

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФГБОУ ВО «СГУ имени Н.Г.Чернышевского»**

Головин Б.А., Головин К.Б., Калининкова М.В.

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ
(КРАТКИЙ КУРС ЛЕКЦИЙ)**

*Учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению
подготовки бакалавриата 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки
«Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»*

САРАТОВ – 2018

УДК 550.83(075)

Авторы:

Головин Б.А., Головин К.Б., Калининкова М.В.

Геофизические исследования и работы в скважинах (краткий курс лекций): учебное пособие для студентов направления подготовки бакалавриата 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин» / авторы Головин Б.А., Головин К.Б., Калининкова М.В. (электронная библиотека СГУ, www.sgu.ru, Саратов, Россия). - 36 с.

Учебное пособие «Геофизические исследования и работы в скважинах (краткий курс лекций)» предназначено для иностранных студентов геологического факультета Саратовского государственного университета имени Н.Г. Чернышевского, обучающихся по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин».

В учебном пособии рассмотрены методы геофизических исследований скважин (ГИС) входящие в общие обязательные комплексы геофизических исследований по всему разрезу необсаженных скважин для решения геологических и технических задач. В пособии кратко изложены теоретические основы, аппаратура и принципы геофизической и геологической интерпретации методов ГИС.

Рекомендуют к печати:

УНК геологического факультета СГУ
кафедра геофизики СГУ

© Б.А. Головин,
К.Б. Головин,
М.В. Калининкова,
2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|-----|
| Предисловие..... | 4с |
| Лекция 1. Скважина как объект геофизических исследований..... | 6с |
| Лекция 2. Кавернометрия (КВ)..... | 10с |
| Лекция 3. Каротаж сопротивления (КС)..... | 12с |
| Лекция 4. Метод естественной самополяризации (ПС)..... | 15с |
| Лекция 5 . Микрокартаж..... | 19с |
| Лекция 6. Боковой картаж..... | 21с |
| Лекция 7. Гамма – картаж..... | 25с |
| Лекция 8. Нейтронные методы исследования скважин..... | 27с |
| Лекция 9. Акустический картаж..... | 30с |
| Лекция 10. Выделение пластов - коллекторов и определение характера их насыщения..... | 33с |
| Список литературы..... | 36с |

Предисловие

В Саратовском государственном университете имени Н.Г. Чернышевского курс «Геофизические исследования и работы в скважинах» в учебном плане располагается в вариативной части Блока 1 «Дисциплины». Целями освоения дисциплины «Геофизические исследования и работы в скважинах» является изучение студентами методики, аппаратуры, основ теории и принципов интерпретации электрических, радиометрических, акустических и др. геофизических методов исследования нефтяных и газовых скважин; а также методов технического состояния скважин, перфорации и контроля разработки нефтегазовых месторождений.

В результате освоения дисциплины обучающийся должен знать: физико-теоретические основы методов геофизических исследований скважин; основы строительства скважин и принципы контроля за ее техническим состоянием; принципы проведения скважинных измерений различными методами ГИС; приемы ручной и автоматизированной интерпретации каротажных диаграмм.

Должен уметь: проводить геофизическую и геологическую интерпретацию диаграмм различных методов ГИРС; изучать и учитывать мешающие факторы регистрации параметров; контролировать и оценивать качество получаемых материалов; определять физические и геологические параметры разреза; обрабатывать и интерпретировать каротажные диаграммы; работать с диаграммами каждого метода, правильно выделять границы пластов, вводить необходимые поправки с этой целью уметь пользоваться палетками и формулами.

А так же владеть: методами обработки данных комплекса ГИС.

В результате освоения дисциплины «Геофизические исследования и работы в скважинах» обучающийся должен приобрести следующие универсальные и профессиональные компетенции:

а) общекультурные (ОК): способность к самоорганизации и самообразованию (ОК-7);

б) общепрофессиональные (ОПК): способность осуществлять поиск, хранение, обработку и анализ информации из различных источников и баз данных, представлять ее в требуемом формате с использованием информационных, компьютерных и сетевых технологий (ОПК-1); способность владеть основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации, работать с компьютером как средством управления информацией (ОПК-4);

в) профессиональные (ПК): способность осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья (ПК-2); способность эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья (ПК-3); готовность решать технические задачи по предотвращению и ликвидации осложнений и аварийных ситуаций при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых

скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья (ПК-13);

Учебное пособие составлено в соответствии с рабочей программой дисциплины «Геофизические исследования и работы в скважинах», составленной в Саратовском государственном университете имени Н.Г. Чернышевского.

В настоящем пособии авторы постарались максимально сжато и концентрированно изложить, первый раздел курса, направленный на изучение методов геофизических исследований скважин (ГИС) входящих в общие обязательные комплексы геофизических исследований по всему разрезу не обсаженных скважин для решения геологических и технических задач.

САРАТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н. Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО

Лекция 1. Скважина как объект геофизических исследований

Геофизические исследования и работы в скважинах (ГИРС), включают в себя изучение естественных и искусственных физических полей во внутрискважинном, околоскважинном и межскважинном пространствах, геолого-технологические исследования в процессе бурения, а также работы, связанные с вторичным вскрытием продуктивных пластов перфорацией и интенсификацией притоков.[10]

Геофизические исследования в скважинах (ГИС) являются частью ГИРС, составляя их основной объем. Геофизические исследования скважин (ГИС) — это совокупность физических методов, предназначенных для изучения горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах. Геофизические исследования, предназначенные для изучения горных пород, непосредственно примыкающих к стволу скважины, называют каротажем, совокупность методов каротажа, применяемых в нефтегазовых скважинах — промысловой геофизикой.

В основе любого метода скважинной геофизики лежит регистрация параметров соответствующего поля, несущего информацию не только физических свойствах горных пород, но и об условиях измерения, таких как температура и давление в скважине, ее диаметр, свойства промывочной жидкости и т.п. Поэтому измеряемый геофизический параметр (электрическое сопротивление, потенциал самопроизвольной поляризации, естественная радиоактивность и др.) не является истинным, характерным для естественного залегания горных пород. Для того чтобы получить значение истинного физического параметра необходимо внести поправки в регистрируемый, что составляет смысл геофизической интерпретации данных каротажа.

Скважина – это горная, цилиндрическая выработка, дна которой много больше ее диаметра. Скважина оказывает существенное влияние на специфику геофизических методов и технологию их проведения.

По своему назначению скважины делятся на: опорные, поисковые, разведочные, эксплуатационные, инженерные, гидрогеологические.

Однако с точки зрения ГИС решающее значение имеет технология их проводки.

По **технологии проводки** скважины можно разделить на четыре группы:

1. «сухие» — пробуренные без промывочной жидкости (ПЖ);
2. пробуренные на воде;
3. пробуренные на нефилтрующих и непроводящих электрический ток (известково-битумных) ПЖ;
4. пробуренные на водных фильтрующих (глинистых) ПЖ.

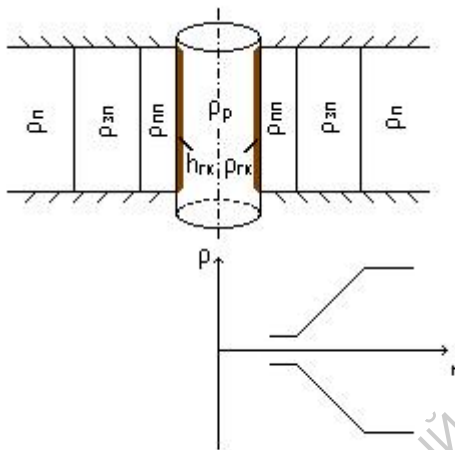
Влияние скважины на горные породы состоит в следующем:

- усложняет структуру изучаемых физических полей;
- нарушает условия залегания горных пород (изменяет геостатическое давление и температуру, приводит к перераспределению напряжений).
- приводит к образованию микротрещиноватости в прочных породах и размыву с образованием каверн — в рыхлых, трещиноватых, растворимых породах.

Что бы избежать, неконтролируемый выброс пластовых флюидов давление промывочной жидкости (ПЖ) в скважине поддерживают несколько выше пластового. В результате чего возникает фильтрация бурового раствора в проницаемые пласты (пласты-коллекторы).

Физические свойства в коллекторе значительно изменяются, как показано на рисунке 1:

1. против пластов-коллекторов на стенке скважины образуется глинистая корка;
2. вблизи стенки скважины поры наиболее сильно промыты фильтратом БР – зона промытого пласта (ПП);
3. проникая в породу, фильтрат БР смешивается с пластовой жидкостью – зона проникновения (ЗП);
4. неизменная часть пласта – в этой зоне свойства коллектора сохраняются такими же, как и до вскрытия.



ρ_p – удельное сопротивление неизменённой части пласта

Неоднородность пласта в радиальном направлении называется радиальной характеристикой среды – r_{cp} .

$\rho_{zp} < \rho_p$ – нефтенасыщенный пласт

$\rho_{zp} > \rho_p$ – водонасыщенный пласт

Зона промытого пласта (ПП) - она непосредственно примыкает к стенке скважины. Эта зона полностью промыта фильтратом бурового раствора. Сопротивление этой зоны обозначается $\rho_{пп}$ и имеет диаметр несколько сантиметров.

Зона проникновения (ЗП). В этой зоне фильтрат бурового раствора смешивается и флюидом, находящимся в пласте. Сопротивление этой зоны обозначается $\rho_{зп}$. Диаметр зоны от десятков до сотен сантиметров.

Границы промытой зоны и зоны проникновения имеют неярко выраженный характер.

Неизменная часть пласта. Сопротивление этой зоны обозначается ρ_p .

Изменение сопротивлений пласта $\rho_{пп}$, $\rho_{зп}$, ρ_p по радиусу от стенки скважины называется радиальной характеристикой зонда (r_{cp}).

При изучении характера насыщения пласта-коллектора, количественной оценке его нефтегазоносности и фильтрационно-емкостных характеристик, зона проникновения является серьезным осложняющим фактором, однако сам факт ее существования говорит о том, что данный пласт коллектор.

Схема проведения каротажа

Схема установки для геофизических исследований скважин показана на рисунке 2. К кабелю 2, намотанному на барабан лебедки подъемника 6, подсоединяется скважинный прибор 1, в котором находятся датчики и электронные узлы. Прибор опускают в скважину через направляющий блок 4 и блок-баланс 3. Выполняя грузонесущие функции, кабель 2 служит также для подачи питания и сигналов управления к скважинному прибору и передачи информации на поверхность. Кабель соединен с геофизической лабораторией 7 через соединительный провод 8. Полевой информационно-измерительный комплекс, включающий подъемник и лабораторию, называют каротажной станцией.

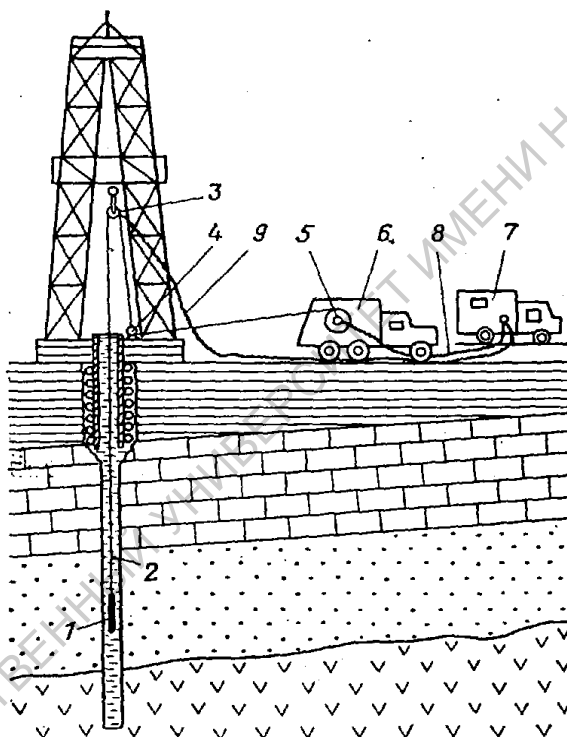


Рис. 2. Схема установки для геофизических исследований скважин (по Д. И. Дьяконову)

В настоящее время при проведении геофизических исследований в скважинах обычно используются каротажные станции, объединяющие в единый блок спуско-подъемное оборудование (каротажный подъемник) и каротажную лабораторию, включающую в себя измерительную и регистрирующую аппаратуру, а также источники питания.

Каротажный подъемник станции оборудован лебедкой с электроприводом. На барабане лебедки намотан бронированный трехжильный каротажный кабель.

Для определения глубины, на которой находится скважинный прибор, каротажный кабель размечается, т.е. на него через равные интервалы (обычно – 20 метров) наносятся метки, магнитные или вещественные.

Магнитные метки представляют собой намагниченные участки кабеля. Вещественные – небольшие бандажки из изоляционной ленты, накладываемые на кабель. Для более надежной привязки к глубинам метки, кратные 100 метрам,

делаются отличными от рядовых. Считывание магнитных меток осуществляется с помощью датчика магнитных меток глубины (ДМГ), который формирует электрический сигнал «глубина-метка» в момент прохождения мимо него намагниченного участка кабеля. Вещественные метки контролируются визуально, при этом в момент их прохождения между роликами кабелеукладчика на диаграммной ленте ставится метка.

Для проведения каротажа станцию устанавливают на расстоянии 10-20 метров от устья скважины так, чтобы ось лебедки была горизонтальна и перпендикулярна к направлению на устье, и при необходимости затормаживают, подкладывая под колеса клинья (рисунок.2).

Над устьем скважины надежно закрепляется блок-баланс таким образом, чтобы плоскость его колеса была перпендикулярна оси барабана лебедки и направлена на его середину, а пропущенный через блок-баланс кабель свободно опускался в устье скважины. С осью блок-баланса соединяют механический и электронный датчики глубин, а на его раме, вблизи каротажного кабеля, размещают ДМГ. ДМГ и электронный датчик глубин соединяются кабелями со станцией. Станция надежно заземляется и только после этого разматывается и подключается сетевой провод.

Скорость спуска не должна превышать 10000м/ч, она регулируется торможением барабана лебедки, которое производится плавно, без рывков. Процесс спуска внимательно контролируется и немедленно замедляется или вовсе прекращается в случае резкого провисания кабеля. Спуск прекращается сразу по достижении скважинным прибором забоя и лебедка ставится на тормоз. В любом случае на барабане лебедки должно оставаться не менее половины последнего ряда витков

Большинство каротажных исследований выполняется при подъеме скважинного прибора. С приближением скважинного прибора к устью, скорость подъема снижается до минимальной и внимательно отслеживаются показания счетчиков глубин и предупредительная метка. При появлении предупредительной метки, которая устанавливается на расстоянии около 10 м от конца кабеля и должна быть хорошо видимой, лебедка останавливается и скважинный прибор извлекается из устья вручную.

Для привязки результатов измерений к глубинам, необходимо знать расстояние от роликов кабелеукладчика до поверхности земли у устья скважины («мертвый замер»- $H_{мз}$) и цену деления первой метки ($H_{ц.м.п}$) – расстояние от точки записи СП(зонда) до метки от которой отмерялись расстояния при разметке кабеля. Эти расстояния измеряются вдоль каротажного кабеля мерной лентой.

Перед проведением ГИС бурение прекращают и буровой инструмент извлекают из скважины. Вместе с тем все большее распространение получают исследования скважин в процессе бурения.

Лекция 2. Кавернометрия

Кавернометрия (КВ) заключается в измерении среднего диаметра буровой скважины.[1]

Измерение диаметра скважины происходит:

- на хрупких породах (ископаемых углях, например),
- в зонах дробления диаметр скважин увеличивается по сравнению с номинальным d_n из-за выкрашивания и вывалов пород
- в глинистых пластах из-за размывания глин в процессе бурения.
- против пластов-коллекторов наблюдается уменьшение диаметра по сравнению с номинальным.

Знание диаметра скважины необходимо для решения технических и геологических задач.

Технические задачи:

- правильно установить обсадную трубу в скважине;
- рассчитать объем цемента, необходимого для закрепления обсадных колонн;
- правильно выбрать скважинные приборы для каротажа.

Геологические задачи:

- количественная интерпретация результатов методов ГИС.
- литологическое расчленение разреза и др.

Приборы для измерения диаметра скважины называются каверномерами. Они бывают различными по конструкции: рычажными и фонарными.

В них имеется следящий механизм, скользящий по стенке скважины и преобразователь положения этого механизма в электрический сигнал.

На рисунке 3 показана нижняя часть рычажного каверномера.

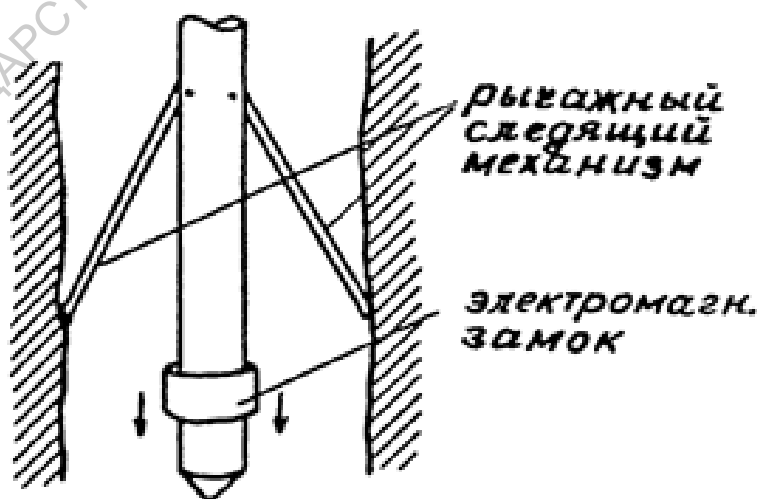


Рисунок 3 – Устройство каверномера рычажного типа

К корпусу этого скважинного прибора крепятся на шарнирах 3 подпружиненных рычага, образующих следящий механизм. Нижние концы рычагов скользят по стенке скважин. Один из рычагов управляет ползунком переменного сопротивления, два других служат для центрирования каверномера по оси скважины (поэтому измеряемый параметр и характеризует средний диаметр скважины).

Перед спуском такого каверномера в скважину его рычаги прижимаются к корпусу и удерживаются в этом состоянии с помощью специального чашеобразного замка, который по достижении снарядом забоя раскрывают с помощью специального электромагнита, на который подают питание с поверхности.

Каверномер фонарного типа показан на рисунке 4.

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

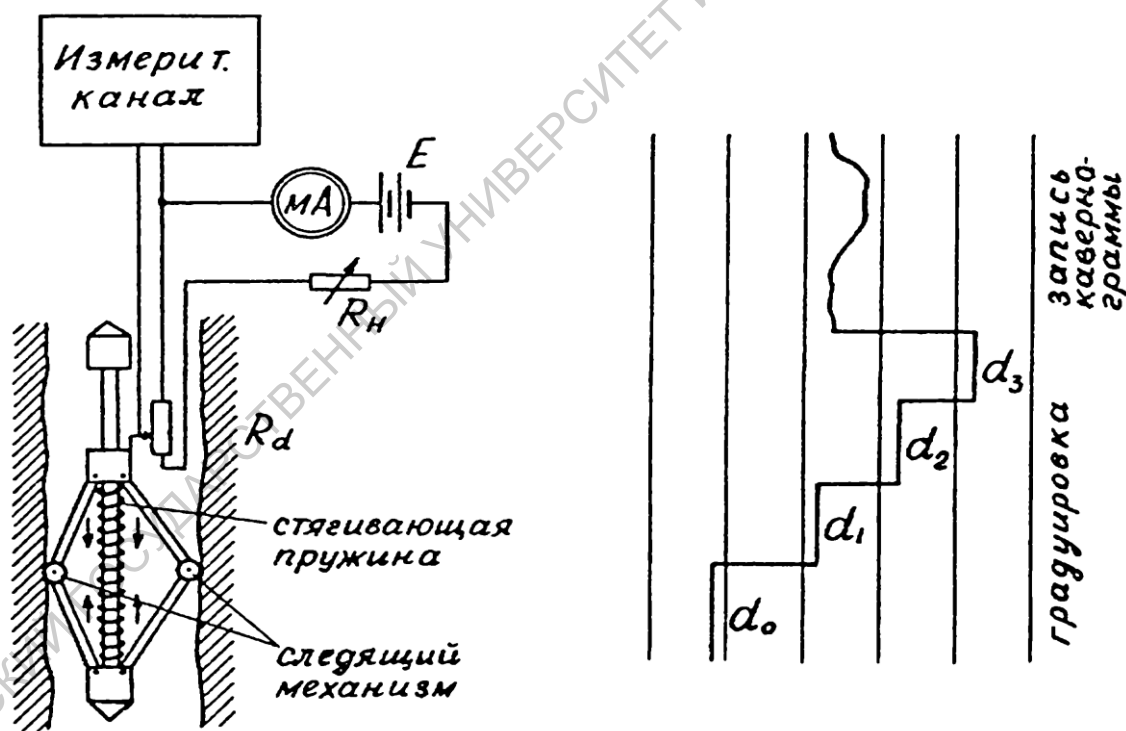


Рисунок 4— Каверномер фонарного типа. Схема измерений со скважинным каверномером и пример записи результатов градуировки каверномера.

Перед спуском прибора в скважину выполняют градуировку прибора. Для этого на концы рычагов одевают кольца известного диаметра, и соответствующие им показания регистрирующего прибора записывают на диаграммной ленте в виде своеобразных ступенек (рисунок 4).

Лекция 3. Каротаж сопротивления (КС).

Каротаж сопротивления (КС) предназначен для изучения удельного электрического сопротивления (УЭС) горных пород, пройденных скважиной. [1, 2]

В методе КС сопротивление среды (ρ_{π}) определяется по наблюдаемым значениям потенциала (U), разности потенциалов (ΔU), напряженности электрического поля (E), созданного источником тока силой I .

Удельное электрическое сопротивление однородной среды вычисляется по формуле:

$$\rho_{\pi} = K \Delta U / I, \quad (1)$$

где K - это коэффициент зонда, постоянной множитель, зависящий от расстояний AM , AN и взаимного расположения электродов, рассчитывается по формуле:

$$K = 4\pi AM \cdot AN / MN$$

Таким образом удельное электрическое сопротивление среды ρ_{π} равно:

$$\rho_{\pi} = (4\pi AM + AN / MN) \Delta U / I \quad (2)$$

где ΔU – разность потенциалов между точками M и N ; – расстояние между соответствующими электродами каротажного зонда.

При электрическом каротаже разность потенциалов выражается в милливольтгах (мВ), сила тока в миллиамперах (мА), расстояния MN и AM и AN - в метрах (м), а удельное электрическое сопротивление в ом·метрах (Ом·м).

Выражение (2) справедливо для вычисления УЭС изотропной и однородной среды. Однако, при каротаже всегда имеет место неоднородная среда состоящая из пластов с различными удельными сопротивлениями и глинистого раствора, заполняющего скважину, поэтому полученный по формуле (2) результат называют кажущимся сопротивлением (КС или ρ_{κ}).

Схема проведения каротажа в методе КС.

Для замера сопротивления пород пересеченных скважиной, применяется 4-х электродная установка $AMNB$ – каротажный зонд. Зонд КС состоит из нескольких электродов закрепленных на отрезке шлангового каротажного кабеля.

Через электроды A и B , называемые токовыми, пропускают ток I , создающий электрическое поле в породе.

При помощи измерительных электродов M и N измеряют разность потенциалов ΔU между двумя точками данного электрического поля.

Три электрода (N, M, A) или (M, A, B) присоединяются к концам кабеля и пускаются в скважину, четвертый электрод B или N устанавливается на поверхности, вблизи устья скважины (см. рисунок 5).

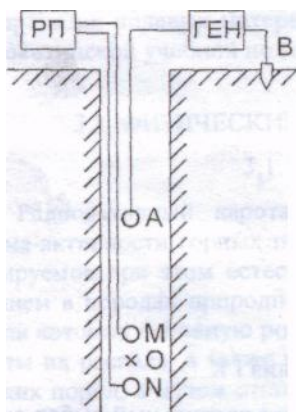


Рисунок 5- Схема проведения каротажа сопротивления (КС)
 РП - регистрирующий прибор;
 ГЕН - генератор переменного тока

Электроды зонда, включенные в одну цепь, токовую или измерительную называются парными, а третий электрод, включенный в одну цепь с электродом находящимся на поверхности – непарным.

Зонды метода КС

Для измерения ρ_k пород при каротаже сопротивлений применяют два типа зондов: градиент зонд (ГЗ) и потенциал зонд (ПЗ).

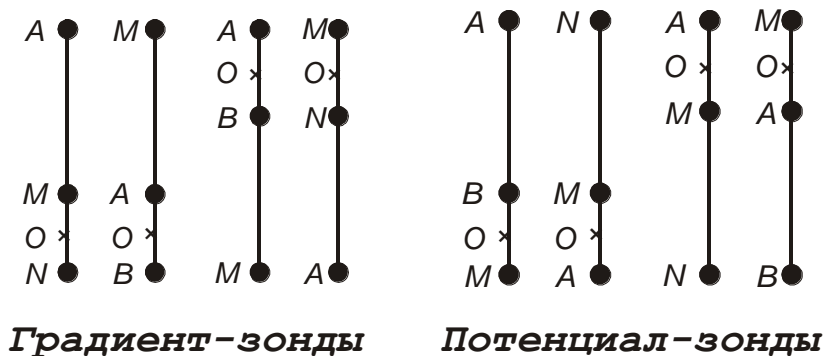
Градиент зонд (ГЗ) - зонд со сближенными парных электродами, в котором расстояние между ними мало по сравнению с расстоянием от парных электродов до непарного.

Потенциал зондом (ПЗ) называют зонд, у которого расстояние между парными электродами велико по сравнению с расстоянием от парного до ближайшего к нему непарного электрода.

Зонды КС принято обозначать сверху вниз, указывая между буквенными обозначениями электродов расстояние между ними в метрах. Такое обозначение называют символом зонда. Например: N 1 M 3 A.

Расстояния между электродами выбираются исходя из решаемых задач и особенностей изучаемого разреза.

На рисунке 6 показаны основные типы применяемых в геофизике зондов [7].



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

Рисунок 6 - Основные типы зондов КС.

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

Существует еще классификация зондов КС по месту расположения парных электродов относительно непарного.

Так, потенциал зонд (ПЗ), у которого парные электроды располагаются выше непарного, называется обращенным, а ПЗ у которого парные электроды ниже непарного – последовательным зондом.

В градиент зонде (ГЗ), если парные электроды располагаются выше непарного, то такой зонд называется кровельным (или обращенным), а если наоборот, ниже непарного, то подошвенным (или последовательным).

Важной характеристикой зондов КС является их длина (L).

У градиент-зонда за его длину принимают расстояние от непарного электрода до середины расстояния между сближенными; у потенциал- зонда - расстояние между сближенными электродами.

По символу зонда всегда можно определить его полное название и длину, так, например, уже приводившийся выше зонд N 1M 3A означает: кровельный градиент-зонд, прямого питания, длиной равной 3,5 м.

Кривые, полученные зондами ГЗ и ПЗ, против однородных пластов ограниченной мощности им различную форму. На диаграммах ПЗ мощный пласт высокого (низкого) сопротивления отмечается максимумом (минимумом) симметричным относительно середины пласта. На диаграмме ГЗ пласт высокого сопротивления, если мощность пласта превышает длину зонда (мощный пласт) отмечается асимметричным максимумом, а в случае мощного пласта низкого сопротивления асимметричным минимумом (рисунок 7).

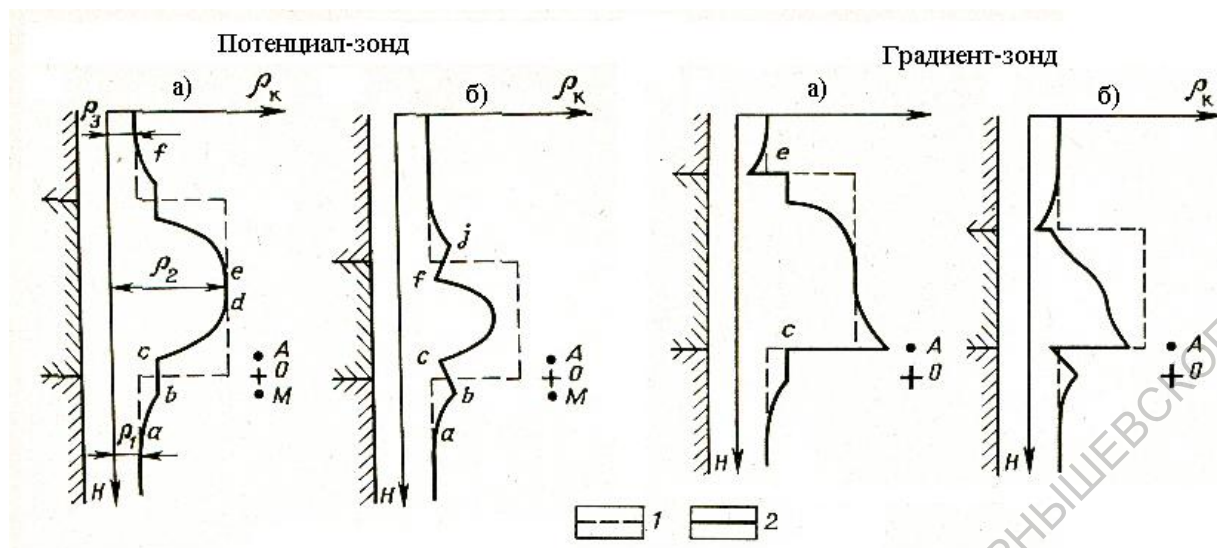


Рисунок 7 - Теоретические кривые кажущегося удельного электрического сопротивления, полученные потенциал- и градиент-зондами в пластах высокого сопротивления большой (а) и ограниченной (б) мощности

Интерпретация каротажных кривых КС, как и для других методов ГИС, состоит в: 1) обработке диаграмм; 2) геофизической интерпретации; 3) геологической интерпретации **Применение метода КС**. Метод кажущихся сопротивлений, один из основных методов скважинных геофизических исследований, применяется для выделения пластов разного литологического состава, определения глубины их залегания и мощности, оценки пористости, выявления характера насыщения пластов.

Лекция 4. Метод естественной самополяризации (ПС).

Естественное поле, возникающее в скважине и около нее, называют самопроизвольной поляризацией, а измеряемую величину поля самопроизвольным потенциалом и сокращенно обозначают ПС. [1, 4]

Зондом для измерения собственных потенциалов служат свинцовые приемные электроды М и N. Работы в методе ПС чаще выполняются способом потенциала, то есть установкой, состоящей из одного неподвижного приемного электрода N, заземленного вблизи устья скважины, и второго электрода M, перемещаемого по скважине (рисунок 7, а).

В результате электрохимической активности горных пород, находящихся в условиях естественного залегания, возникает естественное электрическое поле.

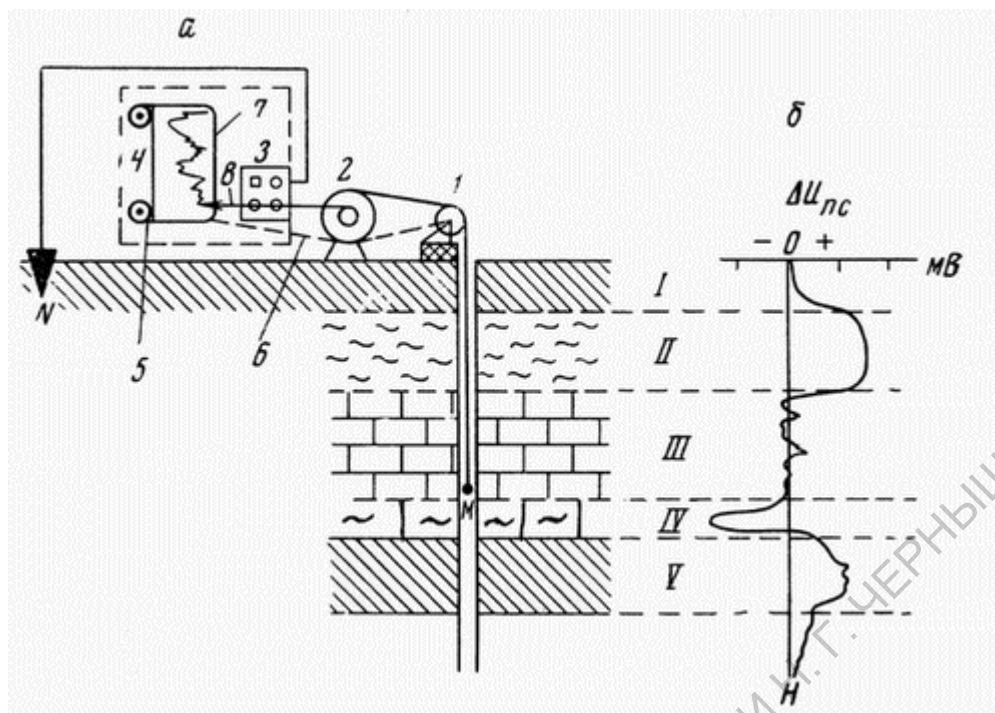


Рисунок 8 - Схема каротажа ПС способом потенциала с полуавтоматической регистрацией: а - схема установки: 1 - блок-баланс, 2 - лебедка с коллектором, 3 - милливольтметр, 4 - регистратор, 5 - лентопротяжный механизм, соединенный гибким валиком (6) с роликом блок-баланса, 7 - диаграммная бумага, 8 - карандаш;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

Возникновение этого поля зависит от нескольких взаимосвязанных физико-химических реакций:

1. Основной причиной возникновения ПС в осадочных породах является наличие процессов диффузии. Известно, что при растворении какой-либо соли в воде (например NaCl) ее молекулы полностью или частично диссоциируют, т.е. расщепляются на положительно и отрицательно заряженные ионы. На контакте двух растворов (например, скважина – пласт) ионы перемещаются из раствора с большей концентрацией в раствор с меньшей концентрацией. Различие в скоростях движения ионов приводит к образованию э.д.с., называемой диффузионным потенциалом (E_d).

Диффузионно-адсорбционные потенциалы – возникают при пересечении скважиной песчаных пластов коллекторов. В естественных условиях минерализация пластовых вод выше, чем минерализация промывочной жидкости. В буровом растворе молекулы NaCl диссоциируют на катион Na и анион Cl, каждый из которых диффундирует с определенной скоростью, причем подвижность Cl в 1,5 раза выше подвижности иона Na⁺. Следовательно, на границе скважина-пласт-коллектор происходит перераспределение зарядов (рисунок 8). 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 диффузионно-адсорбционным ($E_{ДА}$).

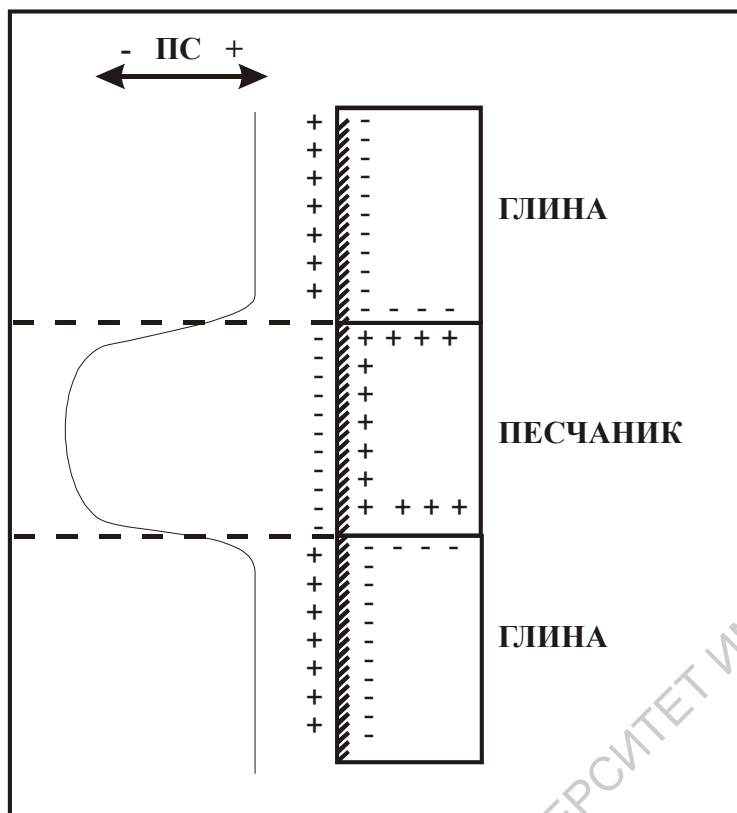


Рисунок 9 - Диффузионно-адсорбционные потенциалы, перераспределение зарядов в скважине

2. Фильтрационный потенциал возникает во время продавливания (фильтрации) водного раствора солей через тонкие капилляры. Потенциалы фильтрации возникают при движении в порах горной породы, при этом происходит адсорбция анионов солей пластовых вод, а внутри капилляра образуется избыток катионов. При движении жидкости на входе капилляра возникает избыток положительных зарядов, а на выходе - избыток отрицательных. Образуется как бы гальванический элемент, посылающий ток на встречу движения жидкости.

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

Изменение потенциала ПС будет наибольшим против интервалов с более плотными токовыми линиями (границы пластов). В песчано-глинистом разрезе, когда минерализация пластовой воды больше минерализации промывочной жидкости, коллекторам соответствуют отрицательные аномалии на кривой ПС (ΔU_{\min}).

Условный нуль отсчета потенциалов СП - линия глин, т.е. прямая, проведенная параллельно оси глубин через участки кривой СП, соответствующие пластам глин. Показания кривой СП против середины пласта, отсчитанные от линии глин, называется амплитудой потенциала самопроизвольной поляризации ($\Delta U_{сп}$).

Глинистые породы отмечаются на диаграммах ПС повышенными значениями до максимальных значений в глинах (ΔU_{max}). В песчано-глинистых отложениях на кривой СП наибольшими отрицательными аномалиями отмечаются пески, песчаники, и алевролиты. В карбонатном разрезе наибольшими отрицательными аномалиями на кривой СП характеризуются неглинистые известняки, независимо от их пористости.

Определение коэффициента глинистости по данным метода потенциалов собственной поляризации

Диаграммы метода ПС используются для определения глинистости ($K_{гл}$) в терригенных коллекторах с рассеяном в объеме породы глинистым материалом и в слоистых глинистых коллекторах [3,6].

Петрофизической основой для оценки глинистости в коллекторе с рассеянной глинистостью является связь между относительной амплитудой ($\alpha_{пс}$) и коэффициентом глинистости ($K_{гл}$).

Вид связей между $\alpha_{сп}$ и $K_{гл}$ зависит от ряда геолого-геофизических факторов, среди которых главные – адсорбционная способность глинистого материала - $Q_{гл}$ и минерализация пластовых вод - $Св$.

Определение $K_{гл}$ по диаграмме ПС сводится к следующему.

Величина относительной амплитуды $\alpha_{сп}$ вычисляется по формуле

$$\alpha_{сп} = \frac{\Delta U_{пс \max} - \Delta U_{пс \min}}{\Delta U_{пс \max} - \Delta U_{пс \min}},$$

где $U_{сп1}$ и $U_{сп2}$ – показания ПС, соответствующие показаниям в глинах и в чистых от глинистого материала опорных пластах с глинистостью 0%.

Далее возможен расчёт коэффициента глинистости по палетке изображенной на рисунке 9.

Область применения ПС: В практике каротажа кривые ПС используются для

- литологического расчленения разреза и корреляции геологического разреза;
- определение границ пластов.
- выделения пористых и проницаемых интервалов (пластов-коллекторов);
- определения глинистости пластов ($K_{гл}$), а в отдельных случаях может использоваться для определения пористости ($Kп$);
- определения минерализации пластовых вод.

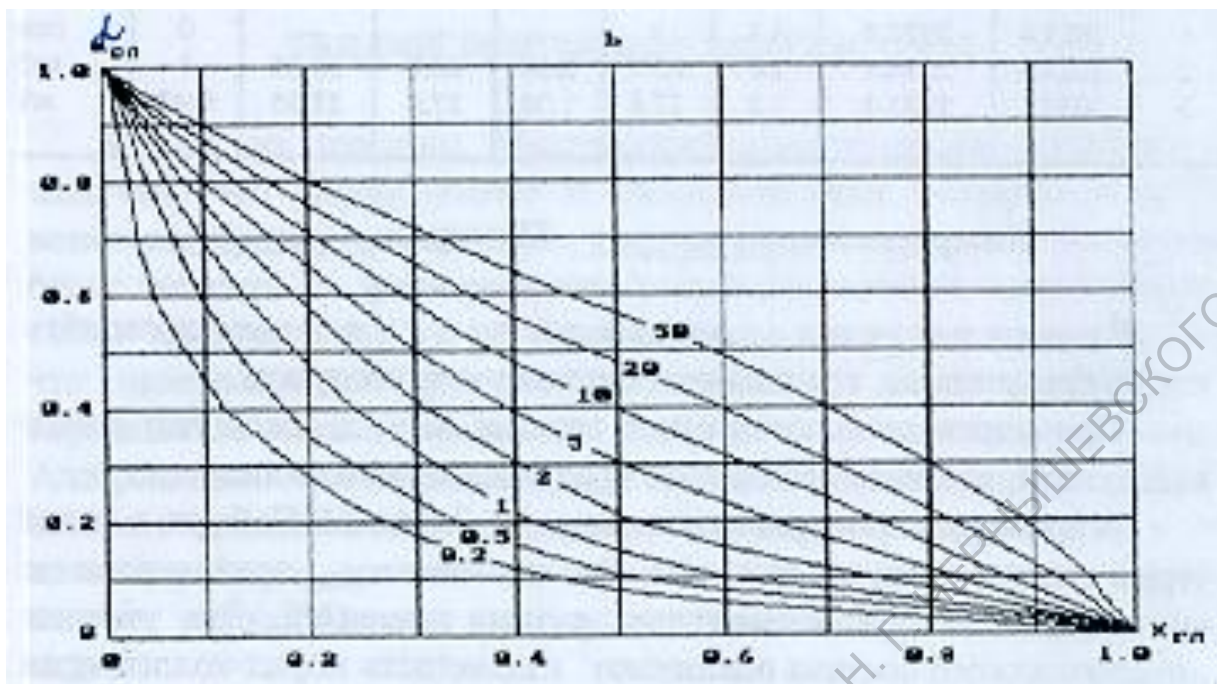


Рисунок 10 - Палетка для определения относительной глинистости по величине относительной амплитуды аномалии ПС (аПС).

Лекция 5 . Микрокаротаж

Измерение удельного электрического сопротивления горных пород зондами малой длины называется **микрокаротажем (МК)** [1, 2].

Цель проведения микрокаротажа состоит в изучении промытой зоны, детальном расчленении разреза скважин, более точном определении границ пластов, определении литологии пластов, выделение пластов-коллекторов.

Микрозонд – зонд малого размера, электроды которого укреплены на башмаке из изоляционного материала на расстоянии 2,5 см друг от друга.

Башмак прижимают к стенке скважины (чтобы устранить ее влияние на результаты измерения) с помощью либо рессоры, либо управляемого рычага, как показано на рисунке 11.

Различают микроградиент зонд (МГЗ) А 0,025 М 0,025 N и микропотенциал зонд (МПЗ) - А 0,05 М. Длина градиент зонда $L_{МГЗ} \approx 4$ см , а длина потенциал зонда $L_{МПЗ} = 5$ см.

Радиус исследования МГЗ примерно равен его длине 4см, а радиус исследования МПЗ в 2 – 2,5 раза больше 10-12см.

Исследования проводятся одновременно двумя зондами. Это необходимо для того, чтобы установить в разрезе интервал, где система двух зондов контактирует с породой через ГК.

Так как радиус исследования МГЗ меньше радиуса исследования МПЗ, то МГЗ измеряет сопротивление глинистой корки ($\rho_{ГК}$), а МПЗ измеряет сопротивление промытого пласта ($\rho_{ПП}$).

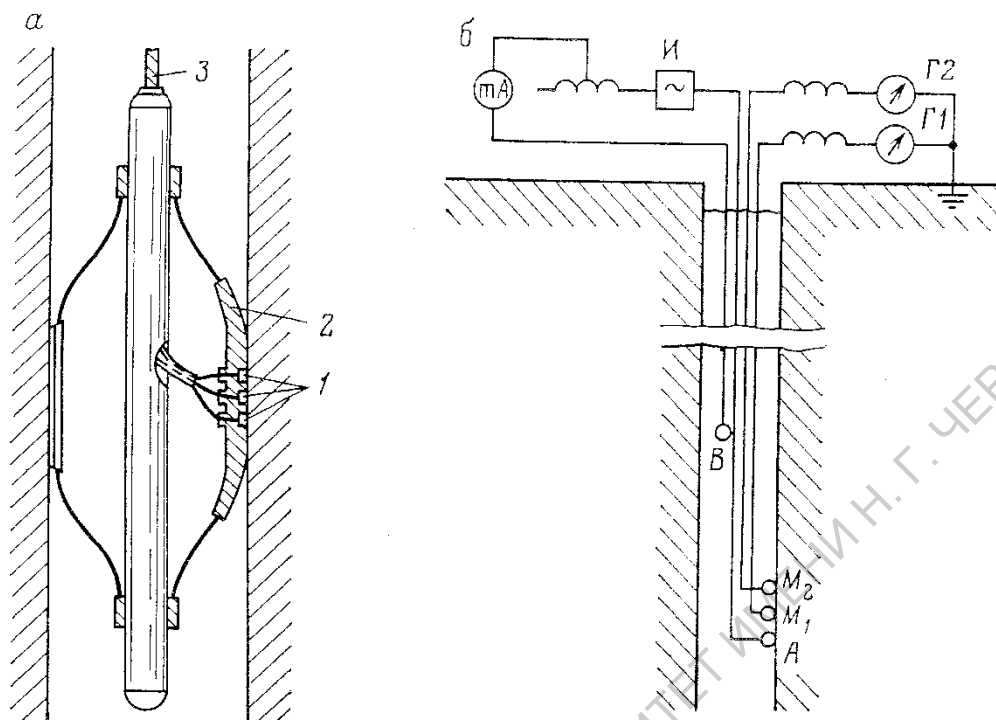


Рисунок 11 - Принципиальная схема измерений микрозондами
 а – общий вид микрозонда: 1 – электроды, 2 – башмак, 3 – кабель; б – схема записи

Против пластов-коллекторов показания на МПЗ больше, чем на МГЗ. Наблюдается положительное приращение:

$$\Delta\rho_K = \rho_K^{МПЗ} - \rho_K^{МГЗ}$$

На диаграммах микрозондов плотные породы отличаются очень высокими и очень изрезанными показаниями. Они плохо поддаются интерпретации.

Против пластов глин – показания совпадают и имеют минимальны значения. По соотношению кривых $\rho_K^{МК}$ оценивается влияние образуемой в интервалах проницаемых пластов глинистой корки и слоя промывной жидкости в соответствии с рисунком 12.

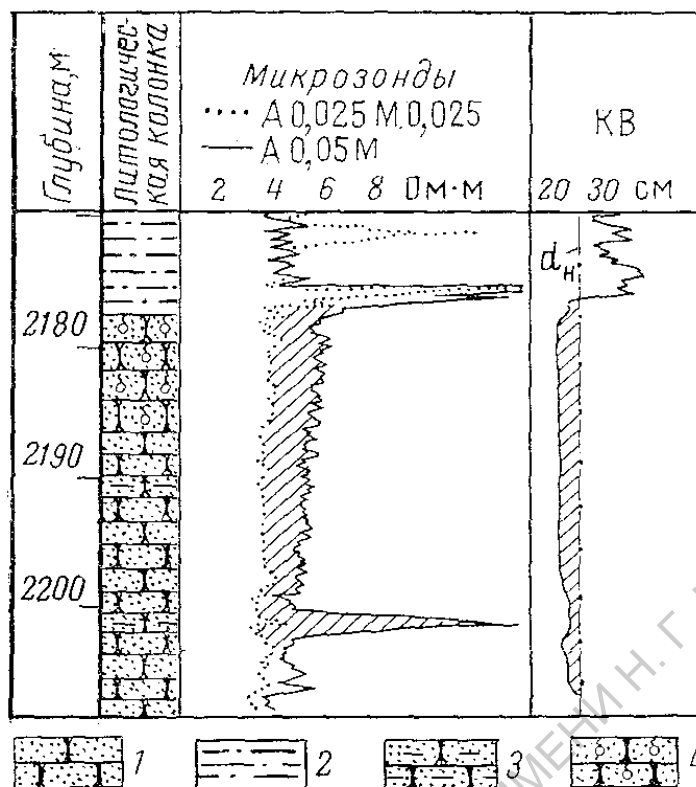


Рисунок 12 - Пример поведения кривых МКЗ и КВ в интервале образования глинистой корки над продуктивным пластом
1 – песчаник, 2- глина песчаная, 3 – песчаник глинистый, 4 – песчаник газонасыщенный .

Лекция 6. Боковой каротаж

Боковой каротаж (БК) является одной из разновидностей электрического каротажа по методу сопротивлений. Боковой каротаж применяется для исследования скважин, разрез которых представлен породами высокого сопротивления, с частым чередованием тонких пластов низкого и высокого сопротивления, а также скважин заполненных минерализованной промывочной жидкостью. [1, 7]

Метод БК направлен на устранение основного недостатка классического метода КС, заключающегося во влиянии скважины, точнее, заполняющего ее бурового раствора, на измеренное ρ_k .

Наиболее ценные результаты этот метод дает при каротаже тонких пластов ($h < 1,2$ м) при большой разнице в сопротивлениях между пластами, вмещающими породами и буровым раствором, то есть именно в тех случаях, когда обычные зонды дают очень плохие результаты из-за экранирования тока тонкими высокоомными пластами и из-за сильного влияния скважины и вмещающих пород

В методе бокового каротажа применяют зонды с дополнительными, так называемыми экранными электродами.

При регистрации БК применяют трех-, семи- и девятиэлектродные зонды. Наибольшее распространение получил трехэлектродный зонд (рисунок 13).

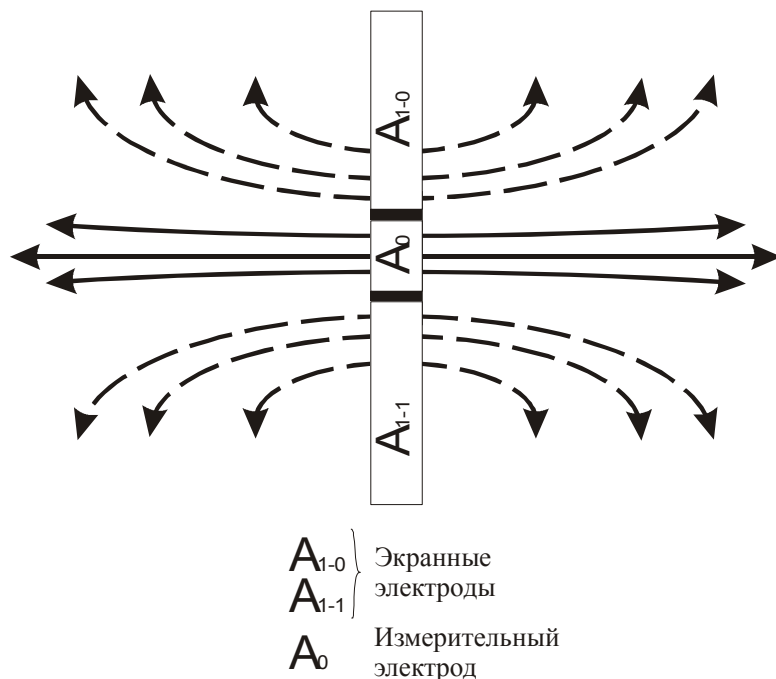


Рисунок 13- Трехэлектродный зонд БК.

Боковой трехэлектродный зонд состоит из центрального электрода A_0 и двух экранированных A_{1-0} и A_{1-1} , разделенных изолирующими промежутками. 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.

Через экранированные электроды пропускается ток том же направлении, что и через основной токовый электрод зонда. Это препятствует растеканию тока основного (центрального) электрода по скважине и вмещающим породам и направляет токовые линии непосредственно в исследуемый пласт, в направлении перпендикулярном оси скважины.

Экранированные электроды позволяют также изменять форму токового пучка центрального электрода, что дает возможность изменять глубину исследования в радиальном направлении.

Интерпретация диаграмм бокового каротажа

Границы пластов на диаграммах БК находятся по точкам, соответствующим началу крутого подъема кривой по отношению к оси глубин. При определении границ пластов по диаграммам семи- и девяти электродных зондов верхняя граница проводится выше, а нижняя - ниже середины нисходящей (восходящей) линии кривой сопротивления на величину равную половине длины зонда. [2]

Мощность пласта определяется как разность между значениями глубин кровли и подошвы выделенного пласта.

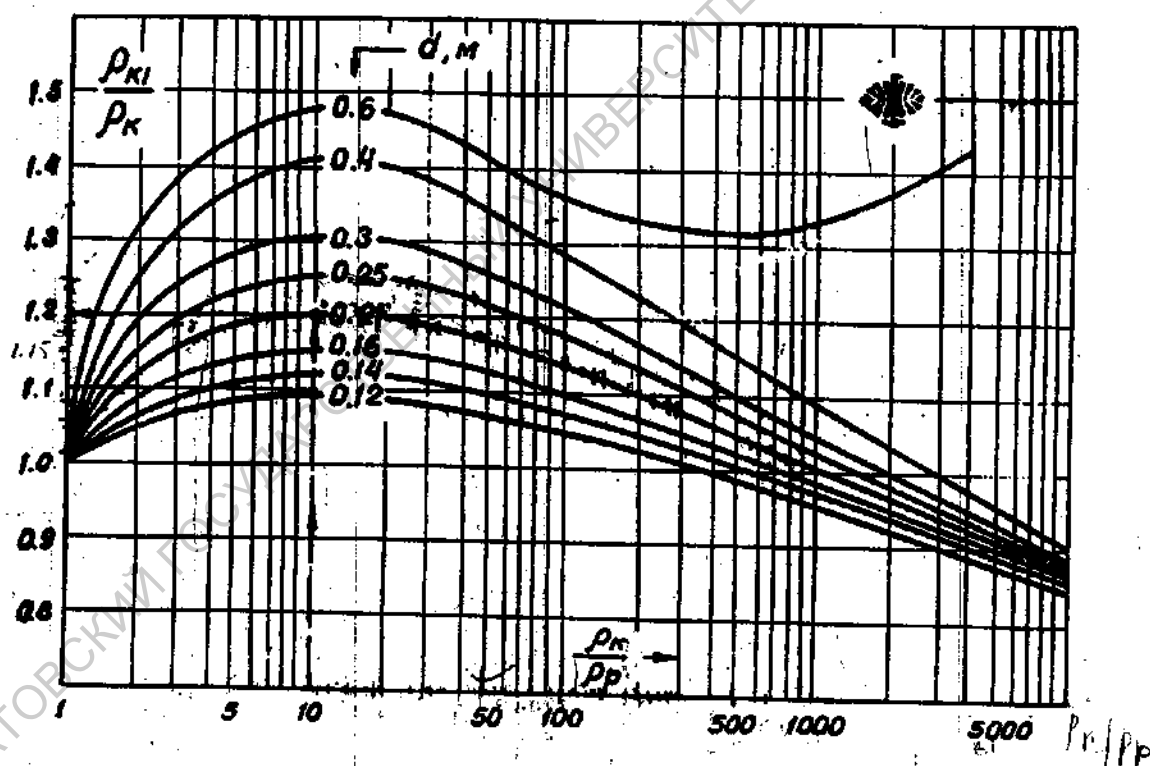
Снятие существенных значений ρ_k . Значения сопротивления пласта ρ_k если пласт однороден, производится в точках экстремумов $\rho_{k\max}$ и $\rho_{k\min}$. В неоднородных пластах определяется среднегармоническое удельное сопротивление $\rho_{k\text{ср}}$.

Исключение влияния скважины на результаты измерений.

Введение поправок за влияние скважины осуществляется по палетке, приведенной на рисунке 14, на которой изображены зависимости ρ_{k1}/ρ_k от отношения ρ_k/ρ_p для различных диаметров скважины. Практическое применение палетки приведено на рисунке 14.

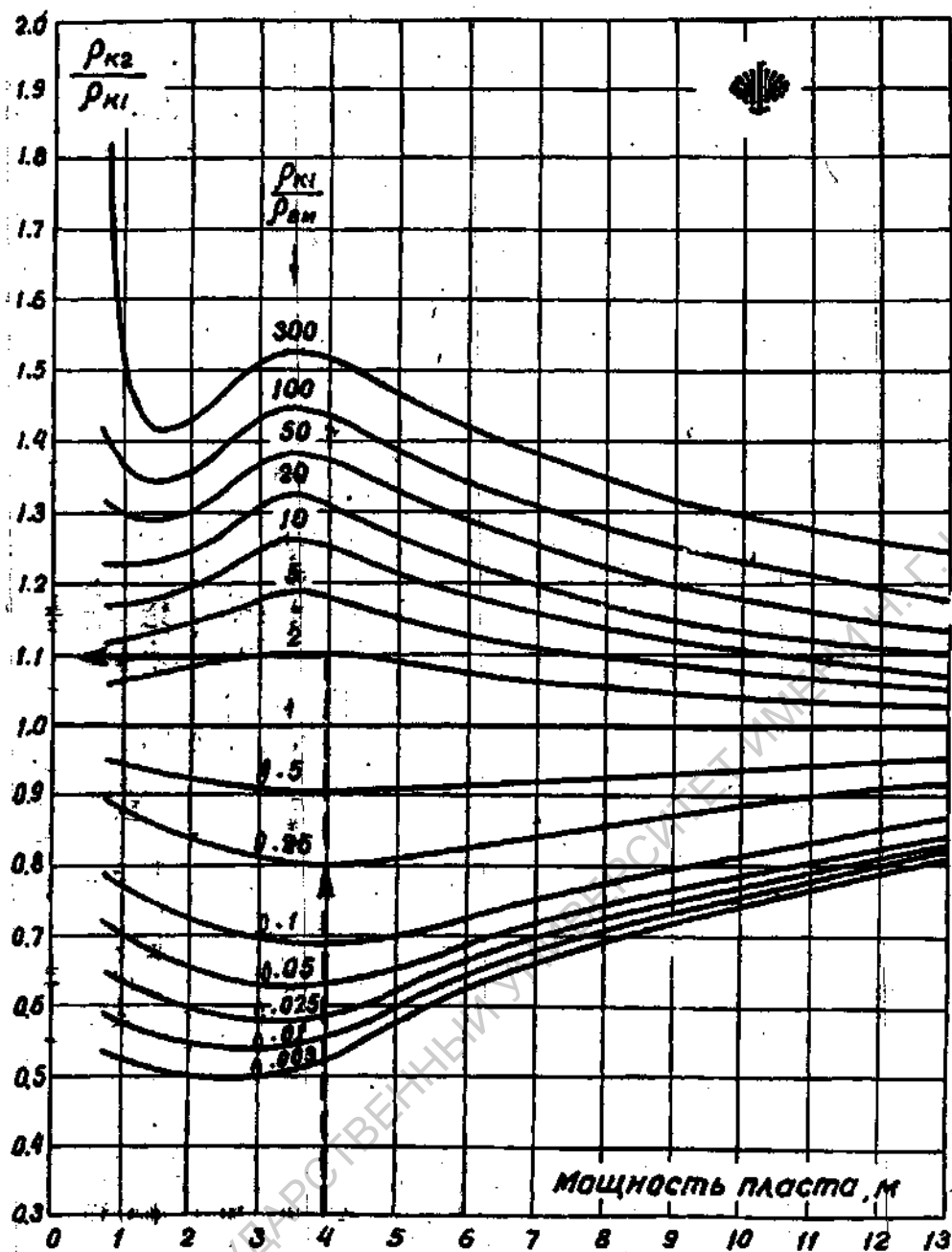
Исключение влияния на результаты измерений мощности пласта и вмещающих пород.

Введение поправок за ограниченную мощность пласта и сопротивление вмещающих пород осуществляется по палетке приведенной на рисунке 15. На этой палетке представлены зависимости ρ_{k2}/ρ_{k1} от мощности пласта $h_{\text{пл}}$ для различных отношений $\rho_{k1}/\rho_{\text{вм}}$. Здесь $\rho_{\text{вм}}$ - удельное электрическое сопротивление вмещающих пород; ρ_{k1} - кажущееся сопротивление исправленное за влияние скважины; $h_{\text{пл}}$ - мощность пласта; ρ_{k2} - кажущееся сопротивление исправленное за влияние скважины и за влияние вмещающих пород. Практическое применение палетки приведено на рисунке 15.



Пример: Известно: $\rho_k = 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_p = 1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$,
 $\rho_k/\rho_p = 10$; $d = 0.2 \text{ м}$.
 Получаем: $\rho_{k1}/\rho_k = 1.2$; $\rho_{k1} = 10 \cdot 1.2 = 12 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Рисунок 14 - Палетка для введения поправки за влияние скважины в показания зонда БК-3.

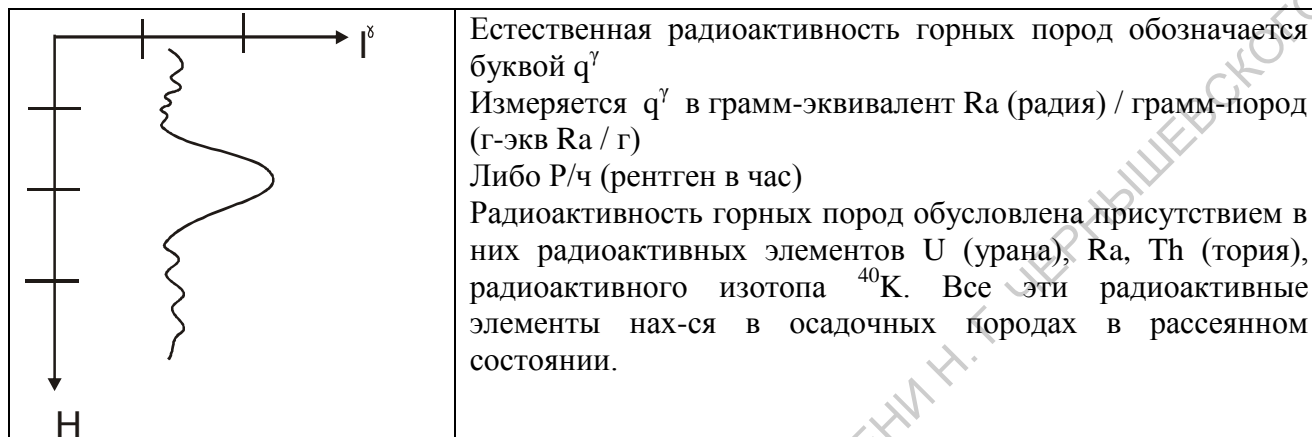


Пример: Известно: $\rho_{k1} = 12 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{вн} = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.
 $\rho_{k1}/\rho_{вн} = 2$, $h = 4 \text{ м}$.
 Получаем: $\rho_{k2}/\rho_{k1} = 1.1$, $\rho_{k2} = 12 \cdot 1.1 = 13.2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$

Рисунок 15 - Палетка для введения поправки за влияние вмещающих пород и мощности пласта в показания зонда БК-3, где ρ_k - значение кажущегося сопротивления, отсчитанное с диаграмм, ρ_p - удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости, ρ_{k1} - кажущееся сопротивление, исправленное за влияние скважины, d_c - диаметр скважины.

Лекция 8. Гамма-каротаж

Радиоактивный каротаж, основанный на измерении естественной гамма-активности горных пород, называется гамма-каротажем (ГК). В ГК изучается интенсивность естественного гамма-излучения пород вдоль ствола скважины (Γ^y – интенсивность гамма-излучения). Регистрируем зависимость $\Gamma^y = f(H)$.



Регистрируемое при этом естественное гамма-излучение определяется содержанием в породах природных радиоактивных элементов – радионуклидов, среди которых основную роль играют уран (^{238}U , ^{235}U), торий (^{232}Th) и продукты их распада, а также радиоактивный изотоп калия (^{40}K). У магматических пород, в целом отличающихся повышенной естественной радиоактивностью, она закономерно уменьшается от кислых разностей к ультраосновным [1].

Среди осадочных пород максимальной естественной радиоактивностью, как правило, обладают глины, благодаря их огромной поверхности абсорбции, длительностью накопления пелитового материала, обеспечивающего повышенное содержание U, Th и др элементов в осадке. Минимальной – чистые (не глинистые) разности песков, песчаников, известняков. Исключение составляют некоторые разновидности полимиктовых песчаников, чья повышенная естественная радиоактивность может быть обусловлена присутствием в них калиевого полевого шпата, битуминозные породы, фосфаты и некоторые другие породы. Можно считать, что радиоактивность большинства осадочных пород находится в прямой зависимости от их глинистости.

В современной аппаратуре ГК в качестве детекторов гамма-излучения обычно используются сцинтилляционные счетчики на основе монокристалла NaJ (Tl) или CsJ (Na) в сочетании с фотоумножителями или датчик Гейгера – Мюллера.

При проведении ГК важное значение имеет правильный выбор скорости каротажа V и постоянной времени интегрирующего каскада – τ_y . При излишне большой величине произведения $V \cdot \tau_y$ кривые ГК искажаются, при этом амплитудные значения уменьшаются, аномалии "расплываются" и становятся асимметричными, смещаясь по направлению движения скважинного прибора. Если τ_y излишне мало и $V \cdot \tau_y$ - меньше оптимального, кривые, искаженные статистическими флуктуациями, становятся изрезанными, при этом может отсутствовать их повторяемость. Результаты измерения естественной

радиоактивности пород относят к точке, соответствующей середине детектора, являющейся точкой записи.

Возможность использования данных ГК для количественной оценки глинистости основывается на существовании корреляционной связи между глинистостью осадочных пород и их радиоактивностью $q = f(C_{\text{гл}})$. С повышением радиоактивности глинистость пород закономерно увеличивается. В большинстве случаев эти зависимости носят нелинейный характер, поэтому диаграмму I_γ эталонируют с использованием значений интенсивности гамма-излучения в опорных пластах. [3]

За опорные принимаются пласты с минимальными $I_{\gamma \text{ min}}$ (опорный пласт 1 - пласт с нулевой глинистостью) и максимальными $I_{\gamma \text{ max}}$ (опорный пласт 2 - пласт глин) показаниями на диаграмме гамма-каротажа.

За опорный горизонт чистых глин принимают мощные толщи глин, расположенные как можно ближе к пласту, для которого определяется глинистость, и характеризующиеся максимальным диаметром скважины (каверной) и максимальной интенсивностью $I_{\gamma \text{ max}}$, приведенной к условиям номинального диаметра скважины.

За опорный горизонт горных пород с нулевой глинистостью принимают достаточно мощные пласты чистых песков, песчаников или известняков, характеризующиеся минимальной интенсивностью $I_{\gamma \text{ min}}$, на кривой ГМ и номинальным диаметром скважины на кавернограмме.

Для каждого исследуемого пласта вычисляют разностный параметр Δi_γ .

$$\Delta i_\gamma = I_\gamma - I_{\gamma \text{ min}} / I_{\gamma \text{ max}} - I_{\gamma \text{ min}} \quad (1)$$

Применение разностного параметра Δi_γ позволяет исключить влияние индивидуальных особенностей радиометрической аппаратуры, снижает требования к точности измерений и при правильности выбора опорного горизонта глин исключает влияние измерений радиоактивности глин по площади на характер зависимости $\Delta i_\gamma = f(C_{\text{гл}})$.

При количественной оценке глинистости пород по данным ГК используется зависимость:

$$C_{\text{гл}} = f(K \Delta i_\gamma), \quad (2)$$

где K - коэффициент учитывающий, что содержание пелитовой фракции даже в чистых глинах обычно не равно 100%. Величина K принимается равной содержанию пелитовой фракции в опорном пласте глин, выраженному в долях единицы. Так, при $C_{\text{гл.оп}}$ глинистого пласта, равном 90 %, $K = 0.9$, при $C_{\text{гл.оп}}$ равное 80 %, $K = 0.8$ и т.д. При отсутствии керновых данных величину K принимают равной 0.7 (т.к. глинистость глинистых пластов изменяется в пределах 0.6 - 0.8).

К примеру, зависимость относительной интенсивности естественного гамма-излучения Δi_γ от глинистости горных пород $C_{\text{гл}}$ для ближнего Правобережья в первом приближении принята:

$$C_{\text{гл}} = 0.52 * \Delta i_\gamma \quad (3)$$

Среднее значение поправочного множителя K для рассматриваемого района определяется на основании данных гранулометрического анализа образцов глин, отобранных из опорных пластов.

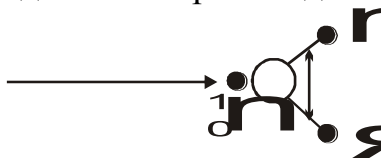
Лекция 8. Нейтронные методы

Нейтронные методы делятся на две группы стационарные нейтронные методы (СНМ) и импульсные нейтронные методы (ИНМ).

В данном учебном пособии рассмотрим стационарные нейтронные методы (СНМ). В число которых входит нейтронный гамма-каротаж (НГК), нейтронный метод по тепловым нейтронам (НМ-Т) и нейтронный метод по надтепловым нейтронам (НМ-НТ).

При нейтронном каротаже (НК) изучается эффект взаимодействия потока нейтронов, посылаемых излучателями с ядрами элементов горных пород

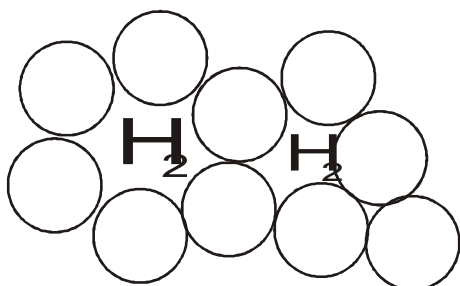
1_0n – нейтрон. Нейтрон – это частица с массовым числом = 1, а заряд его = 0. Нейтрон не имеет электрического заряда, не ионизирует среду, имеет большую проникающую способность, единственный фактор, влияющий на движение нейтронов является их столкновение с ядрами атомов. В результате этого взаимодействия происходит замедление нейтронов.



При каждом соударении нейтрон теряет максимально возможное количество энергии. В результате после нескольких десятков соударений за период времени 10^{-5} сек начальная энергия нейтрона $E^{\text{нач}}$ быстрый нейтрон = 4-6 Мэв (мега электронвольт) снижаются до энергии надтепловых нейтронов $E_{\text{НТ}} \sim 1$ Мэв (быстрый нейтрон превращается в надтепловой нейтрон). Затем 1_0n дальше теряет свою энергию и переходит в тепловой нейтрон, а его энергия становится равной $E_{\text{T}} \sim 0,025$ Эв. В тепловом состоянии нейтрон захватывается ядром какого-нибудь элемента горной породы и при этом происходит излучение γ – квантов. На наблюдении быстрых нейтронов до надтепловых, а затем до тепловых и на регистрации вторичного γ – излучения, выделяющихся при захвате нейтронов, основаны нейтронные методы: НМ-НТ, НМ-Т, НГК. [4]

Главным замедлителем нейтронов является водород. В горной породе H_2O , нефти, т.е. в жидкости выполняющей поровое пространство. Поэтому в нейтронном каротаже мы можем определить общую пористость породы: $\omega_{\Sigma} = \omega_{\text{НП}} = \omega_{\text{ВП}} = K_{\text{п}}$,

где $K_{\text{п}}$ -коэффициент пористости; $\omega_{\text{НП}}$ – водородосодержание нефти в пласте; $\omega_{\text{ВП}}$ – водородосодержание воды в пласте; ω_{Σ} – суммарное водородосодержание.



Если в среде, кроме H_2 присутствуют элементы с аномально высоким сечением захвата: Cl (хлор), B (бор), Kd (кадмий), Fe (железо и др., то они поразному влияют на плотность надтепловых и тепловых нейтронов. Особенно важно влияние хлора. Cl (хлор) не оказывает никакого влияния на плотность надтепловых нейтронов, а оказывает влияние только на тепловые нейтроны. Плотность тепловых нейтронов с увеличением хлора в среде уменьшается. В методе НГК, присутствие хлора приводит к увеличению интенсивности $\Gamma_{\text{нейтрон}}^{\gamma}$ нейтронного γ – излучения.

Нейтронный гамма каротаж (НГК) основан на измерении интенсивности гамма-излучения радиационного захвата, возникающего в результате облучения горной породы потоком быстрых нейтронов.

Скважинный прибор состоит из источника быстрых нейтронов и удалённого от него на расстояние 40-80 см одного или нескольких детекторов гамма-излучения. Между источником и детектором помещают фильтр, поглощающий прямое излучение (металл, парафин и т.п.) , как показано на рисунке 16.

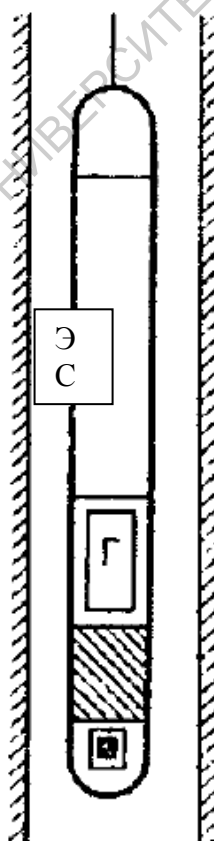


Рисунок 16 – Схема зонда нейтронного гамма-каротажа.

Γ – детектор гамма-излучения, ЭС – электронная схема

■ – излучатель быстрых нейтронов

▨ – фильтр

В НГК регистрируется интенсивность $I_{\text{нейтрон}}^{\gamma}$ нейтронного γ – излучения. При НГК определяются скорость счета имп/мин, результаты измерения представляются в условных единицах. За условную единицу принимаются показания, соответствующие воде. Цену условной единицы определяют по измерениям в баке с пресной водой.

Границы пластов на диаграммах НГК определяется по началу крутого подъема (подошва) и началу крутого спуска (кровля).

Литологическое расчленение пород НГК возможно по качественным признакам $\max I^{\text{ny}}$ – плотные низкопористые пласты; $\min I^{\text{ny}}$ – глины; низкие или средние показания I^{ny} – пласты коллекторы

При количественной интерпретации пользуются относительной величиной – разностным параметром:

$$\Delta i^{\text{ny}} = \frac{I_{\text{пл}}^{\text{ny}} - I_{\text{мин}}^{\text{ny}}}{I_{\text{max}}^{\text{ny}} - I_{\text{мин}}^{\text{ny}}}, \quad (1)$$

где $I_{\text{max}}^{\text{ny}}$ – максимальное значение интенсивности, против опорного пласта известняка, $I_{\text{мин}}^{\text{ny}}$ – минимальное значение интенсивности против опорного пласта глин, $I_{\text{пл}}^{\text{ny}}$ – значение интенсивности исследуемого пласта.

Коэффициент пористости определяется по зависимости, как показано на рисунке 17: $\Delta i^{\text{ny}} = f(\lg K_{\text{п}})$, (7)

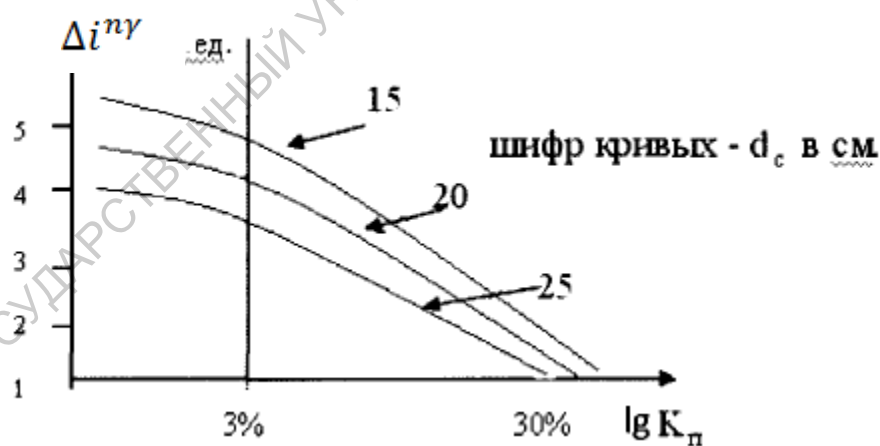


Рисунок 17 – Зависимость коэффициента пористости от интенсивности НГК

Применение НГК. В комплексе с другими методами нейтронный гамма-каротаж применяется для литологического расчленения разрезов скважин, выделения коллекторов, оценки коэффициента пористости, отбивки водонефтяного и газонефтяного контактов и т.п.

Лекция 9. Акустический каротаж

Сущность акустического метода состоит в измерении параметров волнового поля, создаваемого помещенным в скважину акустическим импульсным источником упругих колебаний. [5]

Волновое поле системы скважина-пласт включает множество волн, различных по типу и природе возникновения. В неограниченном массиве однородных горных пород точечным источником могут быть возбуждены продольные и поперечные волны. Скорости распространения продольных V_p и поперечных V_s волн различны, приближенно можно считать, что

$$V_p / V_s = 1.73.$$

Скорости V_p и V_s зависят от литологического состава, пористости, структуры пород и характера насыщенности.

Амплитуды волн зависят от степени поглощения энергии в среде, наличия в разрезе отражающих границ, т.е. от трещиноватости, слоистости горных пород и др.

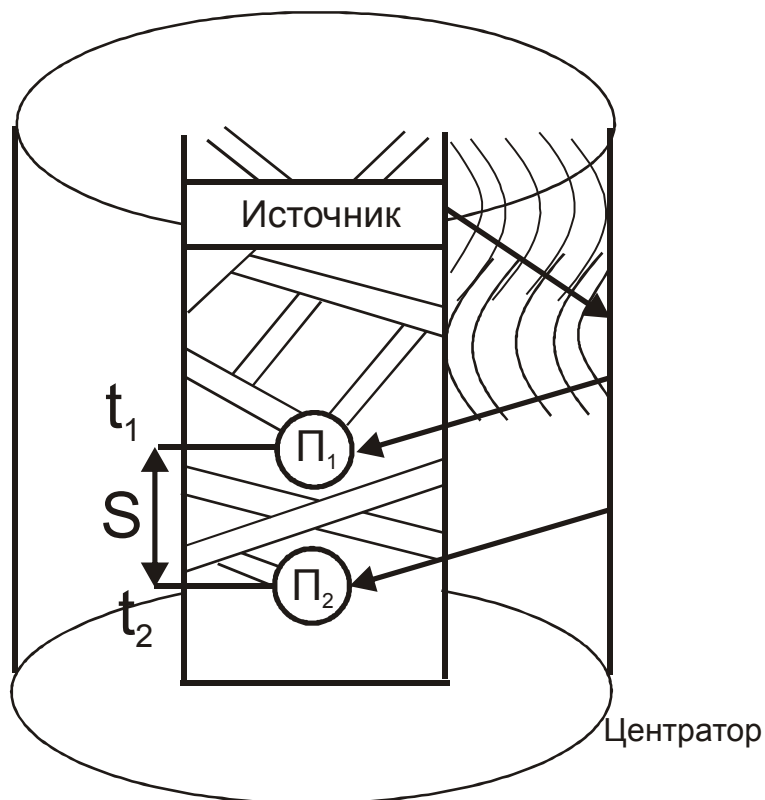
Для возбуждения и наблюдения упругих волн в скважину опускают зонд, который может содержать один или несколько излучателей и приемников упругих волн. Основными видами зондов являются трехэлементные (скважинные приборы типа СПАК и др.), представленный на рисунке 18.

Трехэлементный акустический зонд, состоит из двух приемников P_1 P_2 и одного излучателя I . Расстояние между приемниками (излучателями) в трехэлементном зонде АК является базой зонда S (рисунок 18). Обычно $S=0.3-0.5$ м.

Длине зонда соответствует расстояние от средней точки между одноименными элементами (которая является точкой записи) до разноименного элемента (L_s). Длину зонда L выбирают такой, чтобы получить достаточно интенсивный сигнал в породах с большим поглощением волн, а также, чтобы прямая волна по промывочной жидкости приходила к приемникам позже головных. Обычно эти требования соблюдаются, если $L = 1.5-2$ м.

В качестве излучателя применяют магнитострикционные преобразователи: ферромагнитные вещества, изменяющие форму и размеры под действием переменного магнитного поля.

Приемником ультразвуковых колебаний обычно служит пьезоэлектрический преобразователь, в котором механическая деформация приводит к его электрической поляризации - появлению на электродах электрического напряжения, пропорционального механическому и меняющего свой знак вместе с последним (прямой пьезоэлектрический эффект).



S – расстояние между двумя сейсмоприёмниками.

От источника пульсация, которая идет в среду скважины (буровой раствор) и идет сферическая волна и достигает стенки скважины и волна либо отражается, либо преломляется.

Преломившаяся волна приходит к 1СП (Π_1), потом ко 2-ому СП (Π_2). Мы фиксируем время прихода волны к Π_1 – это t_1 и время прихода к Π_2 – это t_2 .

Важно, чтобы прибор располагался в центре скважины. Вверху и внизу прибора надевают акустические центраторы.

Рисунок 18 –Схема трехэлементного зонда АК

Стандартная аппаратура типа СПАК (СПАК-4, СПАК-6) обеспечивает регистрацию таких параметров продольных волн как:

T_1, T_2 - времена первого вступления для первого и второго приемников;

A_1, A_2 - амплитуды первого вступления для ближнего и дальнего приемников;

ΔT – время прохождения продольной волны в интервале между Π_1 и Π_2 на расстоянии, равном базе акустического зонда S .

$$\Delta T_s = T_2 - T_1/S, \quad (1)$$

α - коэффициента ослабления (затухания) амплитуды, отнесенной к единице длины.

$$\alpha = \frac{1}{S} \ln \frac{A_1}{A_2}. \quad (2)$$

Значения $T_1, T_2, \Delta T_s$ регистрируются в микросекундах; A_1 и A_2 - в условных единицах (например, мВ), α - в децибеллах на метр (дБ/м).

Диаграммы ΔT , пригодные для интерпретации, должны удовлетворять следующим правилам:

1. Нужно, чтобы кривые T_1 и T_2 короткого и длинного двухэлементных зондов в общих чертах повторяли друг друга.

2. Необходимо, чтобы повторные кривые T_1 и T_2 отличались от первоначальных не более чем на 1.5%, а кривые ΔT не более чем на 3%.

3. Требуется, чтобы значения ΔT в эталонных средах соответствовали характерным для них значениям, приведенным в таблице. Для выполнения этого условия на диаграмме ΔT должны быть выделены два опорных пласта.

Характерные показания ΔT в опорных средах

| СРЕДА | ΔT , мкс/м | ПРИМЕЧАНИЕ |
|--------------------------------------|--------------------|------------------------|
| каверна большого диаметра | 580-600 | максимальные показания |
| плотные известняки $K_p > 1\%$ | 155-160 | минимальные показания |
| плотные доломиты $K_p < 1\%$ | 140-145 | то же |
| незацементированная обсадная колонна | 185 | то же |

Кривые T_1 , T_2 , ΔT не удовлетворяющие одному из перечисленных требований, являются браком и интерпретации не подлежат.

Определение границ пластов.

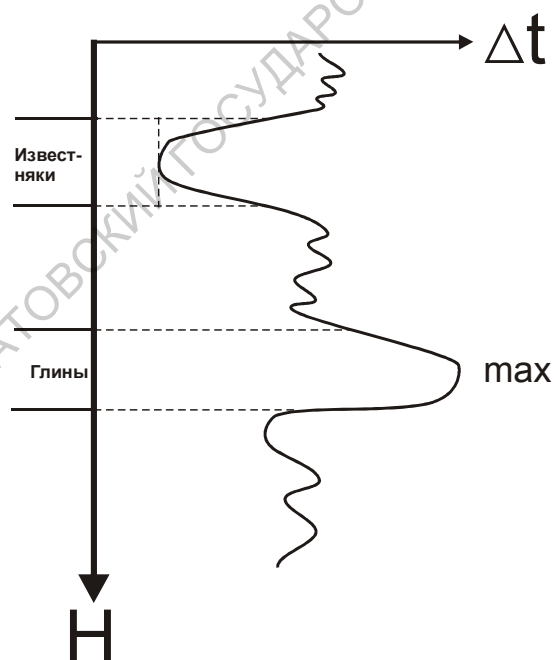
Кривая интервального времени регистрируется в линейном масштабе так, что величина ΔT растет слева направо. Кривая затухания α регистрируется в линейном, либо в логарифмическом масштабе.

Породы с высокой пористостью и повышенным ослаблением энергии волн отмечаются на фоне вмещающих пород максимумами на кривых ΔT и α . Аномалии симметричны относительно середины пласта.

Границы пласта находят по точкам, смещенным на величину половины базы зонда $S/2$, от основания аномалии к середине пласта.

Чем больше скорость распространения волн, тем меньше время. Этот факт используется при литологическом расчленении разреза.

В плотных породах (известняках, песчаниках) скорость будет больше. На диаграммах Δt плотные породы отмечаются min. В рыхлых породах – глины и др. значения Δt – max.



Связь между пористостью и интервалом времени Δt : выражается через уравнение интервала времени:

$$\Delta t = \Delta t_{ж} * K_p + (1 - K_p) * \Delta t_{ск}$$

$\Delta t_{ж}$ - Δt жидкости

K_p – коэф-т пористости

$\Delta t_{ск}$ – интервальное время скелета породы

$\Delta t_{ж}$ и $\Delta t_{ск}$ – CONST

$\Delta t_{ск}$ изв-ка = 154

$\Delta t_{ск}$ дол-та = 144

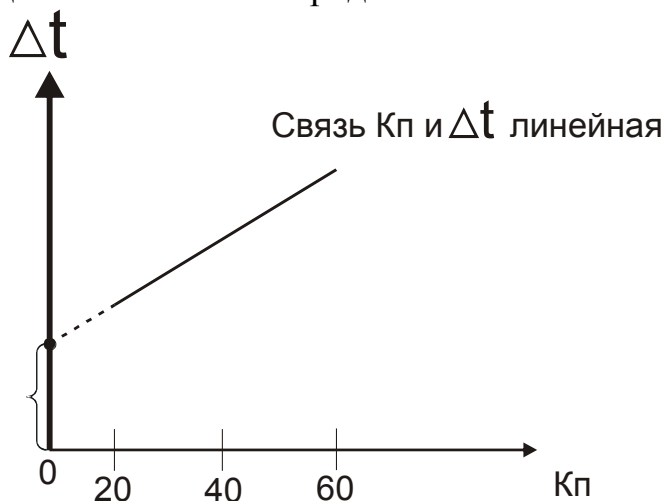
$\Delta t_{ск}$ песч-ка = 179

$\Delta t_{пласта}$ по диаграмме узнаем

$$K_p = \frac{\Delta t_{\text{изв}} - \Delta t_{\text{глин}}}{\Delta t_{\text{глин}} - \Delta t_{\text{песч}}}$$

Связь K_p и Δt – линейная. Как это следует из графика на рисунке 19.

Если пористость, отложенная по оси X равна нулю, то по оси Y , откладывается скелет породы $\Delta t_{ск}$.



Применение АК. В комплексе с другими методами акустический каротаж применяется для литологического расчленения разрезов скважин, определения коэффициента пористости, в том числе трещинной и каверно-трещинной.

Лекция 10. Выделение пластов - коллекторов и определение характера их насыщения.

Выделение пластов – коллекторов.

Коллектором нефти и газа обычно называют породу содержащую, в пустотном пространстве флюиды (нефть, газ, воду) и отдающие их при разработке.

Разделение пород в разрезе на коллекторы и неколлекторы выполняется по данным ГИС. [3]

С учетом технологии бурения сам факт проникновения бурового раствора в пласт свидетельствует, что порода - коллектор. Это необходимый, но не достаточный признак коллектора.

Все физические следствия, вытекающие из факта проникновения бурового раствора в пласт, порождают систему признаков, называемых **прямыми качественными признаками**, которые отличают коллектор от неколлектора и успешно применяются в практике геологической интерпретации ГИС.

Прямыми качественными признаками терригенного и карбонатного коллектора с межзерновым типом пористости являются:

1. Сужение диаметра ствола скважины, другими словами наличие глинистой корки, отмечаемое на кавернограмме, $d_{скв} < d_{ном}$.

2. Характерные показания на диаграммах микрозондов, т.е. наличие положительного приращения.

Удельное электрическое сопротивление пласта-коллектора, снятое с диаграммы микропотенциал зонда $\rho_k^{\text{МПЗ}}$ больше, чем удельное электрическое сопротивление по диаграмме микроградиент зонда $\rho_k^{\text{МГЗ}}$.

$$\rho_k^{\text{МПЗ}} > \rho_k^{\text{МГЗ}}$$

При этом значения $\rho_k^{\text{МПЗ}}$ и $\rho_k^{\text{МГЗ}}$ не высокие.

3. Наличие изменения удельного электрического сопротивления по радиусу скважины, устанавливаемое по данным разноглубинных установок электрического каротажа (например БК и МБК), путем сопоставления удельного сопротивления породы ($\rho_{\text{п}}^{\text{БК}} >$ или $< \rho_{\text{п}}^{\text{МБК}}$). Так же можно использовать данные БКЗ или ВИКИЗ.

Радиальный градиент сопротивления в коллекторе обусловлен наличием в нем зоны проникновения, удельное сопротивление которой, как правило, отличается от удельного сопротивления неизменной части пласта.

4 Отрицательные аномалии на диаграммах самопроизвольной поляризации (ПС).

Отсутствие или наличие этих признаков зависит не только от фильтрационно-емкостных свойств пласта, но и от технологических факторов, включающих свойства промывочной жидкости, величину репрессии на пласт, водоотдачи, кольматажа и т.д. Отсутствие прямых качественных признаков на диаграммах каротажа еще не говорит, что порода не коллектор.

Разделение породы на коллекторы и не коллекторы возможно по косвенным количественным критериям с применением граничных значений геофизических параметров. Путем составления неравенств, например:

$$K_{\text{п}}^{\text{пл}} \square K_{\text{п}}^{\text{гр}} \text{ или } K_{\text{пр}}^{\text{пл}} \square K_{\text{пр}}^{\text{гр}}$$

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности

Коэффициент нефтегазонасыщенности представляет собой долю объема пор, занятую нефтью и газом, и численно равен отношению объема пор, занятых нефтью и газом, к суммарному объему пор:

$$K_{\text{НГ}} = \frac{V_{\text{НГ}}}{V_{\text{пор}}} \quad (1)$$

Объем пор породы-коллектора лишь частично заполнен нефтью или газом, поскольку часть этого объема в гидрофильном коллекторе занимает остаточная вода. Содержание остаточной воды в коллекторе характеризуется коэффициентом остаточного, водонасыщения $K_{\text{во}}$, или просто коэффициентом водонасыщения $K_{\text{в}}$, который равен отношению объема пор, занимаемых водой, ко всему объему пор ($K_{\text{в}} = V_{\text{в}} / V_{\text{пор}}$).

Для наиболее часто встречающихся в природе гидрофильных коллекторов пустотное пространство их занято в общем случае тремя фазами - нефтью, газом и водой, т.е.:

$$K_{\text{н}} + K_{\text{г}} + K_{\text{в}} = 1 \quad (2)$$

или

$$K_{\text{НГ}} + K_{\text{в}} = 1 \quad (3)$$

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{нт}$) по удельному сопротивлению породы ($\rho_{п}$) основано на связях между параметром насыщения ($P_{н}$) и коэффициентом водонасыщения ($K_{в}$, $K_{во}$). Эти связи выражаются уравнениями Арчи и имеют вид:

$$P_{п} = \frac{a}{K_{н}^m} \quad (4)$$

$$P_{н} = \frac{b}{K_{в}^n} \quad (5)$$

где $P_{п} = \rho_{вп} / \rho_{в}$ - относительное сопротивление, а $P_{н} = \rho_{нп} / \rho_{вп}$ - коэффициент увеличения сопротивления.

Значения констант **a** и **b**, а также показателей степени **n** и **m** устанавливаются экспериментально для данного типа коллектора, с учетом его текстурных и структурных особенностей. Величина показателя **n** определяется главным образом характером смачиваемости, но также зависит и от степени глинистости коллектора. В гидрофильных глинистых коллекторах его величина составляет 1.3 - 1.8, в чистых и слабоглинистых $n = 1.8 - 2.0$. В карбонатных коллекторах может наблюдаться некоторое уменьшение **n** до 1.6, а в кавернозных даже до значений меньше 1. В гидрофобных коллекторах показатель **n** имеет повышенные значения от 2.5 до 5.

Коэффициент водонасыщенности вычисляется по формуле:

$$K_{в} = \sqrt[n]{b * P_{вп} / \rho_{п}} = \sqrt[n]{b * P_{п}^m * P_{в} / \rho_{п}} = \sqrt[n]{a * b * K_{п}^{-m} * P_{в} / \rho_{п}} \quad (6)$$

В приведенное уравнение входят определяемые в процессе интерпретации величины $K_{п}$ (по данным каротажей пористости), $\rho_{в}$ (по данным эмпирической зависимости $\rho_{в} = f(H)$).

В упрощенном виде рассчитать величину коэффициента водонасыщения можно считая, что константы **a** и **b** = 1, а показатель степени **n** = 2.

$$K_{в} = \sqrt{P_{п} * P_{в} / \rho_{п}} \quad (7)$$

Вычислив значение коэффициента нефтегазонасыщенности по формуле:

$$K_{нт} = (1 - K_{в}) * 100\%$$

Можно определить характер насыщения исследуемых пластов по следующему принципу: если $K_{нт}^{пласта} > 50\%$ - это нефтенасыщенный пласт, если $K_{нт}^{пласта} < 50\%$ - водонасыщенный.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Геофизические исследования скважин: Учебник для вузов. – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004.
2. Головин Б.А. Головин К.Б. Геофизические исследования скважин. Учебное пособие. Саратов, 2011, library.sgu.ru/uch_lit/129.pdf
3. Головин Б.А., Калининкова М.В., Кукин А.Н. Комплексная интерпретация данных ГИС: Учебное пособие. Саратов, 2011, library.sgu.ru/uch_lit/138.pdf.
4. Итенберг С.С. Интерпретация результатов каротажа скважин. М.: Недра, 1978.
5. Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. Акустический метод исследования скважин. М.: Недра, 1978.
6. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин. -М.: Недра, 1991.
7. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: Курс лекций. – Екатеринбург: УГГУ, 2005.
8. РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических и исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва, 2002г. <http://dokipedia.ru/document/1724659>/дата обращения 15.12.2018г.