общее тепловое сопротивление горных пород незначительно изменяется от температуры и в пределах колебания температур, встречающихся в скважине (до 150°C), почти не сказывается на величине теплового сопротивления пород.

Тепловое сопротивление зависит также от слоистости горных пород, а именно в направлении, перпендикулярном напластованию, тепловое сопротивление выше, чем в направлении напластования. Это явление известно под названием тепловой анизотропии.

Понижение теплового сопротивления по напластованию связано с циркуляцией вод в этом направлении и дополнительным благодаря этому переносом тепла конвекцией.

Этим же объясняется понижение геотермического градиента над сводами складок, содержащих мощные пакки проницаемых песков, в которых циркулирует вода.

Под удельной теплоемкостью c понимают количество тепла (*в ккал*), необходимое для нагрева 1 кг данного вещества на 1°C и выражают в *ккал/кг град*.

Теплоемкость горных пород изменяется в относительно небольших пределах, практически между $0,15 - 0,24 \text{ ккал/кг град}$. С увеличением влажности удельная теплоемкость пород несколько возрастает.

Коэффициент температуропроводности α выражает изменение температуры единицы объема породы за единицу времени, т. е. характеризует скорость распространения изменений температуры по пласту.

Коэффициент температуропроводности α является комплексным параметром, представляющим собой отношение коэффициента теплопроводности χ к произведению теплоемкости c на плотность среды ($\alpha = \chi / c\sigma$), и выражается в *м²/час*.

Наибольшее влияние на температуропроводность породы оказывает удельное тепловое сопротивление, так как теплоемкость и плотность пород изменяются мало. Наименьшая скорость изменения температуры – в глинах, в карбонатных породах эта скорость увеличивается; наибольшая скорость изменения температуры характерна для песчаных образований. Слоистость горных пород сказывается на характере температуропроводности; температуропроводность вдоль напластования выше, чем в направлении, перпендикулярном напластованию.

Для изучения геологического разреза скважин при помощи термокаротажа используют метод естественного теплового поля (термокаротаж по тепловому сопротивлению), метод искусственного теплового поля (термокаротаж по температуропроводности), изучение местных тепловых полей (эффект охлаждения).

Интенсивность и распространение тепловых полей зависят от термических свойств, геометрических форм и размеров исследуемых сред.

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

Удельная теплопроводность характеризует свойство среды передавать тепловую энергию ее молекул. Удельное тепловое сопротивление – величина, обратная удельной теплопроводности. Для различных горных пород и полезных ископаемых тепловое сопротивление варьирует в широких пределах – от тысячных долей до десятков метр-кельвин на ватт. Оно понижается с увеличением плотности, влажности, проницаемости породы, повышается при замещении в поровом пространстве воды нефтью, газом или воздухом и зависит от слоистости пород (тепловая анизотропия).

Удельная теплоемкость характеризует свойство среды изменять свою температуру. Для большей части горных пород и полезных ископаемых коэффициент удельной теплоемкости изменяется в относительно небольших пределах – от 580 до 2090 Дж/(кг·К).

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

В распределении естественного теплового поля существенное значение имеет удельное тепловое сопротивление, а при изучении нестационарных тепловых процессов, при анализе искусственных тепловых полей в скважинах – удельная теплоемкость и температуропроводность горных пород. Дифференциация горных пород и полезных ископаемых по термическим свойствам лежит в основе применимости термометрических методов для изучения геологических разрезов скважин, а тепловая анизотропия горных пород обеспечивает возможность решения тектонических задач.

Метод естественного теплового поля. Естественное тепловое поле измеряют для определения геотермического градиента в скважине и в редких случаях для изучения геологического разреза.

Многочисленными наблюдениями установлено, что температура первых 10–30 м земной коры подвержена периодическим (суточным и годовым) колебаниям, связанным с изменением интенсивности солнечного излучения.

Ниже этой границы с увеличением глубины скважин наблюдается постепенное возрастание температуры.

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

За величину геотермического градиента принимают изменения температуры земли в °С на 100 м глубины. Геотермический градиент рассчитывают по формуле:

$$\Gamma_{100} = 100 \frac{t_2 - t_1}{h_2 - h_1} [\times 100], \quad (27)$$

где t_1 и t_2 – температуры пород в °С, замеренные на глубинах h_1 и h_2 .

Разность глубин, соответствующая увеличению температуры на 1 °С, носит название геотермической ступени и обозначается через G :

$$G = \frac{h_2 - h_1}{t_2 - t_1}. \quad (28)$$

Геотермический градиент $\Gamma = q\epsilon$ пропорционален тепловому сопротивлению породы ϵ , отражающему литологические особенности горных пород, слагающих разрезы скважин; q – плотность теплового потока. Этим объясняется изменение значений геотермического градиента при пересечении скважиной различных пород, которое отмечается изменением угла наклона термограммы по отношению к вертикали. При постоянной q диаграммы геотермического градиента можно рассматривать как диаграммы теплового сопротивления.

По геотермограмме можно отметить, что нарастание температур в известняках, алевролитах и песчаниках происходит медленнее, чем в глинах; против глин наблюдается большой угол отклонения геотермограммы от вертикали, чем против известняков и песчаных образований. Чем выше естественная температурная кривая, тем больше значение геотермического градиента.

По величине геотермического градиента можно судить о величине удельного теплового сопротивления, а следовательно, в общих чертах и о геологических свойствах пластов.

Геотермический градиент (ступень) по методу естественного теплового поля определяют в условиях установившегося теплового режима в скважине.

Время для получения установившегося температурного режима в скважине зависит от разности первоначальных температур глинистого раствора и окружающих пород и диаметра скважины. С увеличением разности температур и диаметра скважины возрастает и необходимое время простоя скважины.

Геотермический градиент (ступень) района определяют в настоящее время в простаивающих (законсервированных) скважинных. Во избежание перемешивания раствора температуру замеряют при спуске термометра.

Изучение местных тепловых полей. В нефтепромысловой геофизике наибольший практический интерес представляют тепловые поля в газоносных и нефтеносных породах. Эти поля связаны с процессом выделения газа, протекающим в пласте при вскрытии и разработке нефтяных и газовых залежей.

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.

Таким образом, в некоторых случаях газоносные или нефтегазоносные пласты отмечаются на температурной кривой понижением температуры.

Для термокаротажа по эффекту охлаждения температурные замеры можно производить сразу после прекращения циркуляции раствора или после получения в скважине установившегося теплового режима.

Если эффект охлаждения не отмечается ни в том, ни в другом случае, то рекомендуется понизить уровень жидкости в скважине, чтобы вызвать выделение газа. Понижение уровня жидкости в скважинах, вскрывших продуктивный пласт, во избежание выброса следует производить очень осторожно.

В некоторых случаях температурные аномалии на кривой могут быть обновлены циркулирующими в пласте водами, имеющими повышенную или пониженную температуру по сравнению с температурой бурового раствора. Выделение таких пластов представляет интерес при проведении гидрогеологических исследований.

Результаты температурных исследований представляются в виде диаграммы температур вдоль ствола скважины с прилагаемой к ней объяснительной запиской, в

которой указывается: назначение проведенных замеров, характер подготовки скважины, продолжительность циркуляции раствора в скважине (продолжительность промывки) перед замером, время нахождения скважины в покое до замера (при определении температуры пород и геотермической ступени), температура входящего и выходящего раствора в процессе циркуляции жидкости (промывки скважины), состояние скважины при замере (спокойное, переливание, газирование), находилась ли скважина в бурении, в консервации или после изоляционных работ, указания о поглощающих или отдающих пластах и глубины их залегания, сведения о конструкции скважины.

Метод искусственного теплового поля. Основным условие проведения термокаротажа по методу искусственного теплового поля является наличие в скважине неустановившегося теплового режима. Искусственное тепловое поле может быть создано в скважине при заполнении скважины глинистым раствором, температура которого отлична от температуры окружающих пород, и при экзотермической реакции схватывания цемента.

При заполнении скважины охлажденным или нагретым раствором после прекращения циркуляции глинистый раствор начнет воспринимать температуру окружающей среды. В связи с тем, что различные горные породы обладают разной теплопроводностью, скорость восприятия глинистым раствором температуры окружающих пластов будет различной для различных пород.

Известно, что пески обладают большей теплопроводностью, чем глины. Поэтому получение на температурной кривой повышенной температуры при охлажденном растворе в скважине или пониженной при подогретом растворе позволяет выделить на этом интервале песчаный пласт. По полученным температурным кривым удастся выделить пласты с большей или меньшей теплопроводностью.

Проведению температурных исследований предшествует тщательная промывка скважины глинистым раствором. В связи с возрастанием температуры пород с глубиной температура глинистого раствора может превышать температуру окружающих пород в верхних слоях земной коры и оставаться ниже ее в нижних слоях, имеющих более высокую температуру. Естественно, что на некоторой глубине температуры глинистого раствора и окружающих пород окажутся равными (точка температурного равновесия). При двух-трех-кратном измерении температуры в скважине точка температурного равновесия обнаруживается пересечением кривых.

Вблизи точки температурного равновесия наблюдается уменьшение амплитуды аномалии. Выше точки температурного равновесия происходит остывание раствора, и пласт с высокой теплопроводностью отмечается отрицательной аномалией, а ниже этой точки такой же пласт отмечается положительной аномалией.

Для получения отчетливых результатов необходимо, чтобы температура жидкости в скважине значительно отличалась от температуры окружающих пород (10 – 20 °С) и была однородной по стволу скважины.

После подготовки скважины производят контрольный замер для определения однородности температуры. Последующие замеры производят через некоторое оптимальное время, по истечении которого наблюдается наибольшая дифференциация термограммы. Наиболее четкие результаты получаются через 4 – 12 часов для скважин диаметром 7 ¾"; 6 – 24 часа для скважин диаметром 9 ¾"; 8 – 36 часов для скважин диаметром 11 ¾" и 12 – 48 часов для 14 ¾". С увеличением времени покоя скважины происходит постепенное увеличение наклона кривой и приближение температурной кривой к кривой, характеризующей установившийся режим и отражающее изменение геотермического градиента данной площади. Одновременно с этим происходит и затухание температурных аномалий, вызванных различной теплопроводностью пород, слагающих разрез.

Наращение амплитуд температурных аномалий наблюдается при перемещении вверх и вниз от точки температурного равновесия.

Изменение диаметра скважины, связанное с образованием каверн против глинистых и солевых пластов, влияет определенным образом на величину температурных аномалий против этих пластов. На участках увеличенного диаметра скважины процессы охлаждения или нагревания протекают медленнее по сравнению с участками, где диаметр скважин соответствует диаметру долота. Поэтому увеличение диаметра скважины в глинистых пластах приводит к искусственному дополнительному снижению теплопроводности кривой. В пластах каменной соли, обладающей высокой теплопроводностью, увеличение диаметра приводит к уменьшению температурной аномалии и сглаживанию кривой, а иногда при больших кавернах и к обращению знака аномалии.

Изменение искусственного теплового поля изучают иногда в скважинах, где выполнялся цементаж обсадной колонны. На интервале цементного кольца породы и раствор подогревается вследствие экзотермической реакции схватывания цемента. Оптимальным временем для проведения замера температуры следует считать 12–30 часов после окончания цементаж. Если температура цемента окажется выше температуры окружающей среды (что характерно для глубин до 2000 м), то более теплопроводные породы (например, водоносные пески) будут отмечаться на кривой пониженными температурами. Породы с меньшей теплопроводностью (глины, карбонатные породы) отмечаются на кривой зонами повышенных температур.

В районах с большим геотермическим градиентом (Северный Кавказ, Центральное Предкавказье) температура пород на большой глубине высока и повышение температуры, вызываемое цементом, сравнительно не велико. В связи с этим на больших глубинах (свыше 2000 м), несмотря на выделение тепла цементом, температура скважины ниже температуры пород, и на температурной кривой наблюдается обратная картина: водонасыщенные пески с высокой теплопроводностью отмечаются положительными температурными аномалиями, а глины, обладающие низкой теплопроводностью, отмечаются понижением температуры.

Неравномерность толщины цементного кольца, связанная с увеличением диаметра скважины против глинистых, солевых пластов и проникновением цемента в пласт вызывает повышение температур и затрудняет интерпретацию температурной кривой.

Использование метода искусственного теплового поля для определения литологического разреза, вскрываемого скважиной, требует длительной задержки скважины и проведения большого числа замеров.

Полученные аномалии против пластов различной проводимости оказываются чаще всего расплывчатой формы, не способствующей четкому выделению границ различных пластов. Поэтому метод искусственного теплового поля применяется крайне редко и только в опытным порядке.

Исключением является изучение изменения искусственного поля при определении высоты подъема цемента. Температурную кривую при этом получают попутно, не затрачивая специального времени. Между тем полученная кривая в ряде случаев может оказать существенную помощь при расчленении разреза и уточнении литологических свойств пласта.

Определение местоположения цемента в затрубном пространстве. Определение местоположения цемента в затрубном пространстве по данным термических исследований основано на фиксировании тепла, выделяющегося при твердении цемента в процессе экзотермической реакции. Метод позволяет установить верхнюю границу цементного кольца и наличие цемента в затрубном пространстве.

Величина температурной аномалии у верхней границы цементного кольца определяется:

- физико-химическими свойствами цемента и его количеством в данном интервале;

- временем, прошедшим с момента схватывания цемента до начала измерений;
- геологическими и тектоническими условиями проведения тампонажных работ.

Цементы различных марок отличаются неодинаковыми временами твердения, количеством выделяющегося тепла и максимальной температурой. Максимальные температуры при экзотермической реакции наблюдаются в интервале 6 – 16 ч после окончания заливки цемента, а наибольшие температурные аномалии можно зафиксировать в промежутке времени от 6 до 24 часов. Чем больше цемента участвует в реакции, тем значительнее тепловой эффект.

Сильная дифференциация температурной кривой в интервале нахождения цемента обусловлена литологическими особенностями и кавернозностью разреза. Как правило, песчаным породам соответствуют пониженные температурные аномалии, глинистым – повышенные. Песчаные породы, имеющие наименьшее тепловое сопротивление, значительно быстрее отдают тепло в окружающую среду, чем глины, тепловое сопротивление которых выше. Кроме того, в глинистых породах чаще всего образуются каверны, в которых скапливается значительное количество цемента.

Температурные измерения долгое время были единственным методом контроля качества цементирования обсадных колонн. Затвердение цементного раствора – реакция экзотермическая. Время, по истечении которого цементный раствор достигает максимальной температуры, зависит от типа и качества цемента и обычно составляет 8 – 16 ч. Тепло, выделяемое цементным раствором, вносит изменения в тепловое поле скважины, и эти изменения могут быть зафиксированы.

При благоприятных условиях на термограмме, зарегистрированной через 12 – 36 ч после окончания заливки цемента, наличие цемента за колонной, а также его верхняя граница подъема устанавливаются достаточно четко по увеличению температуры по стволу скважины.

Определение зон поглощения промывочной жидкости в процессе бурения. Частичная или полная потеря циркуляции промывочной жидкости в процессе бурения может вызвать серьезные осложнения. Быстрое определение местоположения поглощения жидкости и принятие оперативных мер по восстановлению полной ее циркуляции – необходимое условие нормального бурения скважины. В зависимости от конкретных условий, наличия технических средств и имеющегося опыта применяют те или другие способы определения интервалов поглощения промывочной жидкости. Обычно для этого используются скважинные резистивиметры, электротермометры, каверномеры.

В случае применения резистивиметра в скважину вводят порцию жидкости с удельным сопротивлением, отличающимся от сопротивления промывочной жидкости, имеющейся в скважине. После этого проводят серию последовательных замеров, прослеживая резистивиметром перемещение границы раздела двух жидкостей. Очевидно, что ниже поглощающего интервала эта граница наблюдаться не будет.

При использовании скважинного термометра в скважину доливают порцию жидкости, отличающейся от имеющейся в скважине жидкости по температуре. Картина осложняется, когда имеется несколько интервалов поглощения.

В некоторых случаях для выделения зон потери циркуляции используются метод активированной жидкости, гидродинамические и некоторые другие методы.

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. Простейшие прихватоопределители (ПО) представляют собой приборы, аналогичные локатору муфт, но без постоянных магнитов.

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 отмечают 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.

Недостатком данного метода является то, что свободные участки ниже интервала прихвата не фиксируются (так как механическая нагрузка до них не доходит). После установления места прихвата инструмента принимаются меры по его освобождению (восстановление циркуляции перфорацией труб в зоне прихвата, встряхивание, раскручивание, обрыв инструмента и др.)

ЛЕКЦИЯ №5 ВЫДЕЛЕНИЕ В РАЗРЕЗЕ КОЛЛЕКТОРОВ

5.1 Метод временных замеров кажущихся сопротивлений и метод двух растворов

В коллекторах со сложным поровым пространством процесс образования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости происходит в течение длительного времени. Путем сопоставления двух диаграмм, зарегистрированных фокусированным зондом (метод БК) через какой-то промежуток времени, устанавливаются участки расхождения между первым и вторым замерами, наличие которых говорит о протекающих в этих интервалах процессах, связанных с изменением зоны проникновения во времени, что характерно для коллектора.

Необходимыми условиями проведения такого рода работы являются:

- 1) выполнение первого замера сразу же после вскрытия пласта бурением;
- 2) правильное определение интервала времени между замерами;
- 3) соблюдение постоянства условий и режимов измерений.

Метод двух растворов заключается в том, что между первым и вторым замерами удельного сопротивления пород заполняющую скважину жидкость заменяют другой, с большей или меньшей минерализацией либо с большей или меньшей плотностью. Например, техническую воду, на которой бурилась скважина, заменяют глинистым раствором большого удельного веса.

Метод эффективно используется для выделения в разрезе трещинных коллекторов. В некоторых случаях порция заменяющей жидкости продавливается в скважину, а следовательно, и в пласт-коллектор с помощью цементируемых агрегатов.

Изменение удельного сопротивления зоны проникновения может быть достигнуто и за счет снижения уровня жидкости в скважине. В этом случае пластовый флюид замещает проникший в пласт фильтрат промывочной жидкости и сопротивление зоны проникновения изменяется.

5.2 Метод «каротаж – воздействие – каротаж»

В этом методе после измерения геофизических характеристик пласта в скважину опускается пластоиспытатель на трубах, создается депрессия и вызывается приток пластового флюида, замещающего в зоне проникновения фильтрат промывочной жидкости. После подъема испытательного инструмента выполняется повторное исследование геофизическими методами. Коллекторы выделяются по расхождению геофизических характеристик.

К сложным случаям относится однозначное разделение проницаемых пластов по принципу «коллектор - неколлектор» при минимальной их пористости, особенно для сложнопостроенных объектов: трещинных, порово-трещинных, кавернозно-трещинных и сильно глинистых коллекторов. Достаточно эффективным методом при этом является испытание перспективных интервалов трубными испытателями пластов с определением таких параметров, как пластовое давление и гидропроводность. Проведение работ с испытателем пластов позволяет исследовать пласт на различных режимах и оценить его фильтрационные свойства в динамике (коэффициент продуктивности). Наличие коллектора может быть установлено также по результатам испытаний нескольких интервалов за один рейс с помощью многоциклового испытательного инструмента. На рис. показан пример испытания семи интервалов с шагом испытания, равным 5,4 м. Как видно, первые четыре интервала относятся к коллекторам.

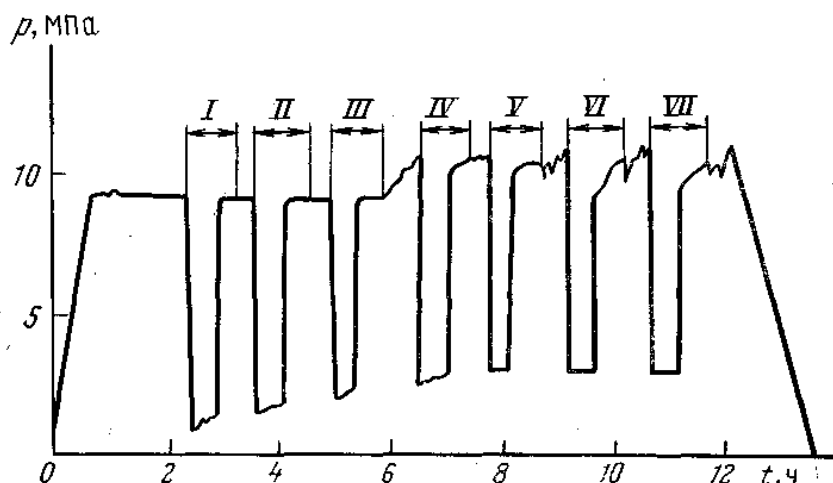
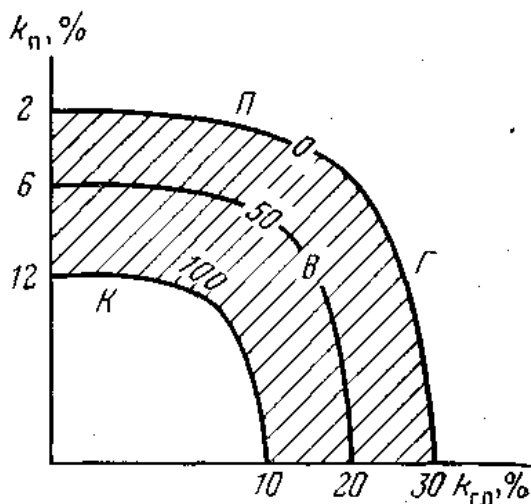


Рисунок 15 – Пример испытания семи интервалов за один рейс ИПТ

Одновременно установлен и характер их насыщения: из всех четырех интервалов получена пластовая вода. Кривая восстановления давления в остальных трех интервалах также позволяет отнести их к коллекторам, хотя они и оказались бесприточными. Для этих интервалов необходимы дополнительные исследования характера насыщения и фильтрационных свойств.

Геофизическими работами, предшествующими испытаниям в открытом стволе скважины, выделяются коллекторы во вскрытом бурением разрезе с учетом нижнего предела пористости, обеспечивающего приток жидкости из пласта. Для этой цели используются специальные графики (рис. нижний), построенные для различных геологических комплексов на основании результатов геофизических исследований и испытательных работ с помощью ИПТ в открытом стволе скважины. На графике имеются четыре зоны: зона К, где вероятность получения промышленного притока достигает 100% (в случае определения характера насыщения по данным ГИС проведение ИПТ необязательно); зона П — вероятность получения притока равна нулю (неколлектор), зона Г — глинистые отложения, где наличие коллекторов практически исключается, зона В — зона неоднозначности.



Заштрихована зона неопределенности «коллектор—неколлектор» с вероятностью получения притока 0—100%. П — плотные породы; Г — глинистые породы; К — коллекторы;

В — переходная зона «коллектор — неколлектор», $k_{гл}$ — коэффициент глинистости

Рисунок 16 – Сопоставление геофизических характеристик и результатов испытания

пластов в открытом стволе скважины.

По своим коллекторским свойствам зоны П и Г не представляют интереса для работы с ИПТ, однако в отдельных случаях при получении положительных характеристик по данным ГИС (газовый каротаж, акустический каротаж по затуханию и др.) возникает необходимость в исследованиях с ИПТ.

Зона В – это зона неоднозначности с вероятностью выделения коллекторов в диапазоне от 0 до 100%. Очевидно, что все пласты, которые по значениям k_n попадают в эту зону, подлежат исследованию ИПТ в открытом стволе скважины во избежание пропуска продуктивных пластов.

По результатам сопоставления значений пористости и глинистости, полученных при геофизических исследованиях, с данными испытаний пластов в открытом стволе и в колонне могут быть построены графики, подобные показанному на рис, которые облегчают оценку вероятности притока при известных значениях пористости и глинистости коллектора.

ЛЕКЦИЯ №6 ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ СО СПУЩЕННОЙ ОБСАДНОЙ КОЛОННОЙ

6.1 Изучение технического состояния скважин обсаженных колоннами

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.

Термометрические измерения. Цементный раствор в процессе его изготовления поглощает тепло, а во время затвердения выделяет тепло, которое передается в окружающую среду. В этот период в тех местах, где за колонной присутствует цементная масса, отмечается более высокая температура. В зависимости от свойств цемента и скважинных условий замер температуры проводят через 5 - 40 ч после его закачки в затрубное пространство. По прошествии этого времени температура цемента становится равной температуре окружающей среды.

На рис. 17 показана термограмма, снятая для контроля качества тампонажных работ совместно с кавернограммой и диаграммами электрического и радиоактивного каротажа. По термограмме в большинстве случаев удается определить высоту подъема цементного раствора, а также установить места отсутствия цемента.

Радиометрические измерения. Наличие цемента в кольцевом пространстве можно определить, если цементный раствор предварительно «активировать» с помощью радиоактивных изотопов. Полученную затем диаграмму ГК (рис. 17) сопоставляют с такой же диаграммой, снятой до заливки активированного цемента; различия интенсивности гамма-излучения между первым и вторым измерениями указывают на места сосредоточения активированного цемента. Во избежание «загрязнения» скважины используются изотопы с очень малым периодом полураспада (например, радиоактивные изотопы йода).

Метод рассеянного гамма-излучения. Если принять влияние элементов скважины постоянным, то изменение интенсивности рассеянного гамма-излучения в основном будет обусловлено плотностью среды затрубного пространства. Плотность цемента равна примерно 2 г/см^3 , плотность промывочной жидкости $1 - 1,5 \text{ г/см}^3$, т. е. разность плотностей цемента и жидкости, заполняющей скважину, может измениться от $0,5$ до 1 г/см^3 . По разности плотностей цемента и жидкости определяют высоту подъема цемента за колонной и качество цементирования обсадной колонны.

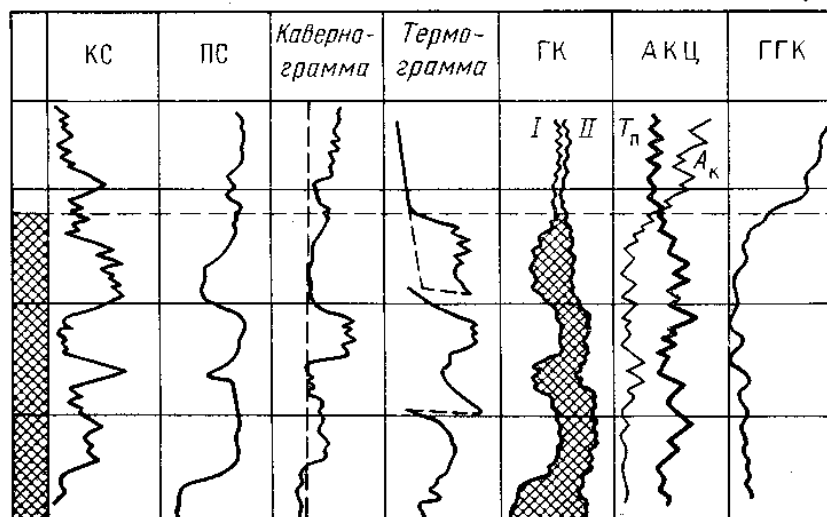


Рисунок 17 – Определение уровня подъема цемента в кольцевом пространстве

Измерение цементомером ЦМТУ. Этот цементомер имеет один источник гамма-излучения и три индикатора, расположенных под углом 120° и разделенных друг от друга свинцовыми экранами. Центрирующее устройство обеспечивает движение прибора по оси обсадной колонны.

Если затрубное пространство заполнено цементом и обсадные трубы расположены в скважине концентрично, то все три индикатора зарегистрируют одинаковую интенсивность рассеянного гамма-излучения. Более высокие показания будут наблюдаться выше интервала распределения цемента за трубами, а также там, где цемент за колонной отсутствует. Нарушения симметрии распределения цемента за колонной из-за эксцентриситета обсадных труб или изменения плотности цемента обуславливают различные показания ГТК в разных каналах. Кривые ГТК, зарегистрированные одновременно тремя каналами, позволяют определить местоположение интервалов с односторонней заливкой цемента, наличие в цементном камне каверн, т. е. в первом приближении оценить качество тампонажных работ.

В случае применения тяжелых глинистых растворов или легких цементов, когда их плотности близки, метод рассеянного гамма-излучения малоэффективен. Кроме того, он является объемным методом, в связи с чем наличие тонких трещин в цементном камне, а также степень сцепления цемента с обсадными трубами и горными породами на интенсивность измеряемого рассеянного гамма-излучения не влияют.

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 послышки импульса излучателем. 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_{II} по породе.

Совместное рассмотрение кривых A_k и T_{II} 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. 17).

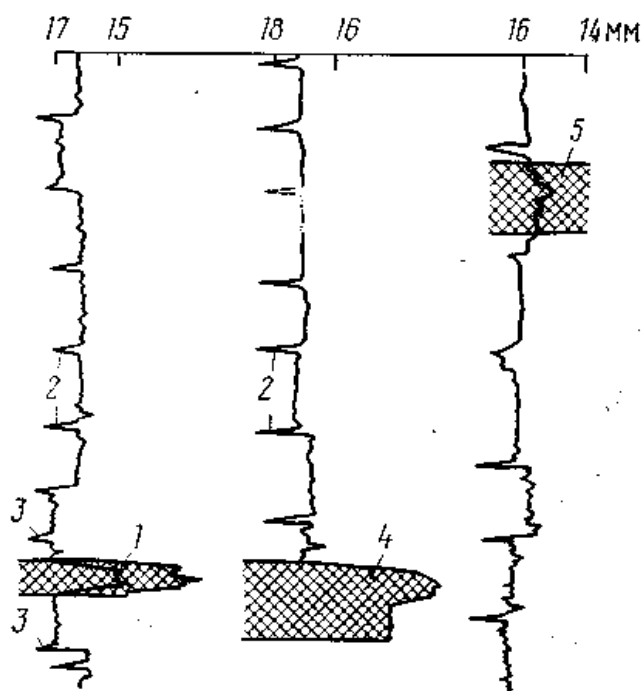
Выявление дефектов колонны. Место нарушения герметичности обсадных труб обычно определяют с помощью скважинных резистивиметров, электротермометров и расходомеров. Сообщаемость пластов вблизи зоны повреждения надежно устанавливается

методом радиоактивных изотопов по кривым ГК, измеренным до и после закачки радиоактивной жидкости в скважину.

Толщина стенки обсадных труб со временем изменяется из-за коррозии. Толщиномеры позволяют осуществить дистанционное измерение толщины обсадных труб. При детальном исследовании затрубного пространства дефектомерами и цементомерами сведения о толщине стенок труб необходимы для учета влияния ее на результаты измерений. Для определения толщины стенки труб используют гамма-толщиномер.

Гамма-толщиномер представляет собой небольшого размера зонд (7-9 см) с фокусировкой потока гамма-квантов. Прибор обладает высокой чувствительностью к изменению толщины обсадных труб. Источником мягкого гамма-излучения служит изотоп тулия. Зонд толщиномера входит в комплексный прибор дефектомер - толщиномер (СГДТ) и позволяет определять толщину стенки обсадных труб с точностью $\pm 0,5$ мм.

Толщиномер иногда применяют с калибромером, служащим, для измерения внутреннего диаметра колонны. На рис. приведены диаграммы, показывающие возможность использования толщиномера для контроля технического состояния обсадных труб.



1 – интервал перфорации; 2 – соединительные муфты; 3 – центрирующие фонари;
4 – порыв колонны; 5 – интервал коррозионного износа

Рисунок 18 – Диаграммы гамма-толщиномера

ЛЕКЦИЯ №7 КОНТРОЛЬ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

7.1 Механическая расходомерия

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

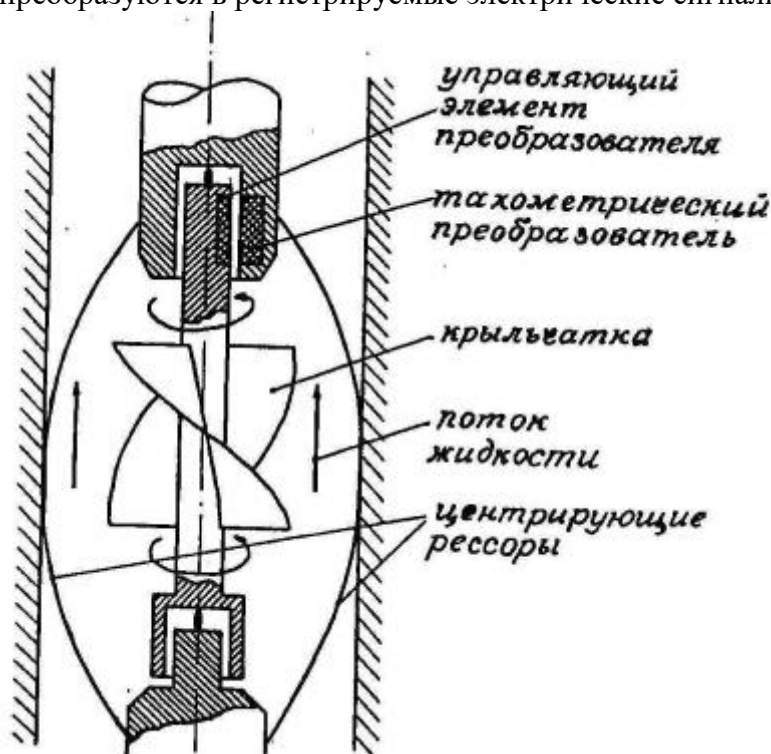
Применяют как основной метод для:

- выделения интервалов притоков в добывающих и интервалов приёмности в нагнетательных скважинах;
- оценки профилей притока и приёмности 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 механических расходомеров является многолопастная турбинка или заторможенная турбинка на струне. Обороты вращения первой и угол поворота второй преобразуются в регистрируемые электрические сигналы.



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

Калибровку механического расходомера проводят в единицах скорости потока или массы потока. Градуировочная зависимость связывает частоту f вращения турбинки (Гц, имп/мин) со скоростью v потока жидкости (газа) в скважине: $v = kf + b$, где k -

аппаратурный коэффициент, b - пороговая чувствительность. По скорости потока v рассчитывают объёмный расход жидкости, в $\text{м}^3/\text{сут}$, или газа, в $\text{тыс.н.м}^3/\text{сут}$.

Калибровку выполняют на специальном гидродинамическом стенде.

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

Регистрацию данных проводят в непрерывном («на протяжке») и в поточечном («по точкам») режимах.

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

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

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

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

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

7.2 Термокондуктивная расходометрия

Термокондуктивная расходометрия 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. Характеристика преобразования термоанемометра нелинейна и близка к экспоненциальной, поэтому его чувствительность падает с увеличением скорости потока.

Измеряемая величина — электрическое сопротивление (температура, частота), единица измерения — Ом ($^{\circ}\text{C}$, Гц).

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

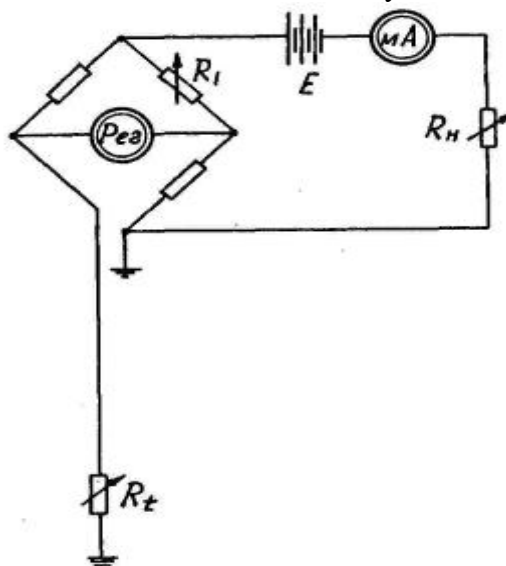
- для выделения интервалов притоков или приёмности перфорированных пластов в исследуемый интервал включают эти и прилегающие пласты;
- негерметичность обсадной колонны устанавливают в неперфорированных интервалах ниже НКТ;
- для выявления перетоков по стволу скважины между перфорированными пластами измерения проводят в остановленной скважине в процессе и после восстановления давления.

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.



7.3 Индукционная резистивиметрия

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. Объёмный виток индукционной связи образуется через жидкость, находящуюся вокруг датчика.

Требования, предъявляемые к индукционным резистивиметрам:

- диапазон измерения удельной электрической проводимости - 0,1-30 См/м;
- основная относительная погрешность — не более $\pm 5\%$;
- погрешность от изменений температуры - не более $\pm 0,5\%$ на 10°C .

Первичную и периодические калибровки выполняют с помощью эталонировочного устройства, изготовленного в виде цилиндрического сосуда диаметром более 150 мм. Измерения выполняют в трёх водных растворах хлористого натрия, проводимость которых находится в диапазонах 0,1-0,3; 1-3; 20-30 См/м. Сами растворы аттестуют прямыми измерениями электрической проводимости лабораторным кондуктомером с погрешностью не более $\pm 0,5\%$. Результатом калибровки являются градуировочные зависимости показаний прибора от удельной электрической проводимости (См/м) и минерализации воды (г/л).

Источником погрешностей измерений удельной электрической проводимости является нелинейность чувствительности резистивиметра к температуре и напряжению питания.

Непрерывные измерения выполняют на спуске в интервалах перфорированных пластов с перекрытием на 20 м прилегающих к ним участков, повторное измерение — по всей длине исследуемого интервала.

Скорость проведения каротажа — 400-600 м/ч.

Дискретность записи данных по глубине — 0,2 м.

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. Объёмный виток индукционной связи образуется через жидкость, находящуюся вокруг датчика.

Требования, предъявляемые к индукционным резистивиметрам:

- диапазон измерения удельной электрической проводимости - 0,1-30 См/м;
- основная относительная погрешность — не более $\pm 5\%$;
- погрешность от изменений температуры - не более $\pm 0,5\%$ на 10°C .

Первичную и периодические калибровки выполняют с помощью эталонировочного устройства, изготовленного в виде цилиндрического сосуда диаметром более 150 мм. Измерения выполняют в трёх водных растворах хлористого натрия, проводимость

которых находится в диапазонах 0,1-0,3; 1-3; 20-30 См/м. Сами растворы аттестуют прямыми измерениями электрической проводимости лабораторным кондуктомером с погрешностью не более $\pm 0,5$ %. Результатом калибровки являются градуировочные зависимости показаний прибора от удельной электрической проводимости (См/м) и минерализации воды (г/л).

Источником погрешностей измерений удельной электрической проводимости является нелинейность чувствительности резистивиметра к температуре и напряжению питания.

Непрерывные измерения выполняют на спуске в интервалах перфорированных пластов с перекрытием на 20 м прилегающих к ним участков, повторное измерение — по всей длине исследуемого интервала.

Скорость проведения каротажа – 400-600 м/ч.

Дискретность записи данных по глубине – 0,2 м.

Исследования считаются качественными, если показания индукционного резистивиметра на ВНР и в зумпфе, заполненном водой, коррелируются с данными других методов изучения состава смеси, а также с данными термодобитомера.

При записи в гидрофильной смеси (эмульсия типа «нефть в воде») диаграмма изрезана хаотическими флуктуациями в виде частых выбросов в сторону уменьшения проводимости относительно основной величины, определяемой удельной проводимостью воды S_v (б).

Диаграмма резистивиметра позволяет разделить два режима течения нефти в гидрофильной смеси:

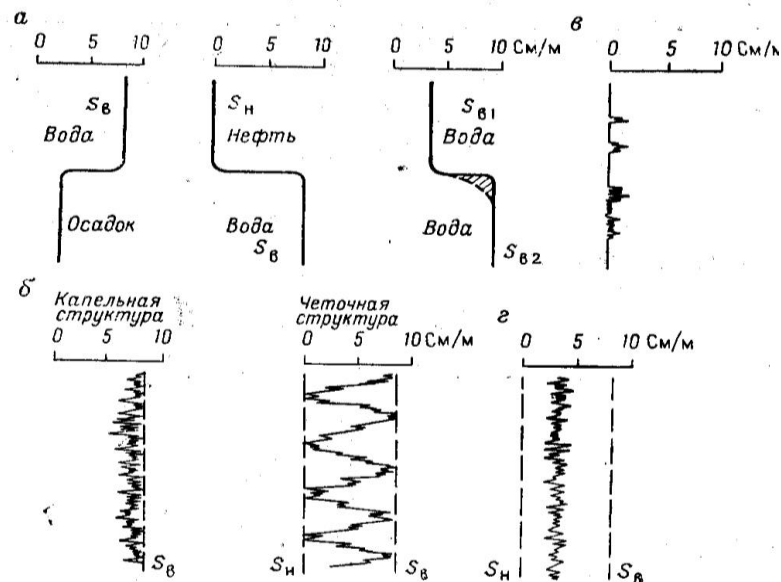
- капельный
- четочный.

В отличие от капельного режима течения нефти, характеризующегося относительно небольшой величиной флуктуаций, четочный режим характеризуется резкими изменениями показаний (в виде пачек) от значений удельной проводимости воды до нуля S_n .

При записи в гидрофобной смеси (эмульсия типа «вода в нефти») на диаграмме отмечаются преимущественно нулевые значения удельной проводимости, на фоне которых могут возникать случайные увеличения значений проводимости среды (в).

В области переходного течения (от гидрофильной к гидрофобной смеси) диаграмма имеет вид изрезанной кривой со средним значением удельной проводимости, промежуточным между проводимостью нефти и воды (г).

На диаграммах индукционного резистивиметра находят отражение: 1. приток воды в гидрофильную смесь с минерализацией, отличающейся от минерализации воды в колонне; 2. притоки воды или нефти, вызывающие изменение типа смеси в колонне (переход гидрофильной смеси к гидрофобной, и наоборот); 3. притоки в гидрофильную смесь, изменяющие структуру потока (переход от течения гомогенной жидкости к течению смеси «нефть-вода», от капельного режима движения нефти к четочному и т.д.); 4. струйные притоки воды в гидрофобную смесь и струйные притоки нефти в гидрофильную смесь.



$S_{в}$, $S_{н}$ – электропроводность воды и нефти

Типовые формы диаграмм индукционного резистивиметра

7.4 Диэлькометрическая влагометрия

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

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.

Ограничения метода связаны с влиянием на показания влагометрии структуры многофазного потока (существенные погрешности при разделённых структурах — кольцевой, пробковой) и с экспоненциальной формой градуировочной зависимости датчиков. При объёмном содержании воды в продукции свыше 40-60 % метод практически не реагирует на дальнейшие изменения влагосодержания.

Скважинные влагомеры представляют собой LC или RC-генераторы, в колебательный контур которых включен измерительный конденсатор проточного типа. Между обкладками конденсатора протекает водонефтяная, газоводяная или многокомпонентная смесь, изменяющая ёмкость датчика с последующим преобразованием изменения ёмкости в сигналы разной частоты.

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

Пакерный влагомер должен удовлетворять следующим требованиям:

- фиксировать притоки нефти в гидрофильную водонефтяную смесь и обнаруживать обводнённость нефти в скважинах с дебитом менее $100 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- нестабильность работы в течение 6 ч не должна превышать $\pm 1 \%$;
- погрешность определения содержания воды в равномерно смешанной гидрофобной водонефтяной смеси не должна превышать $\pm 3 \%$.

Первичную и периодические калибровки выполняют и эталонировочном устройстве, содержащем дисперсные водонефтяные смеси (эмульсии) с объёмным содержанием воды от 0 до 100 %, через каждые 10 %. Результатом калибровки является градуировочная зависимость относительного разностного параметра $f = (f_{в} - f_{см}) / (f_{в} -$

f_H) от процентного содержания воды в дисперсной смеси, где f_{CM} , f_B , f_H — показания прибора в водонефтяной смеси, в воде и нефти. Калибровку в газоводяных смесях не проводят из-за сложности эталонировочного устройства.

Полевую калибровку проводят с помощью генератора стандартных сигналов.

Не допускается линейная аппроксимация градуировочной зависимости влагомера в полном динамическом диапазоне (0-100 %).

При калибровке учитывают изменения показаний прибора в зависимости от температуры среды, так как при изменении температуры от 20 до 100°C относительная диэлектрическая проницаемость воды изменяется от 81 до 55.

Исследование интервала включает непрерывные и точечные измерения.

Для пакерных влагомеров непрерывные измерения выполняют с закрытым пакером при спуске прибора, точечные — при подъёме прибора, полностью открывая пакер. При перемещении прибора с точки на точку пакер прикрывают.

Непрерывные измерения выполняют в интервалах перфорированных пластов или предполагаемой не герметичности обсадной колонны, распространяя их на 20 м вниз и вверх исследуемого интервала.

Повторное измерение выполняют в том же интервале.

Скорость каротажа при общих исследованиях — не более 1000 м/ч, при детальных — 300 м/ч, дискретность записи данных по глубине 0,2; 0,1 и 0,05 м.

Точечные измерения выполняют в тех же точках, что и измерения расходомером, включая также аномальные участки, выделенные по результатам непрерывных измерений влагомером. На каждой точке проводят не менее трёх измерений с последующим расчётом среднего значения.

Первичная обработка включает расчёт до данным непрерывных и точечных измерений профиля объёмного содержания воды в стволе скважины с использованием градуировочной зависимости без учёта температурной поправки и поправок за структуру потока.

Результаты измерений представляют в виде исходных кривых (точечных показаний), а результаты первичной обработки — в виде отредактированных влагограмм.

7.5 Барометрия

Барометрия 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 якоря 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 барометрии 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).

7.6 Скважинные термометры

Для измерения температуры в скважинах применяют максимальный ртутный термометр, 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 скважинном приборе помещается электронный RC-генератор G , период колебаний которого пропорционален сопротивлению резистора R_t , выполняющего роль чувствительного элемента. Поскольку это сопротивление практически линейно изменяется от температуры, период колебаний генератора также связан линейной зависимостью с измеряемой температурой. Переменный ток с выхода генератора по кабелю передается на поверхность и специальной схемой-периодометром P преобразуется в напряжение, пропорциональное температуре. Это напряжение поступает в каротажный регистратор РК для записи кривой температуры.

Резисторы являющиеся чувствительными элементами термометра - низкоомные медные резисторы. Для калибровки термометра в частотоподающую цепь включаются пары резисторов сопротивления которых равны сопротивлению чувствительного элемента при температуре 20 и 100° С (получаются стандарт-сигналы 20 и 100° С).

Для улучшения изоляции жгут пропитан лаком, а для уменьшения тепловой инерции трубка заполнена кремнийорганической жидкостью. Снаружи чувствительный элемент защищен фонарем.

Естественное тепловое поле измеряют для определения геотермического градиента в скважине и в редких случаях для изучения геологического разреза.

Многочисленными наблюдениями установлено, что температура первых 10—30 м земной коры подвержена периодическим (суточным и годовым) колебаниям, связанным с изменением интенсивности солнечного излучения.

Ниже этой границы с увеличением глубины скважин наблюдается постепенное возрастание температуры.

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

За величину геотермического градиента принимают изменения температуры земли в °С на 100 м глубины. Разность глубин, соответствующая увеличению температуры на 1° С, носит название геотермической ступени и обозначается через G .

Геотермический градиент G пропорционален тепловому сопротивлению породы, отражающему литологические особенности горных пород, слагающих разрезы скважин;

Этим объясняется изменение значений геотермического градиента при пересечении скважиной различных пород, которое отмечается изменением угла наклона термограммы по отношению к вертикали (рис. 20).

Из приведенной геотермограммы видно, что нарастание температур в известняках, алевролитах и песчаниках происходит медленнее, чем в глинах; против глин наблюдается больший угол отклонения геотермограммы от вертикали, чем против известняков и песчаных образований. Чем выше естественная температурная кривая, тем больше значение геотермического градиента.

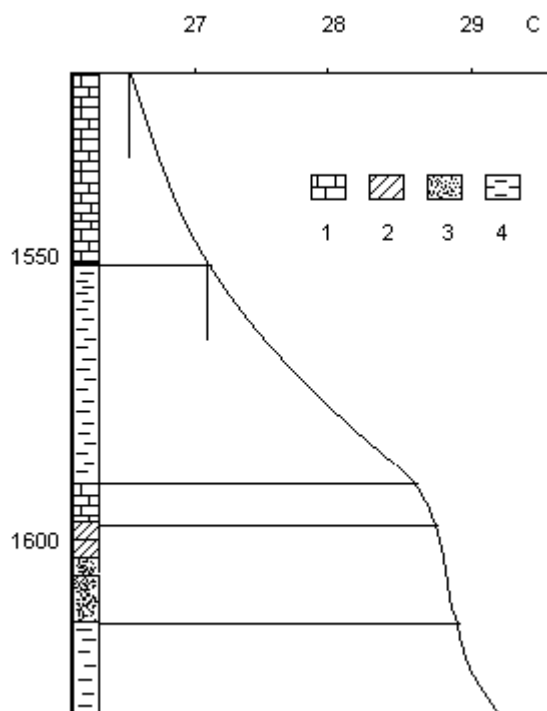
По величине геотермического градиента можно судить о величине удельного теплового сопротивления, а следовательно, в общих чертах и о геологических свойствах пластов.

Геотермический градиент (ступень) по методу естественного теплового поля определяют в условиях установившегося теплового режима в скважине.

Время для получения установившегося температурного режима в скважине зависит от разности первоначальных температур глинистого раствора и окружающих пород и диаметра скважины. С увеличением разности температур и диаметра скважины возрастает и необходимое время простоя скважины.

Геотермический градиент (ступень) района определяют в настоящее время в простаивающих (законсервированных) скважинах. Во избежание перемешивания раствора температуру замеряют при спуске термометра.

Геотермическая ступень для различных районов меняется в широких пределах; для районов Кавказа геотермическая ступень колеблется в пределах 10 – 50 м, а в районах Баку нередко превышает 100 м.



1- известняк; 2- алевролит; 3- песчаник; 4- глина

Рисунок 20 – Термограмма

7.7 Гамма-гамма-плотнометрия

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).

Ограничения заключаются в сильной зависимости показаний от состава многофазной продукции и структуры потока флюида в стволе скважины.

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

Плотномер должен удовлетворять следующим требованиям:

- диапазон измерения плотности – 0,7-1,2 г/см³ с погрешностью не более $\pm 0,01$ г/см³;

- обладать пакером (2) для исследования низкодебитных нефтяных скважин.

Первичную и периодические калибровки выполняют на моделях скважин, заполненных флюидом с разной плотностью, построением градуировочной зависимости

$J_X/J_B = f(\sigma_X, \sigma_B)$, где J_X, J_B - показания в флюиде с плотностью σ_X и в пресной воде σ_B , плотность которой равна 1 г/см³.

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

Расхождения основного и повторного измерений не должны превышать $\pm 3\%$.

При неустойчивом режиме работы скважины (пульсирующий, с разделёнными структурами многофазного потока) воспроизводимость измерений проверяют по записи в зумпфе скважины.

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.

Содержание нефти и воды в смеси определяют, исходя из соотношения:

$\sigma_{см} = \sigma_{в}k_{в} + \sigma_{н}(1-k_{в})$, где $\sigma_{см}$, $\sigma_{в}$, $\sigma_{н}$ - плотность смеси, воды и нефти соответственно, $k_{в}$ – относительное содержание воды в жидкости.

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

7.8 Акустическая шумометрия

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

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

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

Чувствительным элементом акустической шумометрии является пьезоэлектрический преобразователь (гидрофон), расположенный в отдельном модуле сборки «притока-состава» или конструктивно совмещённый с одним из приёмников акустической цементометрии (в последнем случае измерения проводят отдельной спускоподъёмной операцией при выключенном излучателе).

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

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

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

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

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

7.9 Магнитные локаторы муфт и прихватоопределитель

Магнитные локаторы служат для измерения магнитного поля внутри колонны обсадных труб. При записи кривой изменения этого магнитного поля по стволу скважины получают отметки, определяющие местоположение муфтовых и замковых соединений

труб, магнитных меток на трубах и нарушений в колонне (разрывы, утолщения и т. п.). По кривой магнитного локатора можно установить перфоратор, торпеду или другой аппарат против нужной точки разреза скважины, отсчитываемой от соответствующего муфтового (замкового) соединения.

Локатор муфт состоит из скважинного прибора 1 и наземного пульта 2, соединенных двухпроводной линией одножильного бронированного кабеля.

Скважинный прибор содержит многослойную катушку датчик Др с железным сердечником и два постоянных магнита ПМ, которые размещены с обоих концов катушки и одноименными полюсами соприкасаются с торцами ее сердечника. Вся магнитная система жестко закреплена в герметичном кожухе из немагнитной стали.

Постоянные магниты ПМ создают в катушке и вокруг нее постоянное намагничивающее поле. Это поле остается неизменным, если в окружающей среде (трубе) не имеется существенных изменений. Когда магнитное сопротивление среды изменяется (в муфтах, замках, утолщениях, разрывах труб), магнитное поле катушки тоже изменяется (ослабевает или усиливается), и в ней возникает ЭДС индукции, ток которой передается по кабелю в измерительную и регистрирующую аппаратуру на поверхности.

Поперечные перемещения локатора в трубе (удаление и приближение к ее стенкам) не вызывают ЭДС в катушке, так как в локаторах применена дифференциальная магнитная система, на полюсах которой создаются две равные, но противоположные по знаку ЭДС

Магнитные локаторы применяют отдельно и совместно со скважинными приборами радиоактивного каротажа, перфораторами и торпедами.

Магнитный локатор муфт ЛР для приборов радиоактивного каротажа

Указанный локатор позволяет проводить в обсаженной скважине одновременную запись кривых радиоактивного каротажа и локатора муфт.

Одновременная запись кривых радиоактивного каротажа и локатора муфт позволяет привязывать муфтовые и замковые соединения обсадной колонны к разрезу скважины, полученному при исследованиях в необсаженной скважине, и подготавливать тем самым более точную привязку интервала перфорации к геологическому разрезу.

Магнитный локатор муфт ЛП для перфораторов

Этот локатор позволяет при совместной работе с перфоратором следить за движением аппарата в скважине и устанавливать перфоратор на требуемой глубине по муфтовым соединениям обсадной колонны.

Скважинный прибор 1 локатора включает катушку-датчик Др и газовый разрядник Л1, помещенные в корпус из немагнитной стали, который жестко связан с корпусом перфоратора.

Газовый разрядник Л1 в скважинном приборе при измерениях с локатором не зажигается, и запальная цепь перфоратора не шунтирует импульсы локатора. Для отстрела перфоратора в запальную цепь необходимо подать постоянный ток высокого напряжения порядка 300 – 350 В, который из-за высокого сопротивления катушки локатора поступает непосредственно на газовый разрядник и зажигает его, подключая к источнику питания запальную цепь и обеспечивая отстрел перфоратора.

Простейший локатор муфт (рис. 21) 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.

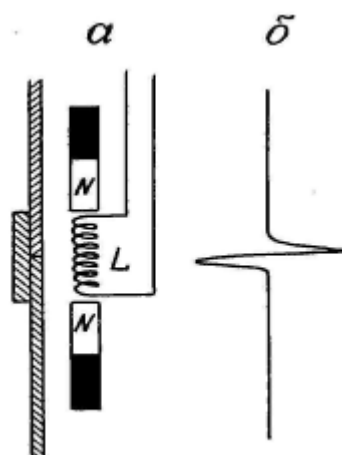
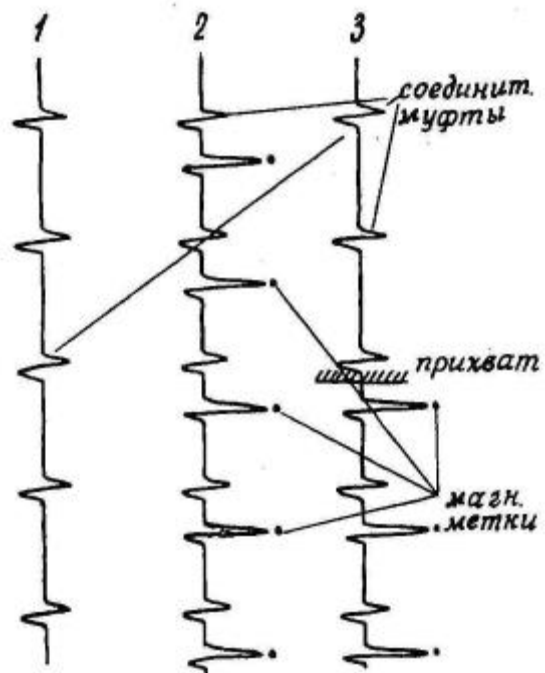


Рисунок 21 – Устройство простейшего локатора муфт (а) и вид диаграммы локатора (б)

На выводах катушки появляется двуполярный импульс напряжения (рис. 21 б), который и регистрируется на поверхности. Амплитуда сигнала достаточно велика, так что никаких усилителей здесь не требуется. Локатор реагирует и на некоторые повреждения ОК - трещины, перфорационные отверстия. Диаграммы ЛМ используют для точной привязки интервалов перфорации. Муфты служат реперами. Их положение увязывают с маркирующими горизонтами обычных каротажных диаграмм необсаженных скважин путем совместной записи диаграмм ГК и ЛМ. Затем глубину спуска перфораторов проверяют по муфтам колонны. Обычное расстояние между соединительными муфтами - около 10 м. Определение мест прихвата ОК осуществляют с помощью приборов, называемых прихватоопределителями. Эти приборы используют изменение магнитных свойств ОК, связанное с ее механическим напряжением. Как известно, выше прихвата напряжение меньше; (здесь трубы как бы опираются на породу), чем под ним. Прихватоопределители так же, как и локатор муфт, содержат катушку индуктивности и пару постоянных магнитов, магнитный поток которых замыкается через стенку колонны и пересекает витки катушки индуктивности.

Положение "прихвата" можно определить и с помощью прихватоопределителя. Методика таких работ поясняется рис. 22.

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



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