

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Цифровая обработка геолого-геофизических данных

ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

Профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа, газоконденсата и подземных хранилищ газа

Квалификация: выпускника Бакалавр

Форма обучения: очная, очно-заочная

Год начала обучения: 2026

Изучается в 7 семестре

Содержание

Практическая работа № 1.

Литологическое расчленение терригенного разреза6

Практическая работа №2.

Интерпретации данных метода бокового каротажного зондирования (БКЗ) ...12

Практическая работа №3.

Интерпретации данных метода высокочастотного индукционного каротажного
изопараметрического зондирования (ВИКИЗ).18

Практическая работа № 4.

Методика выделения глинистых пород25

Практическая работа № 5.

Определение пористости горных пород31

Практическая работа № 6.

Определения Кп по данным АК и ГГК в терригенном разрезе39

Практическая работа № 7.

Кинематические и динамические характеристики упругих волн АК47

Практическая работа № 8.

Методы контроля за разработкой месторождений нефти и газа55

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ76

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №1

Тема 1: Литологическое расчленение разреза

1. Цель работы.

Приобретение навыков качественной интерпретации диаграмм в сложном терригенном разрезе с целью литологического расчленения разреза и выделения коллекторов.

2. Теоретическое обоснование.

При бурении нефтяных и газовых скважин основной задачей каротажа является выделение в разрезе скважины коллекторов и оценка характера их насыщения (вода, нефть, газ).

Коллекторами называют пласты, представленные породами, способными содержать нефть и газ и отдавать их. Основными свойствами коллекторов являются пористость и проницаемость.

Под проницаемостью породы подразумевается способность ее пропускать через себя при практически наблюдаемых перепадах давления жидкость (воду, нефть)

Обычно коллекторами являются песчаники, алевролиты, пористые доломиты и известняки, трещинные породы.

Покрышка - это комплекс горных пород (порода) с крайне низкими значениями проницаемости, перекрывающий более проницаемую породу или продуктивный коллектор и препятствующий разрушению залежи. Это могут быть сланцы или соль и т.д.

Коллекторы в разрезе пробуренной скважины, прежде всего, могут быть выделены путем сопоставления полученных для данной скважины каротажных диаграмм с типовым геолого-каротажным разрезом и диаграммами соседних скважин, в которых положение коллекторов известно. Коллекторы могут быть также определены, по результатам оценки литологического характера пород по данным каротажа.

Так, если по каротажным диаграммам установлено, что пласт представлен пористыми песчаниками или пористыми карбонатными породами, то, очевидно, такой пласт должен быть отнесен к коллекторам.

Надежным указанием на коллектор является проникновение раствора в пласт, которое может быть установлено по следующим данным.

1. Если запись кривой сопротивления произведена дважды в разное время, то по существенному изменению показаний за время между первым и вторым замерами, связанному с дополнительным проникновением фильтрата бурового раствора в пласт за это время (если, конечно, это изменение не обусловлено другими причинами — изменением сопротивления бурового раствора или диаметра скважины).

В результате дополнительного проникновения раствора в пласт при буровом растворе, минерализация которого превышает минерализацию

пластовой воды, в водоносных пластах наблюдается рост, а в нефтеносных пластах – обычно некоторое снижение показаний.

2. По материалам бокового каротажного зондирования или результатам измерений установками с различной глубиной исследования. В последнем случае указанием на наличие проникновения раствора служит различие между удельным сопротивлением прилегающей к скважине части пласта, полученным по показаниям установок с малой глубиной исследования, и удельным сопротивлением, определенным по замерам установками с большой глубиной исследования.

Следует иметь в виду, что если зона проникновения не была обнаружена, то это еще не значит, что пласт не является коллектором. Удельное сопротивление зоны проникновения может быть близко к удельному сопротивлению пласта и тогда проникновение раствора в пласт вообще не будет сказываться на показаниях электрического каротажа по методу сопротивления. Далее в коллектор по тем или иным причинам (большое пластовое давление, высокое качество глинистого раствора и т. д.) может не быть значительного проникновения фильтрата бурового раствора.

Сужение диаметра, отмечаемое по кавернограмме или по кривым микроустановок, также служит признаком коллектора. Однако наличие глинистой корки не является ни необходимым, ни достаточным признаком коллектора. Так, при бурении на высококачественных растворах глинистая корка против коллектора может быть небольшой и нехарактерной. В то же время в некоторых случаях глинистая корка может быть и против плотных пластов.

3. Материалы.

Диаграммы (рис. 1.2-1.3) комплекса методов ГИС для литологического расчленения разреза в терригенных отложениях (выдаётся преподавателем) на листе или в ПЭВМ.

4. Указания по технике безопасности

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

немедленно отключить от розетки. Тушение ПЭВМ осуществляется только с помощью углекислого или порошкового огнетушителей.

5. Методика и порядок выполнения работ

Выделение коллекторов по комплексу геофизических данных.

Двухкомпонентные песчано-глинистые коллекторы выделяют на основании количественного анализа комплексных данных различных видов каротажа: амплитуды отклонения кривой ПС, удельных сопротивлений зоны проникновения и пласта, изменения диаметра скважины, расхождения кривых КС при микрокаротаже, показаний ГК и т. п., а также значений пористости, проницаемости и глинистости, определенных по кернам и геофизическим данным.

При выделении коллекторов по кривой ПС целесообразно вместо амплитуды отклонения кривой $E_{\text{пс}}$ использовать относительную амплитуду $\alpha_{\text{пс}}$, рассчитанную по формуле $\alpha_{\text{пс}} = E_{\text{пс}}/E_{\text{пс}}^{\text{мак}}$, где $E_{\text{пс}}$ амплитуда отклонения кривой ПС против опорного (выбранного) пласта $E_{\text{пс}}^{\text{мак}}$ амплитуда отклонения кривой ПС против изучаемого пласта приводится к пласту большей мощности с максимальной амплитудой.

Опорный пласт, служащий для определения относительной амплитуды отклонения ПС $\alpha_{\text{пс}}$, должен обладать достаточной мощностью и сопротивлением, мало отличающимся от сопротивления изучаемых пластов; чтобы можно было исключить введение поправок за мощность и сопротивление в величину $E_{\text{пс оп}}$, сохранять на значительном протяжении по площади постоянство литолого-петрографических свойств и минерализацию пластовой воды; минерализация пластовых вод в опорных и изучаемом пластах не должна сильно различаться. Наилучшим опорным пластом следует считать хорошо проницаемые неглинистые песчаники или известняки.

Чтобы отнести тот или иной песчано-глинистый пласт к категории коллекторов или не коллекторов, необходимо располагать данными о нижних пределах величины $\alpha_{\text{пс}}$ для изучаемых пластов, когда пласт еще способен отдавать жидкость или газ. Нижний предел $\alpha_{\text{пс}}$ для конкретного типа коллекторов месторождения устанавливается опытным путем и колеблется в пределах 0,2 - 0,6. На рис. 1.1 показано выделение песчаных и песчано-глинистых коллекторов по комплексу геофизических исследований. Глинистые породы (глины, аргиллиты) отмечаются положительными аномалиями, на кривой ПС, увеличением диаметра скважины на кавернограмме, повышением естественной гамма-активности и интервального времени Δt на кривой АК, а также отсутствием расхождений кривых кажущегося удельного сопротивления микрозондов. Аргиллиты по сравнению с глинами обладают повышенным удельным сопротивлением, более интенсивным вызванным гамма-излучением на кривой НГК и меньшими значениями интервального времени Δt . Песчаные коллекторы в этом разрезе выделяются однозначно отрицательными аномалиями на кривой ПС ($\alpha_{\text{пс}}$ изменяется в пределах 0,6 – 1,0), сужением диаметра скважины на кавернограмме ($k_{\text{гл}}$ — 1,4÷2,0 см), снижением гамма-активности и

интервального времени Δt , увеличением кажущегося удельного сопротивления и вызванного гамма-излучения, как правило, положительным расхождением кривых кажущегося удельного сопротивления микрозондов.

Факторы, влияющие на форму диаграммы ПС:

Мощность пласта;

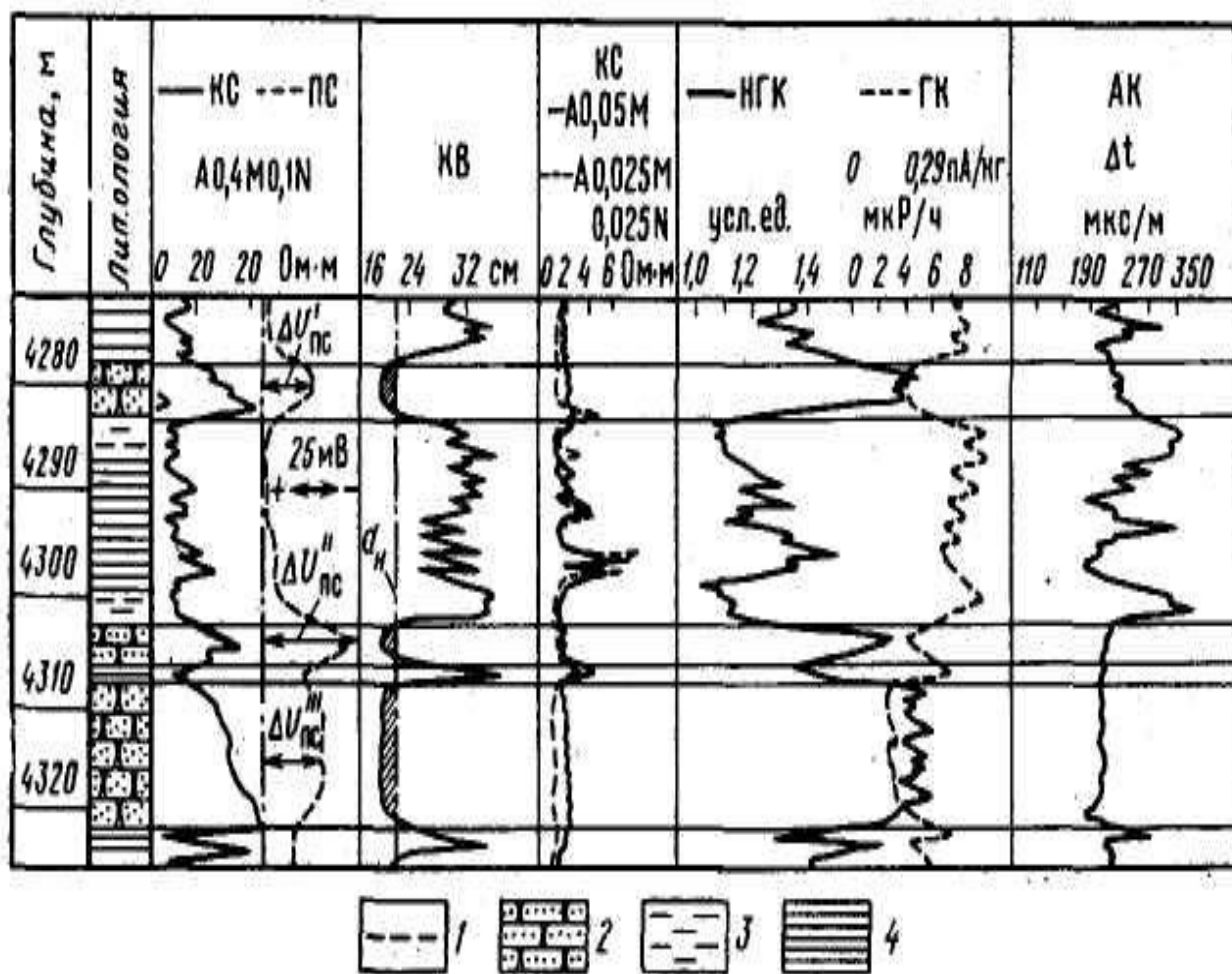
Диаметр скважины;

Сопротивление пласта;

Сопротивление вмещающих пород;

Сопротивление пластовой воды и фильтрата бурового раствора;

Проникновение фильтрата в пласт



1 — линия глины; 2 — песчаник; 3 — глина; 4 — аргиллит; d_n — номинальный диаметр скважины; $\Delta U'_{\text{пс}}$, $\Delta U''_{\text{пс}}$, $\Delta U'''_{\text{пс}}$ — отклонения кривой ПС против различных пород-коллекторов ($\Delta U''_{\text{пс}}$ — опорный пласт)

Рисунок 1.1 – Выделение песчано-глинистых коллекторов по комплексу геофизических исследований

На рисунке 1.2 приводится пример расчленения геологического разреза по данным микро-каротажного зондирования (МКЗ), кавернометрии и ПС.

. Содержание отчета и его форма

По диаграммам стандартного комплекса ГИС (рис. 1.3, 1.4) выделить границы пластов, определить их литологию, указать возможные пласты коллекторы.

Номер пласта	Глубина залегания, м		Мощность, м	Литология	Примечание
	Кровли	Подошвы			

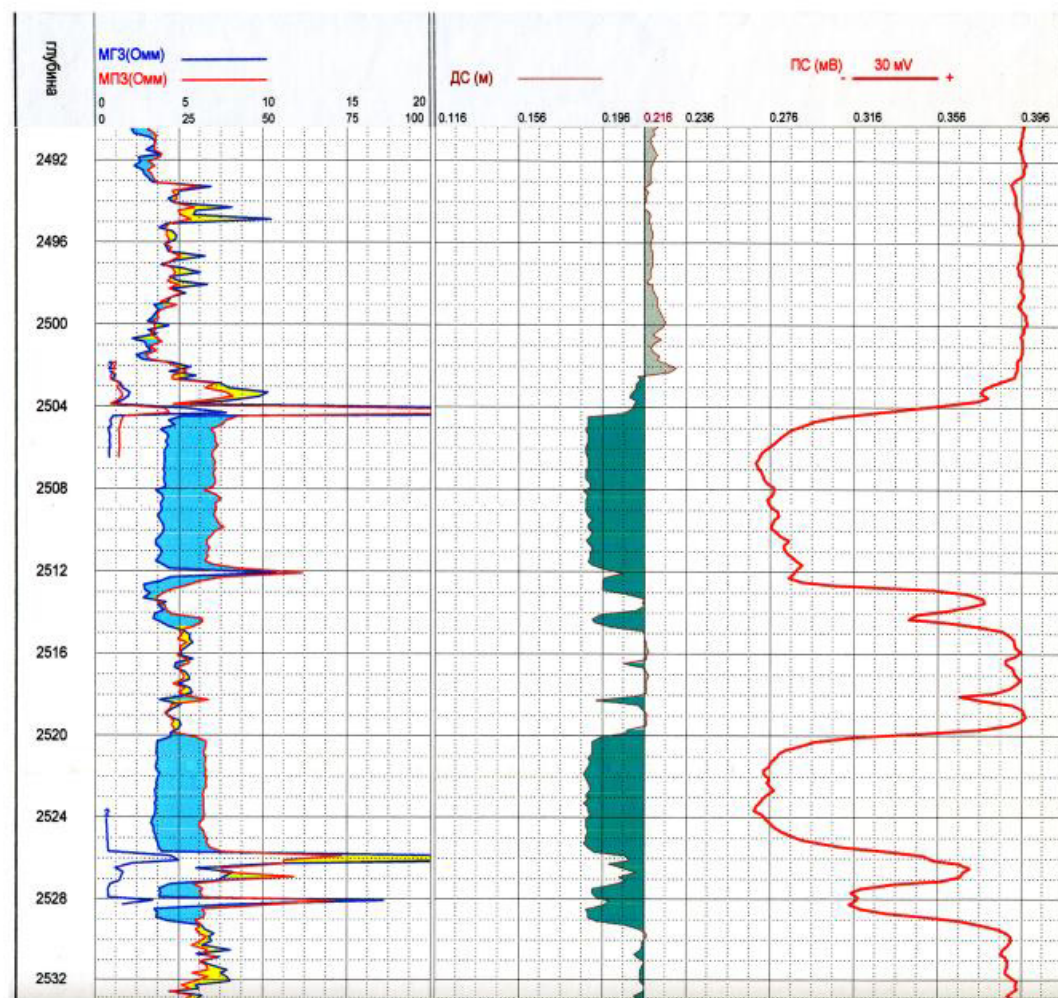


Рисунок 1.2 - Диаграмма для работы

7. Вопросы для защиты работы.

1. Какими методами ГИС возможно выделять пласты коллектора.
2. Факторы, влияющие на форму диаграммы ПС.
3. Как рассчитывается $\alpha_{\text{ПС}}$.
4. Для чего рассчитывают $\alpha_{\text{ПС}}$.
5. Какими методами ГИС возможно выделять глинистые пласты.
6. Шифр установок МКЗ.
7. Как по данным МКЗ производят литологическое расчленение разреза.

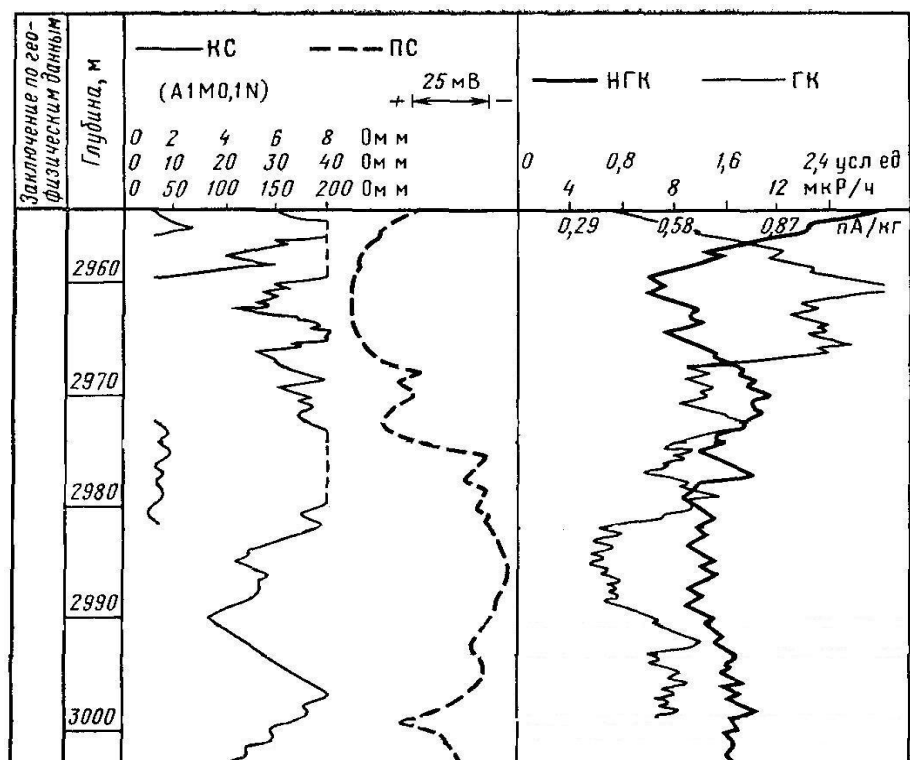


Рисунок 1.3 - Расчленение терригенного разреза и выделение коллекторов по стандартному комплексу ГИС. (диаграмма для работы)

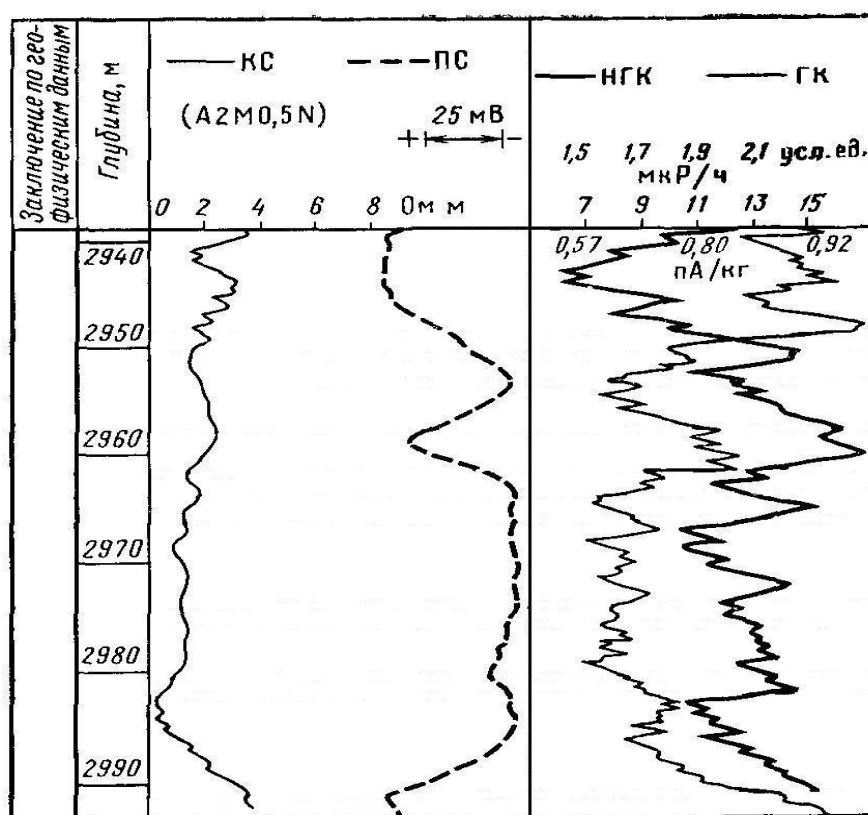


Рисунок 1.4 - Расчленение терригенного разреза и выделение коллекторов по стандартному комплексу ГИС. (диаграмма для работы)

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 2

Тема 2: Интерпретации данных метода бокового каротажного зондирования (БКЗ)

1. Цель работы.

Изучение построения кривых БКЗ. Двухслойные и трехслойные расчетные кривые БКЗ.

2. Теоретическая часть.

В отличие от методов изучения керна, ГИС дают сплошную довольно точную, привязанную по глубине, информацию с большим радиусом исследования. При этом получают также информацию о горных породах в их естественном залегании.

БКЗ – метод бокового электрического зондирования (рис. 2.1) осуществляется проведением метода КС одновременно несколькими зондами разного размера, что позволяет увеличить глубину изучения УЭС в радиальном направлении: сначала r_c , затем $r_{пп}$, далее $r_{зп}$ и так до r_p . $r_{вм}$ – УЭС вмещающих пород; $r_{гк}$ – УЭС глинистой корки; r_c (r_p) – УЭС скважины (глинистого раствора).

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

В качестве зондов БКЗ обычно используют набор последовательных градиент-зондов: непарный токовый электрод A расположен выше парных приёмных электродов M и N , причём $AM \gg MN$. Наиболее эффективно БКЗ проводить градиент-зондами при $L = 1 - 30 d_c$, где d_c – диаметр скважины. Показатель L зондов увеличивается от зонда к зонду в геометрической прогрессии. Зонды разного размера, имея неодинаковый радиус исследования, фиксируют величину r_k , обусловленную различными объёмами проводящих сред. Показания малого зонда определяются r_k ближайшего к нему участка среды, т. е. скважинного и примыкающего к ней частью пласта. На кажущееся сопротивление, замеренное большим зондом, основное влияние оказывает удельное сопротивление удалённых от зонда участков среды. При этом кажущееся удельное сопротивление пласта, измеренное обычным зондом, отличается от истинного значения с учётом величины диаметра скважины, удельного сопротивления промывочной жидкости, зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости (её диаметр и удельное сопротивление), вмещающие пласт среды (удельные сопротивления покрывающих и подстилающих пород).

Для геофизических исследований скважин решающее значение имеет технология бурения скважины. Скважина позволяет проводить измерения во внутренних точках среды. Вместе с тем скважина усложняет структуру изучаемых физических полей, так как она нарушает условия залегания горных пород, изменяет геостатическое давление и температуру. Взаимодействие порода-

разрушающего инструмента усугубляет этот процесс, способствуя образованию микро-трещиноватости в прочных породах и разрушению с образованием каверн в рыхлых и трещиноватых породах. В результате проникновения фильтрата ПЖ в проницаемые пласты в них образуются зоны проникновения с диаметром от десятков до сотен сантиметров (рис. 2.2). Физико-химические свойства пород в зоне проникновения меняются за счёт оттеснения первоначального флюида или возникновения сложного многофазного насыщения, окислительно-восстановительных процессов, закупорки пор. Наиболее изменённую часть зоны проникновения называют промытой зоной. Обычно в геофизике под зоной проникновения понимают цилиндрическую область, в пределах которой величина измеряемого параметра отличается от значения данного параметра в неизменённой части пласта более чем на двойную погрешность измерения. Границы этой зоны проникновения для разных методов различны. После завершения бурения и проведения ГИС в открытом стволе скважину обсаживают.

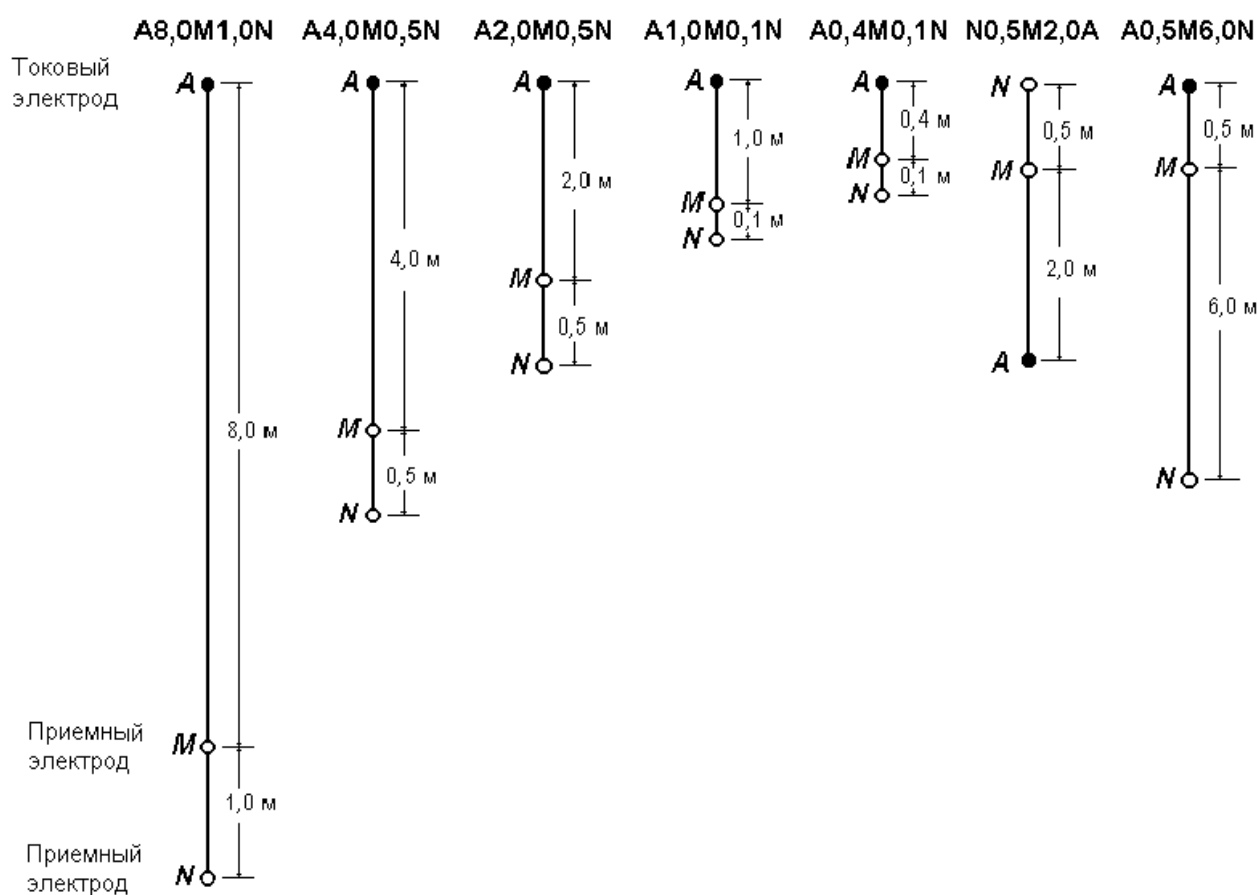


Рисунок 2.1 – Зонды бокового каротажного зондирования

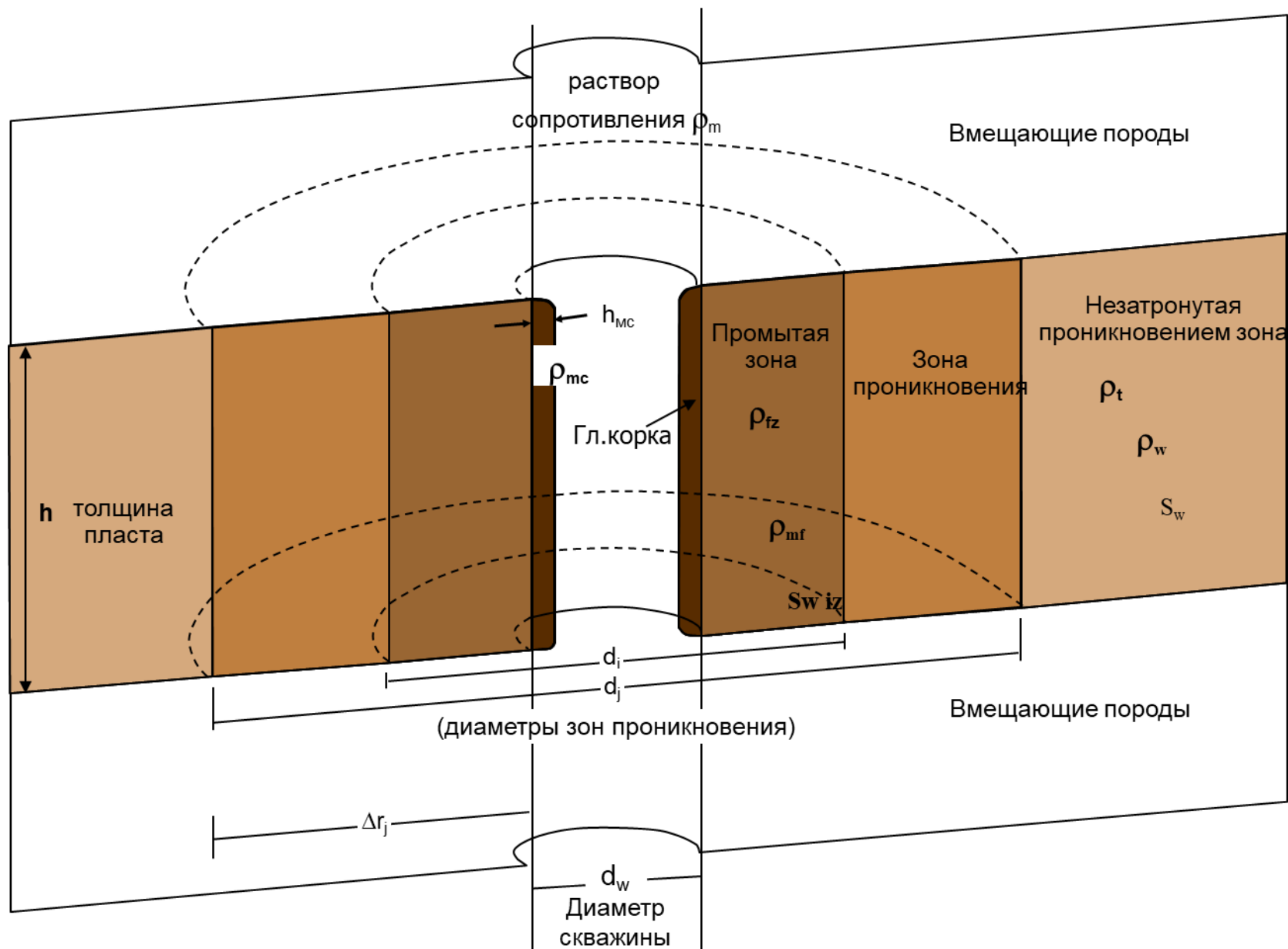


Рисунок 2.2 – Скважина в разрезе (проницаемый песчаник)

Обработка материалов БКЗ осуществляется сопоставлением их с расчётными данными. На основании теоретических формул построены палетки БКЗ для определения истинного удельного сопротивления пластов при отсутствии проникновения фильтрата промывочной жидкости: двухслойные палетки (рис. 2.3) и при его наличии – трёхслойные палетки (рис. 2.4). Двухслойные палетки строятся в непроницаемых объектах (например, в глинистых пластах) для последующего введения поправок при построении кривых БКЗ в трёхслойных палетках. На кривой построенной в двухслойных палетках значения сопротивлений всех установок БКЗ должны быть одинаковыми (линия будет параллельная оси абсцисс). В том случае, когда одна из точек формирующих эту линию не укладывается в горизонтальную линию (на двухслойной палетке) необходимо будет при построении кривой в трёхслойной палетке вносить коррективы за показания зонда этой установки БКЗ.

При интерпретации данных БКЗ исключается влияние на рк перечисленных выше факторов и определяется истинное сопротивление пласта. Для интерпретации данных БКЗ важно знать сопротивление промывочной жидкости и диаметр скважины.

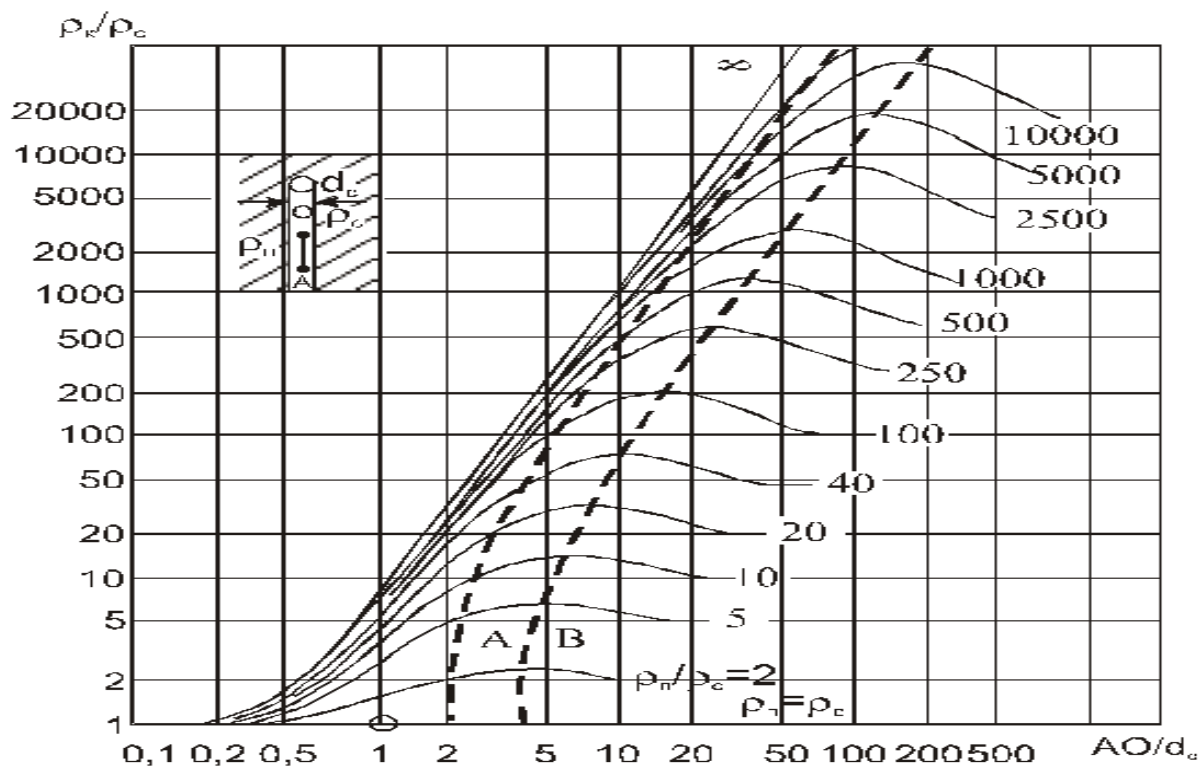


Рисунок 2.3 – Двухслойные расчетные кривые БКЗ палетка БКЗ-1А для градиент-зондов при $p_w > p_c$ (по Л.М.Альпину)

Трёхслойные кривые БКЗ рассчитаны для случая проникновения промывочной жидкости в пласт. При этом в примыкающей к скважине части пласта образуется зона проникновения (ЗП), условно принимаемая за цилиндрическую, диаметром D и удельным сопротивлением r_{zp} с промежуточным значением между p_c и неизменной части пласта p_w .

Трехслойные кривые БКЗ определяются пятью параметрами $p_{\text{п}}$, $p_{\text{зп}}$, $p_{\text{с}}$, D и $d_{\text{с}}$. Но в связи с тем, что кривые БКЗ строятся в двойном логарифмическом масштабе, их форма и положение на палетках зависят от трех относительных параметров $p_{\text{зп}}/p_{\text{с}}$, $D/d_{\text{с}}$ и $p_{\text{п}}/p_{\text{с}}$.

При проникновении фильтра промывочной жидкости в пласт возможны два случая: снижение удельного сопротивления (понижающее проникновение) и, наоборот, увеличение его сопротивления (повышающее проникновение).

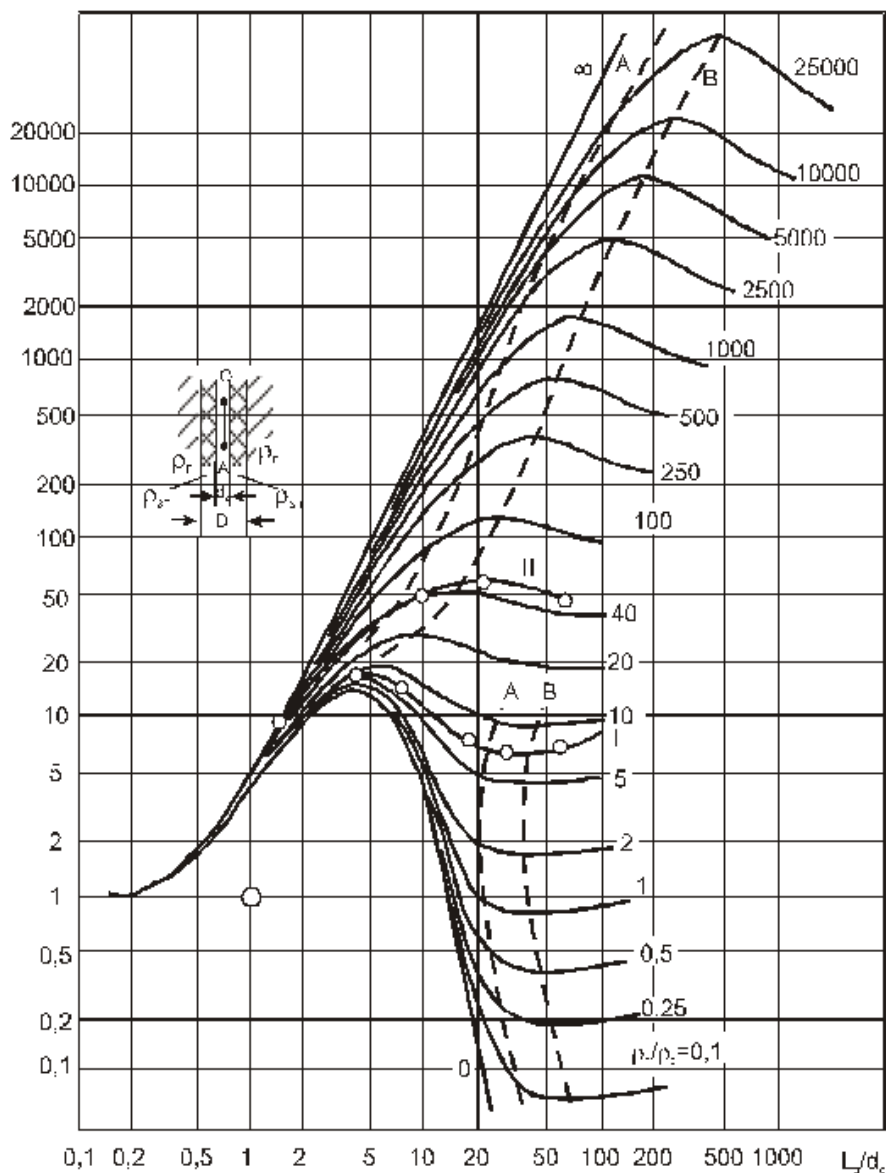


Рисунок 2.4 – Палетка БКЗ-4/20 для градиент-зондов (по Л.М. Альпину)

Принадлежность кривой БКЗ к повышающему либо понижаяющему проникновению промывочной жидкости определяется величиной $p_{\text{п}}/p_{\text{зп}}$. Если $p_{\text{п}}/p_{\text{зп}} < 1$, то наблюдается **повышающее** проникновение, при $p_{\text{п}}/p_{\text{зп}} > 1$ – **понижающее**. Обычно на одну и ту же палетку наносят кривые, соответствующие повышающему и понижаяющему проникновению фильтра промывочной жидкости (рис. 2.4). Каждая кривая на трехслойной палетке БКЗ изображает зависимость $p_{\text{к}}/p_{\text{с}}$ от относительного размера зонда $L_z/d_{\text{с}}$ при

заданных параметрах D/d_c , $p_{зп}/p_c$ и $p_{п}/p_c$, из которых первые два отражают шифр палетки, а третий – шифр кривой. Например, палетка БКЗ с шифром 4/20 означает, что на ней представлен набор кривых зависимости p_k/p_c от L_3/d_c при $D/d_c=4$ и $p_{зп}/p_c=20$ (см. рис. 2.4). При повышающем проникновении фильтрата промывочной жидкости в пласт удовлетворяется условие $p_c < p_{зп} > p_{п}$, при понижающем $p_c < p_{зп} < p_{п}$.

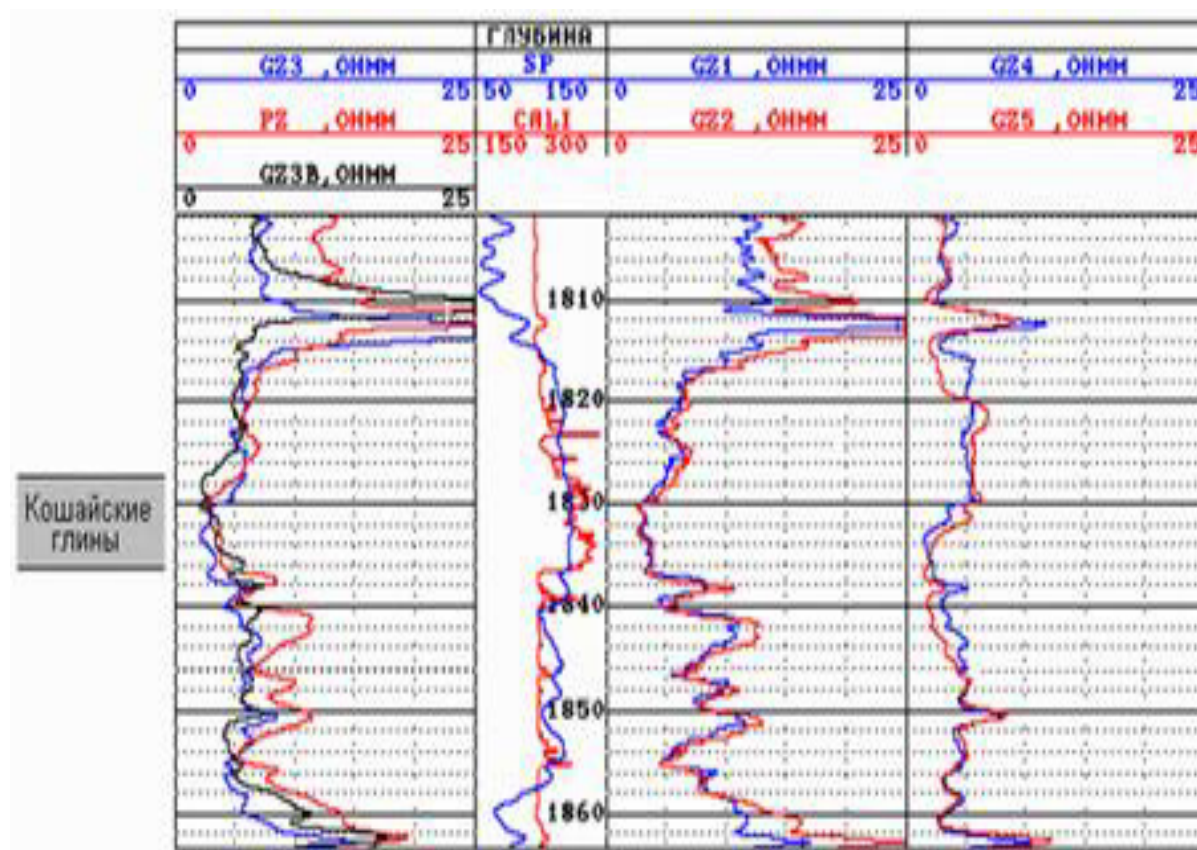


Рисунок 2.5 – Пример записи диаграммы БКЗ

3. Материалы.

Диаграммы (рисунок 2.5 комплекс методов БКЗ в терригенных отложениях (выдаётся преподавателем) на сводном планшете или в ПЭВМ.

4. Указания по технике безопасности

- Перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить:
 - отсутствие посторонних предметов на клавиатуре
 - нет ли влаги на клавиатуре
- Включение ПЭВМ производится на мониторе, а затем на системном блоке.
- ПЭВМ подключается в розетку электрической сети 220 В.
- Рабочие места с ПЭВМ по отношению к световым проемам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, преимущественно слева.

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

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

5. Методика и порядок выполнения работ

Рассмотрим особенности определения насыщения коллекторов при различных геолого-геофизических условиях.

6. Содержание отчета и его форма

1. Построить кривую БКЗ в лагорифмическом масштабе на палетке пласт располагается в интервале 1810 – 1814 м (рисунок 2.5).
2. Заполнить таблицу 2.1.
3. Ответить на вопросы

Таблица 2.1

Номер пласта	кровля	подошва	литология	примечание

7. Вопросы для защиты работы.

1. Шифр кривых БКЗ
2. Понятие повышающее и понижающее проникновение
3. Принадлежность кривой БКЗ к повышающему либо понижающему проникновению промывочной жидкости определяется какой величиной.
4. Зоны, формирующиеся в скважине в интервале проницаемого песчаника.
5. Назначение двухслойных и трехслойных палеток БКЗ.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №3

Тема 3: Интерпретации данных метода высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ)

1. Цель работы.

Приобретение навыков, выделения коллекторов в терригенном разрезе по комплексу признаков, которыми они характеризуются на диаграммах геофизических методов исследования скважин, а также качественной интерпретации диаграмм электрического метода ВИКИЗ с целью выделения коллекторов и оценки их возможной продуктивности.

2. Теоретическое обоснование.

При бурении нефтяных и газовых скважин основной задачей каротажа является выделение в разрезе скважины коллекторов и оценка характера их насыщения (вода, нефть, газ).

Коллекторами называют пласты, представленные породами, способными содержать нефть и газ и отдавать их. Основными свойствами коллекторов являются пористость и проницаемость.

Под проницаемостью породы подразумевается способность ее пропускать через себя при практически наблюдаемых перепадах давления жидкость.

Обычно коллекторами являются пески, песчаники, алевролиты, пористые доломиты и известняки, трещинные породы. Наиболее типичными представителями непроницаемых пород (не коллекторов) являются глины и аргиллиты, малопористые плотные известняки, доломиты и песчаники (если они не трещинные), гипсы, ангидриты.

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

Совмещенные диаграммы ВИКИЗ дают наглядное представление о возможности выделения коллекторов по радиальному изменению удельных сопротивлений (рис. 3.1).

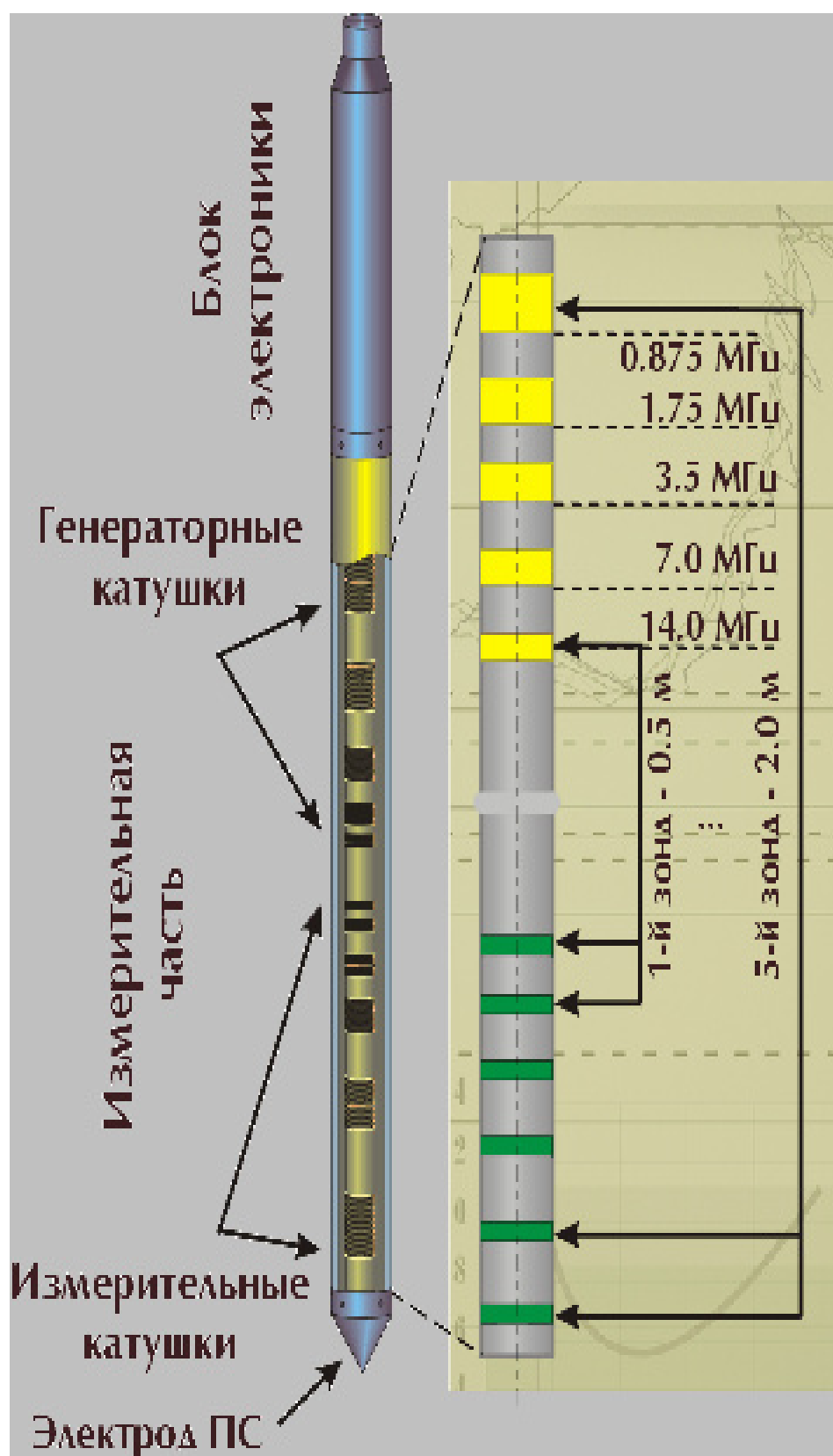


Рисунок 3.1 – Прибор ВИК ИЗ

3. Материалы.

Диаграммы ВИК ИЗ и ПС для определения насыщения коллектора и литологического расчленения разреза в терригенных отложениях (выдаётся

преподавателем) на листе или в ПЭВМ.

4. Указания по технике безопасности.

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

5. Методика и порядок выполнения работ

Диаграмма потенциала самопроизвольной поляризации ПС является источником важной дополнительной информации для качественной интерпретации разреза (рис. 3.2, 3.3, 3.4).

Существенные изменения значений p_k с последовательным уменьшением от короткого зонда к длинному являются характерным признаком водонасыщенных коллекторов (соленость пластовых вод превышает соленость фильтрата бурового раствора). Водоносный пласт выделяется значительным расхождением кажущихся сопротивлений зондов – от 15 до 30 Ом. Нефтеносные пласты-коллекторы отмечаются меньшим расхождением и повышенными значениями p_k .

Для качественных оценок характера насыщения пластов-коллекторов принципиальное значение имеют сведения о критических величинах удельных сопротивлений.

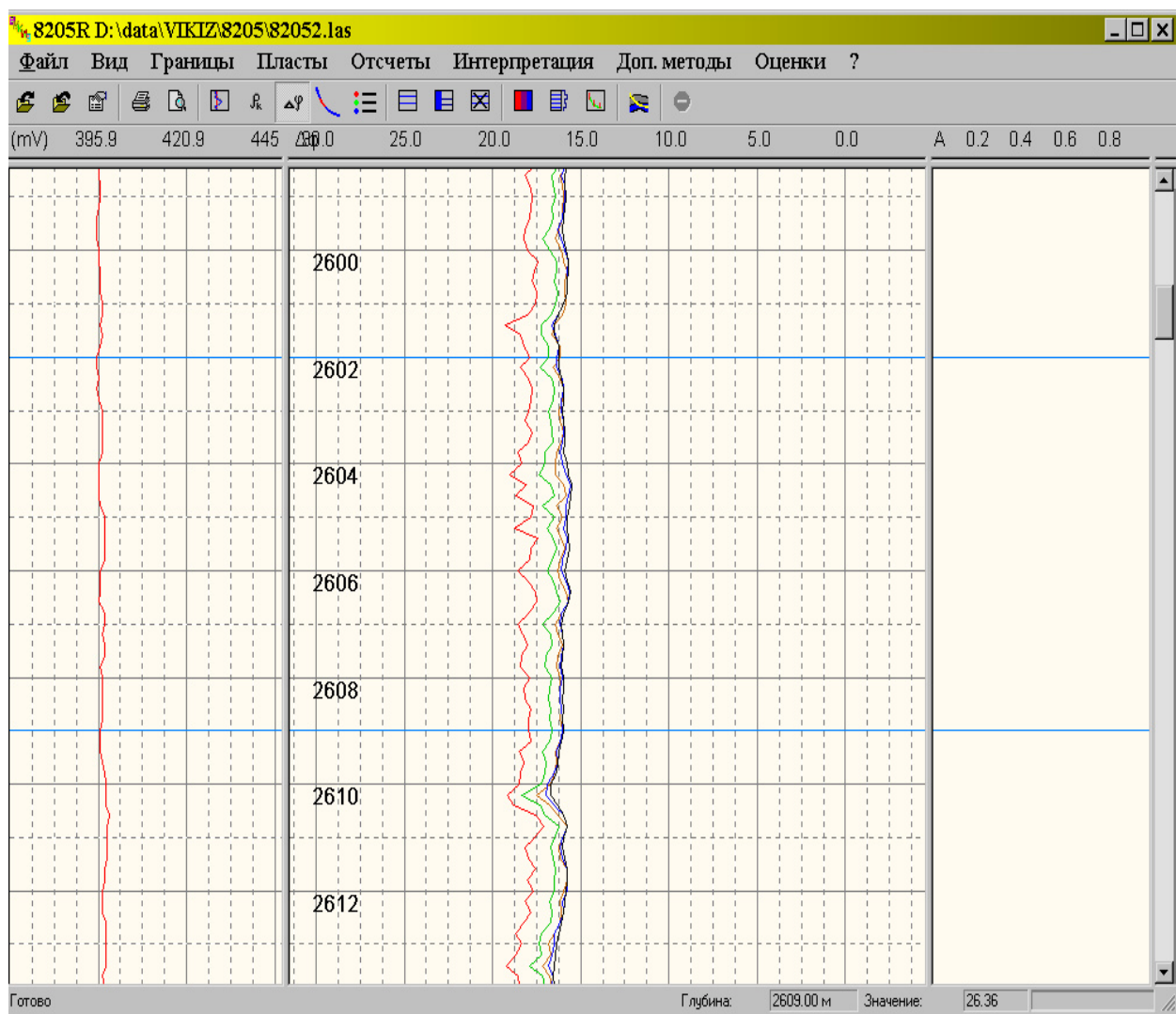


Рисунок 3.2 – Пример интерпретации в глинистом пласте

Приведены данные мощного водонасыщенного коллектора. Зондирование характеризуется монотонно убывающей с длиной зонда кривой кажущихся сопротивлений. Представленный пример является весьма типичным для водонасыщенных коллекторов с повышающим проникновением.

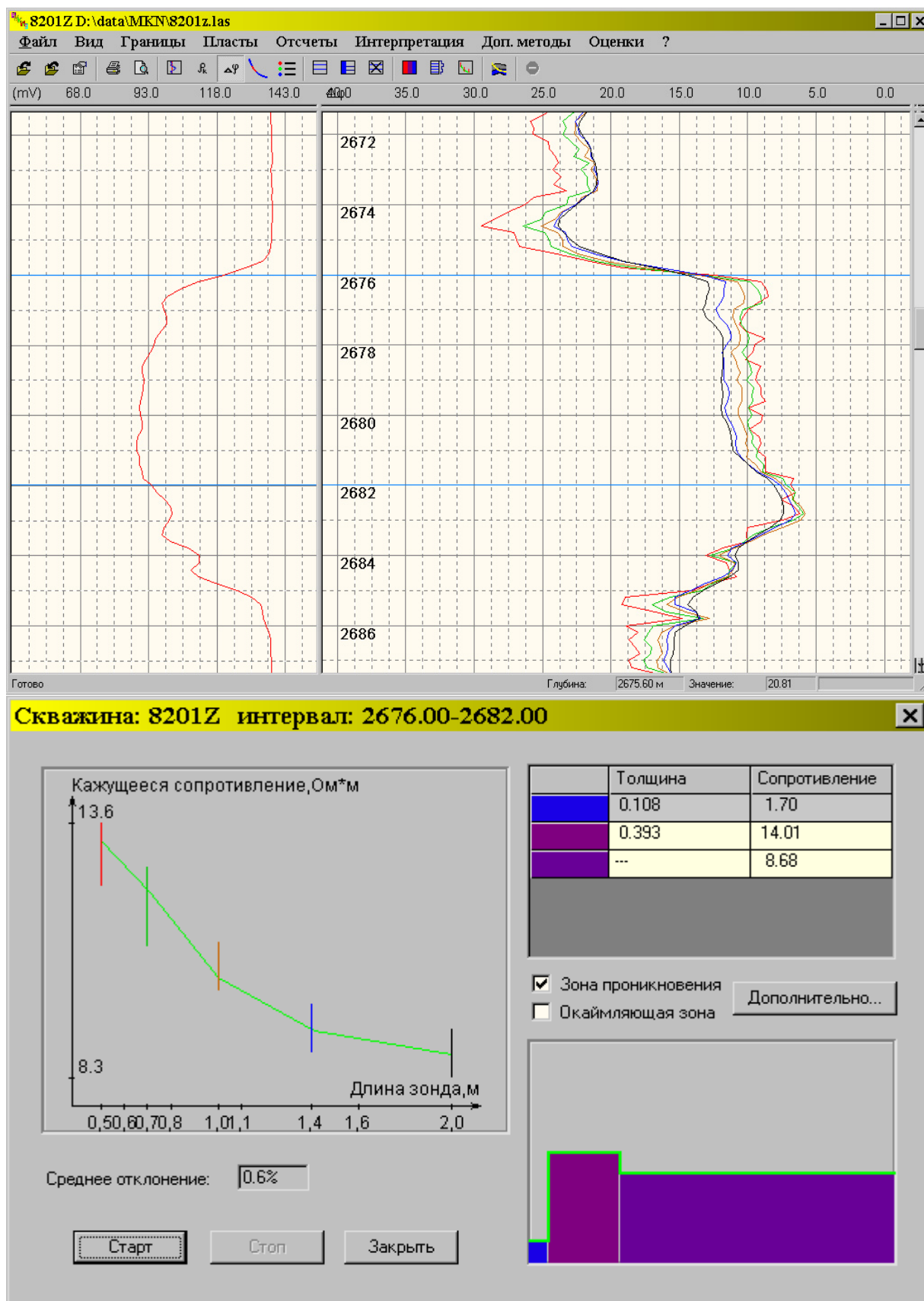


Рисунок 3.3 – Пример интерпретации в водонасыщенном коллекторе

В интервале мощного газонасыщенного коллектора диаграммы коротких зондов отражают УЭС зоны проникновения, сопротивление которой значительно меньше сопротивления неизменной части пласта. Кривая

зондирования отражает повышение удельного электрического сопротивления от скважины к пласту.

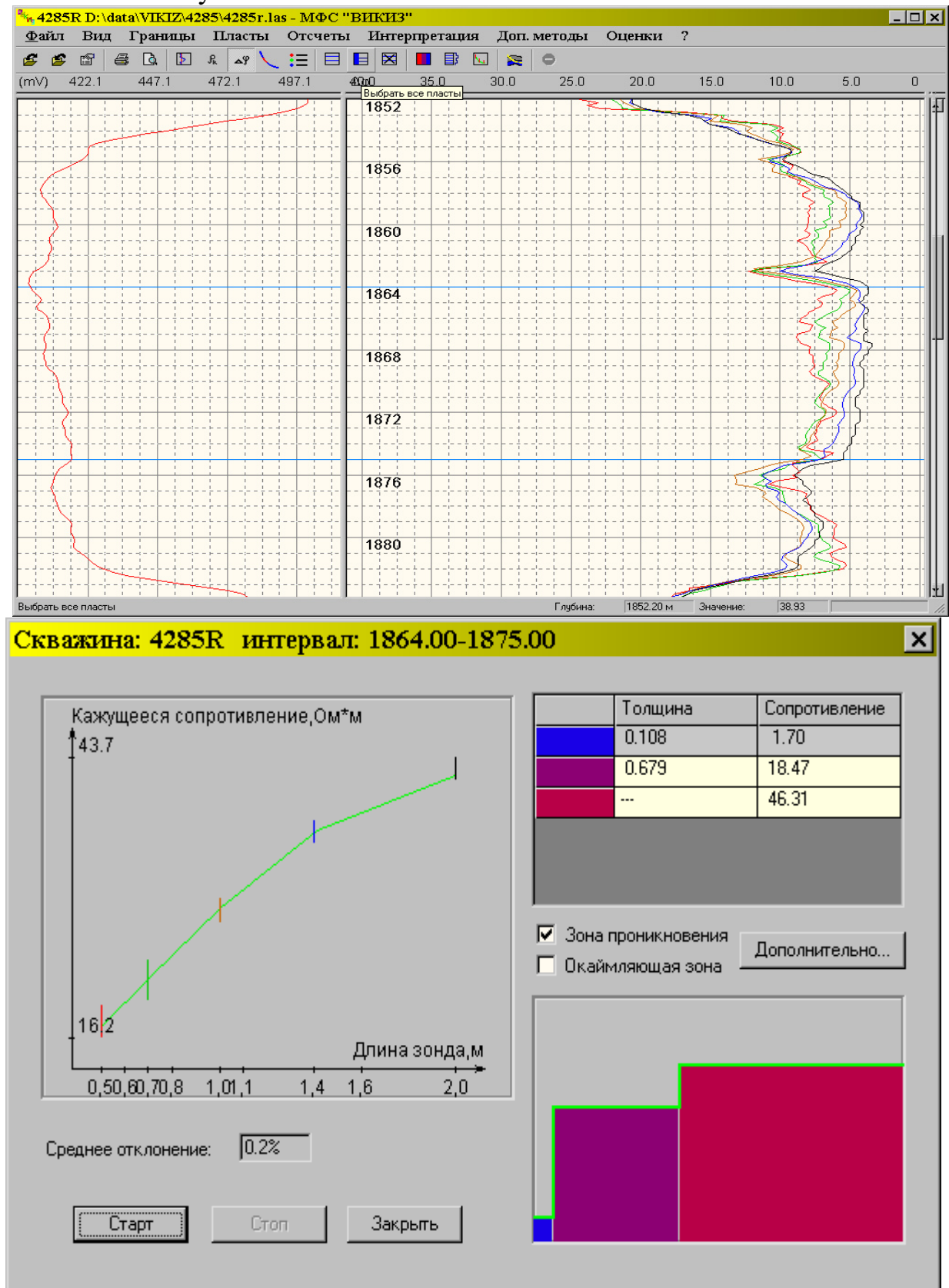


Рисунок 3.4 – Пример интерпретации в газонасыщенном коллекторе

Пример сводного планшета кривых ВИКИЗ представлен на рисунке 5.

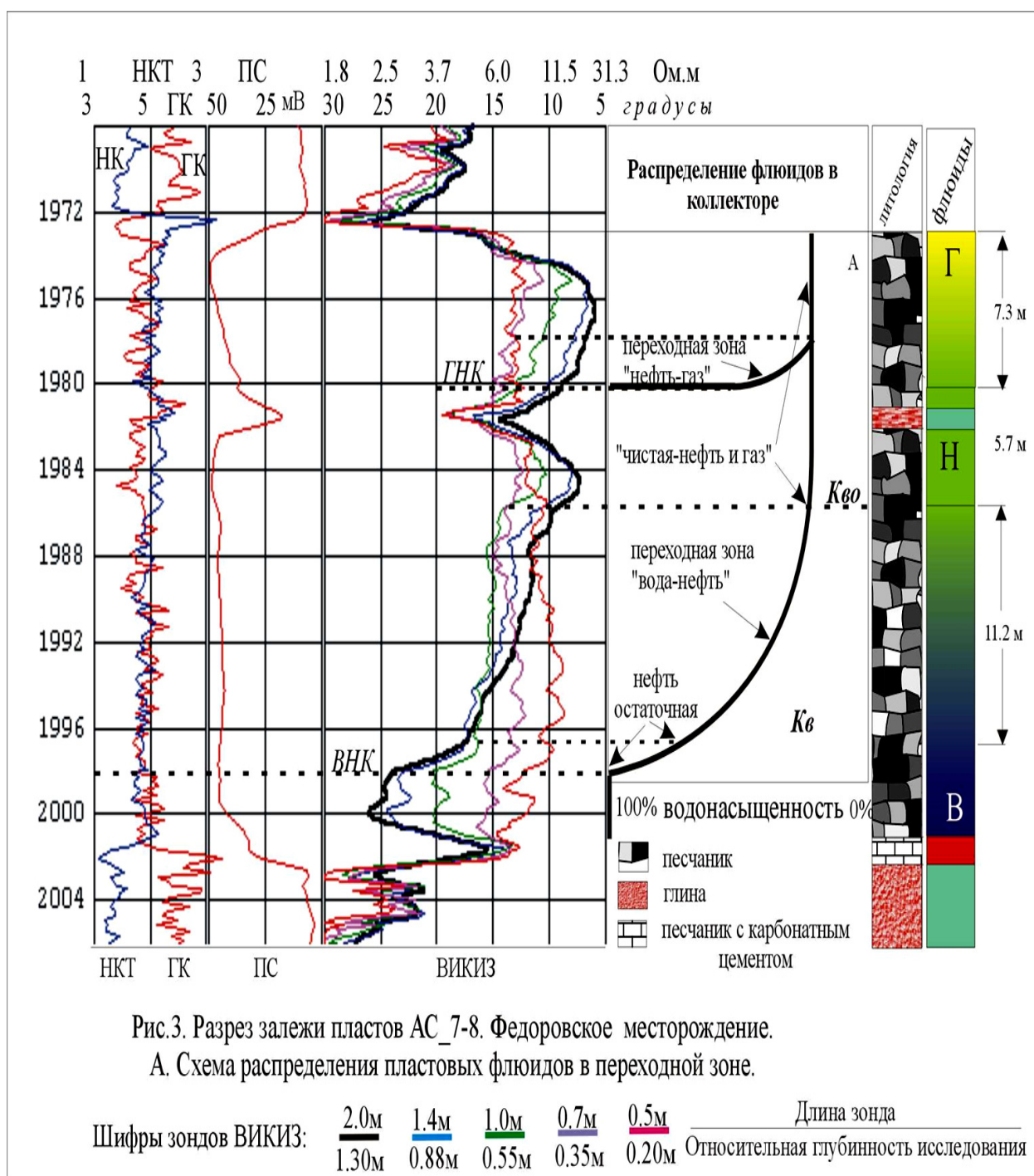


Рисунок 3.5 – Пример сводного планшета кривых ВИКЗ

6. Содержание отчета и его форма

По диаграмме ВИКЗ и ПС выделить границы пластов, определить их литологию, указать пласты коллекторы и характер их насыщения.

Номер пласта	Глубина залегания, м		Мощность	Литология	Насыщение
	кровли	подошвы			

7. Вопросы для защиты работы.

1. Какими свойствами должен характеризоваться пласт коллектор
2. Длины зондов ВИКИЗ
3. Частоты тока питания генераторных катушек ВИКИЗ
4. Последовательность расположения кривых зондов ВИКИЗ при интерпретации в глинистом неоднородном пласте
5. Последовательность расположения кривых зондов ВИКИЗ при интерпретации в газонасыщенном коллекторе
6. Последовательность расположения кривых зондов ВИКИЗ при интерпретации в водонасыщенном коллекторе

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 4

Тема 4: Методика выделения глинистых коллекторов

1. Цель работы.

Приобретение навыков качественной интерпретации диаграмм с целью литологического расчленения разреза и выделения глинистых коллекторов в терригенных отложениях.

2. Теоретическое обоснование.

Надежным указанием на *коллектор* является проникновение раствора в пласт, которое может быть установлено по следующим данным.

1. Если запись кривой сопротивления произведена дважды в разное время, то по существенному изменению показаний за время между первым и вторым замерами, связанному с дополнительным

2. Проникновением фильтрата бурового раствора в пласт за это время (если, конечно, это изменение не обусловлено другими причинами — изменением сопротивления бурового раствора или диаметра скважины).

3. В результате дополнительного проникновения раствора в пласт при буровом растворе, минерализация которого превышает минерализацию пластовой воды, в водоносных пластах наблюдается рост, а в нефтеносных пластах — обычно некоторое снижение показаний.

4. По материалам бокового каротажного зондирования или результатам измерений установками с различной глубиной исследования. В последнем случае указанием на наличие проникновения раствора служит различие между удельным сопротивлением прилегающей к скважине части пласта, полученным по показаниям установок с малой глубиной исследования, и удельным сопротивлением, определенным по замерам установками с большой глубиной исследования.

Следует иметь в виду, что если зона проникновения не была обнаружена, то это еще не значит, что пласт не является коллектором. Удельное сопротивление зоны проникновения может быть близко к удельному сопротивлению пласта и тогда проникновение раствора в пласт вообще не будет сказываться на показаниях электрического каротажа по методу сопротивления. Далее в коллектор по тем или иным причинам (большое пластовое давление, высокое качество глинистого раствора и т. д.) может не быть значительного проникновения фильтрата бурового раствора.

Сужение диаметра, отмечаемое по кавернограмме или по кривым, заснятым микроустановками, также служит признаком коллектора. Однако наличие глинистой корки не является ни необходимым, ни достаточным признаком коллектора. Так, при бурении на высококачественных растворах глинистая корка против коллектора может быть небольшой и нехарактерной. В то же время в некоторых случаях глинистая корка может быть и против плотных пластов.

Выделение глинистых коллекторов выполняется теми же зондами, однако наиболее эффективными методами возможно считать методы ПС в комплексе с ГК.

3. Материалы.

Диаграммы (комплекс методов для литологического расчленения разреза в терригенных отложениях где основными методами являются ПС и ГК (выдаётся преподавателем) на листе или в ПЭВМ.

4. Указания по технике безопасности

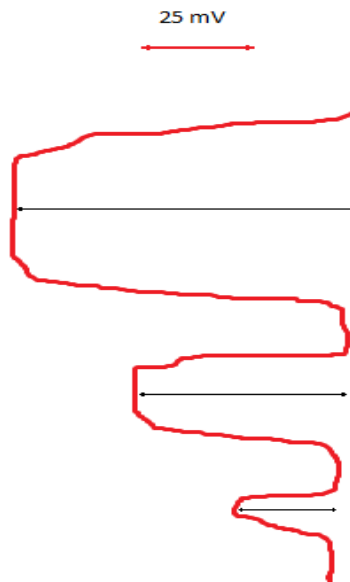
1. Перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить :
 - отсутствие посторонних предметов на клавиатуре
 - нет ли влаги на клавиатуре
2. Включение ПЭВМ производится на мониторе ,а затем на системном блоке.
3. ПЭВМ подключается в трехполюсную розетку электрической сети 220 В.
4. Рабочие места с ПЭВМ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

5. Методика и порядок выполнения работ

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

Пример расчета $\alpha_{ПС}$ представлен на рисунке 4.1.

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.



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

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

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

Рисунок 4.1 – Пример расчета $\alpha_{\text{ПС}}$

Пример оценки глиносодержания методом ГК представлен на рисунке 4.2.



Рисунок 4.2 – Пример оценки глиносодержания

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. Кроме того, в процессе различных ядерных реакций могут возникать искусственные радиоактивные изотопы элементов. Искусственная радиоактивность – это результат превращения стабильных атомных ядер элементов в неустойчивые радиоактивные изотопы. Искусственные радиоактивные изотопы широко применяются в науке и технике.

После оценки глиносодержания методом ГК совмещают кривые ГК и ПС (рис. 4.3) в итоге получается качественная корреляция этих кривых, а расчет данных коэффициента глинистости по ГК и альфа ПС по ПС наглядно иллюстрирует верный подход к определению глинистых пород.

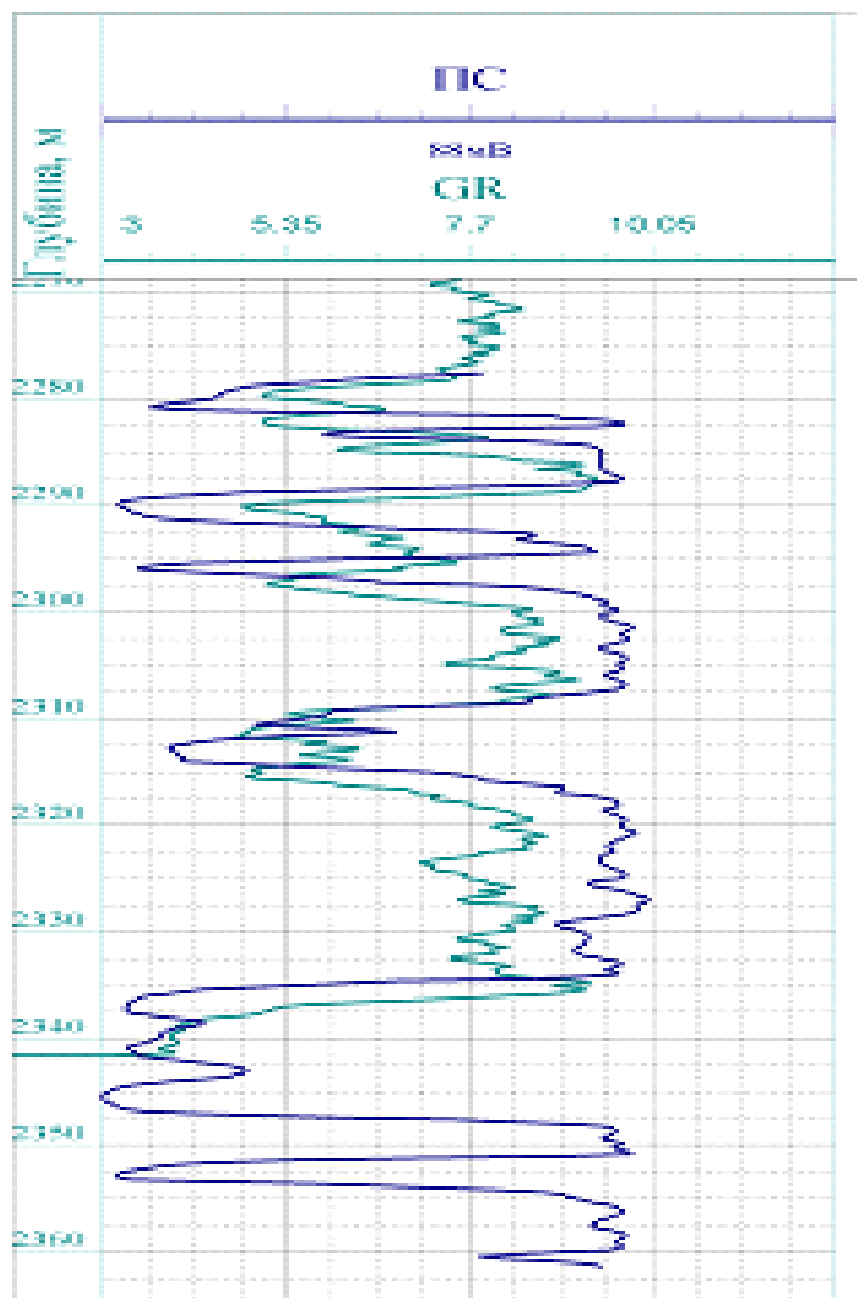


Рисунок 4.3 – Оценка глиносодержания методом ГК и ПС

В заключение следует отметить, что 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, $1 \text{ Бк} = 0,27 \cdot 10^{10} \text{ Ки}$. **Верхний предел допустимой мощности дозы – 50 мкР/ч.**

Сведения о радиоактивности некоторых осадочных горных пород.

Осадочные породы Радиоактивность, г-экв. Ra/г

Ангидриты	0 – 3
Доломиты	1 – 10
Известняки	1 – 15
Песчаники	2 – 20
Глины	5 – 28
Калийные соли	20 – 60
Глубоководные глины	20 – 90

6. Содержание отчета и его форма

1. Выбрать методы ГИС на которых отчетливо выделяются глинистые пласты и построить сводный планшет.
2. Заполнить таблицу 2.1.
3. Ответить на вопросы.

Таблица 2.1

Номер пласта	кровля	подошва	литология	примечание

7. Вопросы для защиты работы.

1. Перечислить методы ГИС, позволяющие качественно выделять глинистые пласты
2. Представить расчет параметра альфа ПС
3. Оценить глиносодержания методом ГК (выполнить расчет по диаграмме ГК).
4. Сопоставить результаты расчета.
5. Представить сведения о радиоактивности некоторых осадочных горных пород.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №5

Тема 5: Определение пористости горных пород

1. Цель работы.

Приобретение навыков, выделения коллекторов по комплексу признаков, которыми они характеризуются на диаграммах геофизических методов исследования скважин с последующим определением пористости.

2. Теоретическое обоснование.

Пористость - это отношение объема пор к общему объему горной породы, обычно выражается в процентах.

Емкостные свойства пород - коллекторов обусловлены наличием в них пустотного пространства, способного заполняться нефтью, газом или водой.

Пустоты бывают 3х видов: поры, каверны и трещины.

Соответственно и коллекторы образуют 3 основных типа:

- поровый,
- каверновый,
- трещинный, а также различные сочетания этих типов.

Измерение пористости важно, поскольку пористость определяет емкость резервуара для нефти и газа.

Доля пустот может быть рассчитана исходя из обычного расположения или однородных сфер.

В реальности расположение внутри пластов представляет собой гораздо более сложную картину и зависит от множества различных параметров.

В этом случае измерения проводятся либо в лаборатории на образцах керна.

При этом фактические условия моделируются максимально точно перед измерением, либо на месте с помощью наборов электрических каротажных данных, таких как нейтронные, плотностные и звуковые каротажные данные.

Виды пористости:

Пористость бывает двух видов: полная (абсолютная) и открытая пористость.

Полная пористость – это объем всех пор, находящихся в горной породе.

Открытая пористость – это объем пор, сообщающихся между собой.

В коллекторах из песчаника взаимосвязанная сеть пор между минеральными зернами твердой породы, известная как межзеренная пористость, составляет основную часть общей пористости, через которую протекают вода, нефть и газ.

Эту сеть пор обычно называют первичной пористостью.

Именно первичная пористость определяет преобладающую емкость для хранения углеводородов в типичном пласте из песчаника.

В карбонатных коллекторах или коллекторах с трещиноватостью в дополнение к матрице породы также имеются трещины, и объемы пор, связанные с такими высокопроницаемыми трещинами.

Такую сеть пор называют вторичной пористостью.

Первичная пористость представляет собой объемы пор между зернами, которые образовались в процессе формирования самого процесса осаднения, который включает в себя седиментацию, а также диагенез.

Вторичная пористость - появляется только после формирования осадочного процесса, а такие процессы после осадконакопления включают гидроразрыв, осаднение и растворение.

Сумма первичной и вторичной пористости составляет общую пористость, связанную с нефтяным пластом.

Пористость, присущая песчаника в нефтяном пласте), всегда остается намного меньшей, чем у песка в водоносном горизонте подземных вод.

Относительно пониженная пористость в пласте является результатом уплотнения, связанного с уменьшением межкристаллитного объема. в основном из-за давления раствора.

3. Материалы.

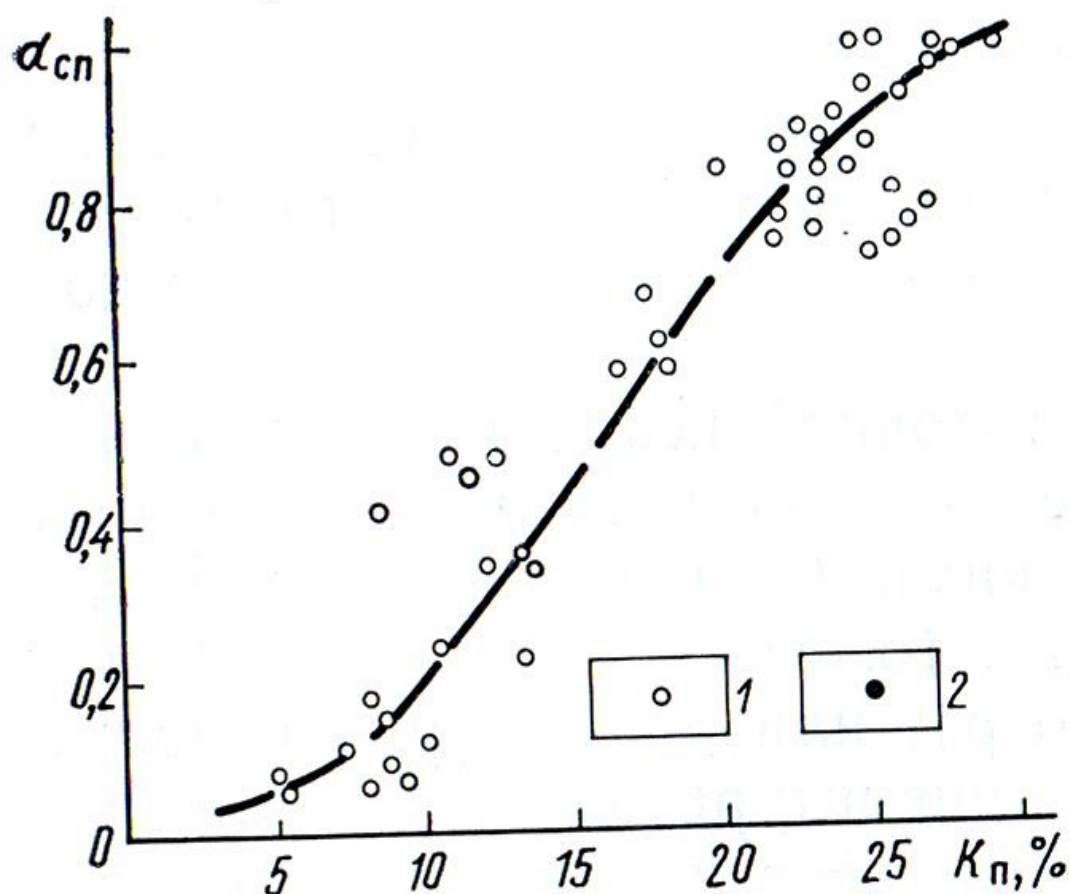
Диаграммы кривых ГК и ПС в терригенных отложениях (выдаётся преподавателем) на сводном планшете или в ПЭВМ.

4. Указания по технике безопасности

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

5.Методика и порядок выполнения работ

В ряде районов, где пористость коллекторов связана со степенью заполнения пор глинистым цементом, определение пористости возможно производить по данным метода глинистости, в частности метода ПС. Для такого определения необходимо иметь корреляционную зависимость $\alpha_{\text{пс}} = f(k_{\text{п}})$ (рисунок 5.1). Эти связи строятся при обобщении материала по различным районам. Для определения коэффициента пористости вычисляется $\alpha_{\text{пс}}$ и затем устанавливается $k_{\text{п}}$.



1 – коллектор; 2 – неколлектор

Рисунок 5.1– Корреляционная связь между параметрами $\alpha_{пс}$ и $K_{п}$ для терригенных отложений

6. Содержание отчёта и его форма

Отчёт должен включать в себя :

1. Цель и содержание работы
2. Диаграмму с результатами расчета Альфа ПС и $K_{п}$.
3. Выводы, вытекающие из результатов интерпретации
4. Палетки и номограммы, используемые при выполнении задания
5. Результаты обработки и интерпретации занести в таблицу.

№ пласта	Кровля пласта	Подойва пласта	Толщина пласта	Литология пласта	$\alpha_{пс}$	$K_{п}$

7. Вопросы для защиты работы.

1. Дать определение пористости. Виды пористости.
2. Основные виды коллекторов по пористости.
3. Понятие полная и открытая пористость.
4. Такую сеть пор называют вторичной пористостью.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 6

Тема 6: Определения K_p по данным АК и ГГК в терригенном разрезе

1. Цель и содержание работы

Приобретение навыков качественной интерпретации данных современного комплекса ГИС с целью определения k_p в сложном терригенном разрезе.

2. Теоретическое обоснование

Для изучения коллекторских свойств горных пород геофизические методы получили широкое распространение, так как обеспечивают получение непрерывной информации по всему разрезу скважины без подъема образцов горных пород на поверхность. Разработаны методики определения пористости, которые основаны на изучении электрических, нейтронных, плотностных свойств горных пород. Широкий набор методик позволяет применять их с учетом конкретных условий.

3. Задание по лабораторной работе

Диаграммы комплекса методов ГИС для литологического расчленения разреза и подсчёта k_p в сложном терригенном разрезе (выдаётся преподавателем) на листе или в ПЭВМ.

4. Указания по технике безопасности

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

5. Методика и порядок выполнения работ

Нейтронный гамма каротаж, плотностной гамма-гамма каротаж и

акустический каротаж.

Наличие глинистого материала в породе существенно осложняет обработку данных НГК, ГГК-П и АК. Наибольшее влияние глинистый материал оказывает на показания НГК и меньшее на данные АК и ГГКП.

Показания НГК практически не зависят от характера распределения глинистого материала в породе, в то время как глины, рассеянные в поровом пространстве, имеют меньшую плотность по сравнению со слоистыми, что находит отражение на кривой ГГК-П. Показания АК существенно различаются между собой при рассеянии глинистых частиц и слоистом их залегании. Различное влияние глинистости на показания рассматриваемых методов дает возможность использовать их результаты для оценки глинистости и пористости глинистых коллекторов. Так, например, изменение глинистости породы на 10 % приблизительно эквивалентно изменению пористости на 6-8 % при НГК, 3-4 % – ГГК-П и 2 % - АК.

По данным нейтронного гамма-каротажа определяется общее водородосодержание породы ($\omega_{\Sigma} = k_{\text{п НГК}}$), которое зависит от общей пористости $k_{\text{п общ}}$ и содержания кристаллизационной и гигроскопически связанной воды в минералах, составляющих твердую фазу породы. Так как связанная и кристаллизационная вода содержится в глинистой компоненте терригенных пород, последние при интерпретации данных НГК могут рассматриваться как двухкомпонентные:

$$K_{\text{п}}^{\text{НГК}} = K_{\text{п}}^{\text{общ}} + \omega_{\text{гл}} \cdot C_{\text{гл}} \quad (1)$$

где $\omega_{\text{гл}}$ – объемное содержание кристаллизационной и гигроскопически связанной воды в глинистой компоненте.

$C_{\text{гл}}$ - (массовая глинистость) в твердой фазе породы, выражаемая в процентах или долях результата.

Приближенное содержание кристаллизационной и гигроскопически связанной воды соответственно в каолините - 0,34 и 0,02, магнезиальном хлорите - 0,34, гидромусковите - 0,17 и 0,1, монтмориллоните - 0,16 и 0,3. Среднее значение $\omega_{\text{гл}}$ в общем случае изменяется в сравнительно узких пределах 0,2-0,3. С увеличением глубины залегания пород и уменьшением содержания монтмориллонита и гидрослюд в глинистой компоненте наблюдается снижение $\omega_{\text{гл}}$.

Показания плотностного гамма-гамма-каротажа ГГК-П отражают объемную плотность пород, слагающих разрез, - $\delta_{\text{п}}$. В общем случае плотность глин изменяется в пределах $(2,2—2,65) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. Плотность глинистых пластов возрастает с глубиной. Зависимость объемной плотности для водоносных пластов или в зоне проникновения имеет вид.

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

$$K_{\text{п}} = (\delta_{\text{м}} - \delta_{\text{п}}) / (\delta_{\text{м}} - \delta_{\text{ж}}), \quad (2)$$

где δ_m – плотность минералов твердой фазы пород;
 $\delta_{пл}$ – плотность по ГГК-П;
 $\delta_{ж}$ – плотность пластовой жидкости.

Допуская, что средние плотности минералов скелета и глин незначительно различаются между собой, выражение $(\delta_{ск} - \delta_{гл})/(\delta_{ск} - \delta_{ж})$ мало и не превышает 0,1- 0,2.

Показания акустического каротажа в глинистых терригенных породах определяются интервальным временем распространения продольной волны Δt в твердой фазе, слагающей скелет породы и, глинистом материале. Петрофизическая модель АК в глинистых терригенных породах двухкомпонентная.

При слоистой глинистости кажущуюся пористость по АК согласно формуле можно рассчитать следующим образом:

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

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.

Значения отношения $(\Delta t_{гл} - \Delta t_{ск})/(\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск})$ изменяются в пределах 0,2-0,6 в слоистых глинах. Структурные глины оказывают на показания акустического каротажа такое же влияние, как и слоистые, поэтому выражение применимо и для терригенных пород со структурной глинистостью.

Средние характеристики распространения волны в АК представлены в таблице 1.

Показания акустического каротажа в рассеянных (дисперсных) глинах могут быть приравнены к показаниям жидкости, заполняющей поры ($\Delta t_{гл.д} \approx \Delta t_{ж}$), соответственно пористость, определенная по АК, в рассеянных глинах.

Таблица 1 – 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

6. Содержание отчета и его форма

По выполнении работы составляется краткий отчет, в котором приводятся полученные результаты, указываются зависимости и формулы, по которым проводились определения. Результаты работы свести в таблицу:

Исследуемый пласт	Время пробега волны показание АК, $\Delta t_{ск}$, мкс/м	Время пробега волны по скелету породы, $\Delta t_{ск}$, мкс/м	Время пробега волны по жидкости, $\Delta t_{ск}$, мкс/м	$K_{п}$, %

7. Вопросы для защиты работы.

1. Какими свойствами должен характеризоваться пласт коллектор
2. Факторы влияющие на определение $k_{п}$ по данным ГИС
3. Какие методы наиболее информативны при определении $k_{п}$ в сложном терригенном разрезе.
4. Корреляционная зависимость $\alpha_{пс}$ от $k_{п}$.
5. Зависимость $K_{п}$ от объемной плотности по ГГК-П.
6. Формула $K_{п}$ по АК для слоистой глинистости

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 7

Тема 7: Кинематические и динамические характеристики упругих волн АК

1. Цель работы

Приобретение навыков качественной интерпретации данных Акустического каротажа.

2. Теоретические основы

Для изучения прочностных свойств горных пород по разрезу скважины широко применяется метод АК.

3. Задания по лабораторной работе

Диаграммы АК в виде каротажных кривых и ФКД для комплексной интерпретации выдаётся преподавателем на листе или в ПЭВМ.

4. Указания по технике безопасности

1. Перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить : отсутствие посторонних предметов на клавиатуре; нет ли влаги на клавиатуре.

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

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

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

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

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

5. Методика и порядок выполнения работ

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.

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:

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

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.

Кинематические и динамические характеристики упругих волн считывают с волновых картин, получаемых при записи упругих колебаний приемниками трёхэлементного зонда, располагающимися на расстоянии 0,5 метров друг от друга (рис. 7.1).

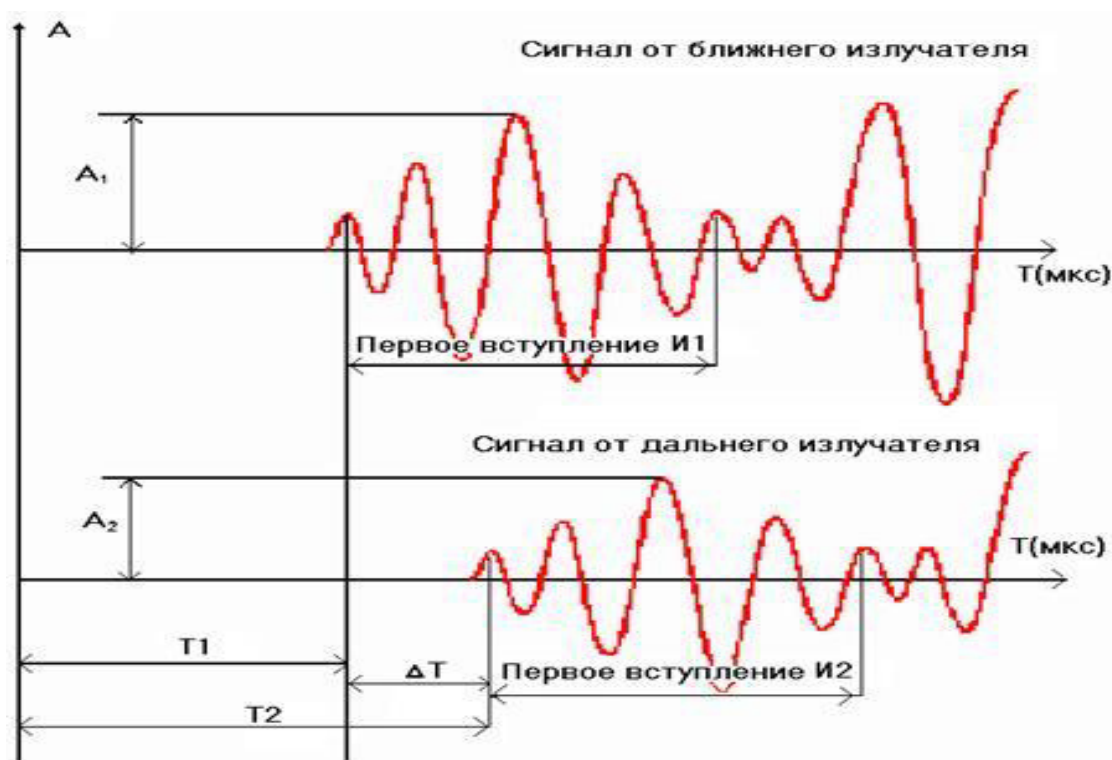


Рисунок 7.1 – Волновая картина, полученная при записи упругих колебаний приемниками трёхэлементного зонда

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. 7.2).

Преобразование ВК в ФКД возможно только для быстродействующих телеизмерительных систем, пример преобразования ВК в ФКД во временном диапазоне 1500 микросекунд показан на рисунке 7.3.

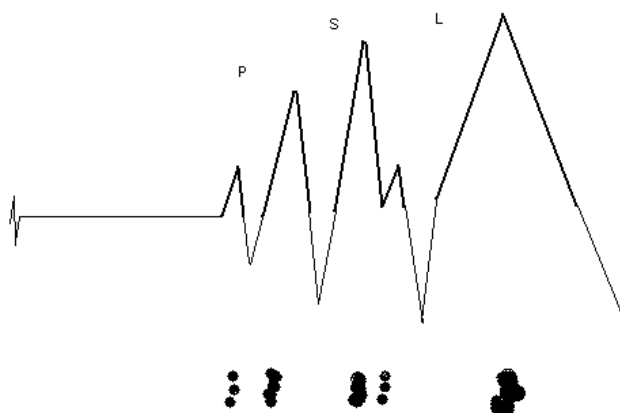


Рисунок 7.2 – Регистрация волновой картинки с помощью ФКД

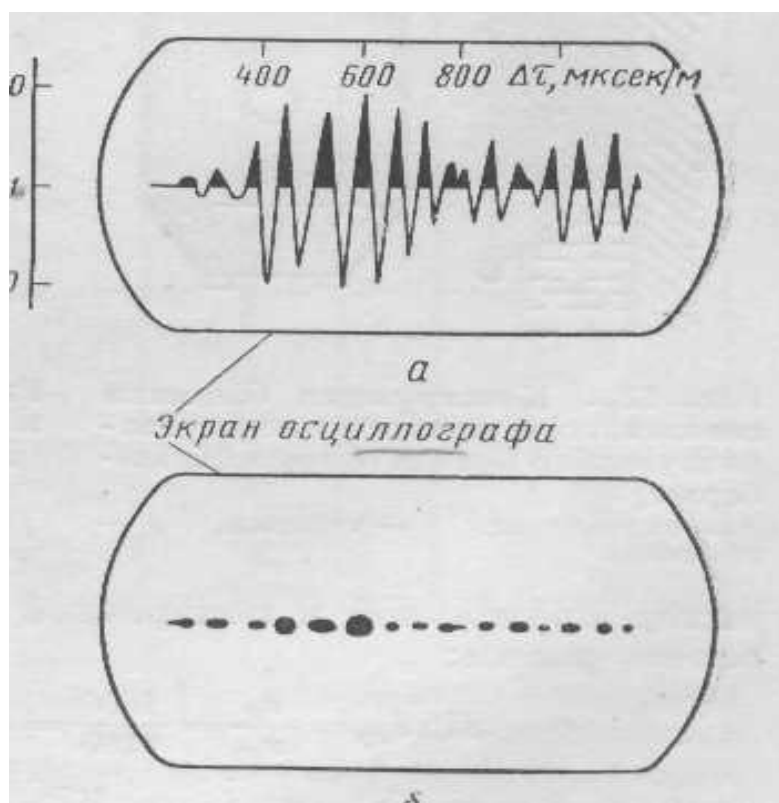


Рисунок 7.3 – Пример преобразования волновой картинки в ФКД на экране осциллографа

Кинематические и динамические характеристики трех информативных акустических волн Р – продольной, S – поперечной и волны Лэмба L отчетливо изображены на фазокорреляционных диаграммах на рисунке 7.4.

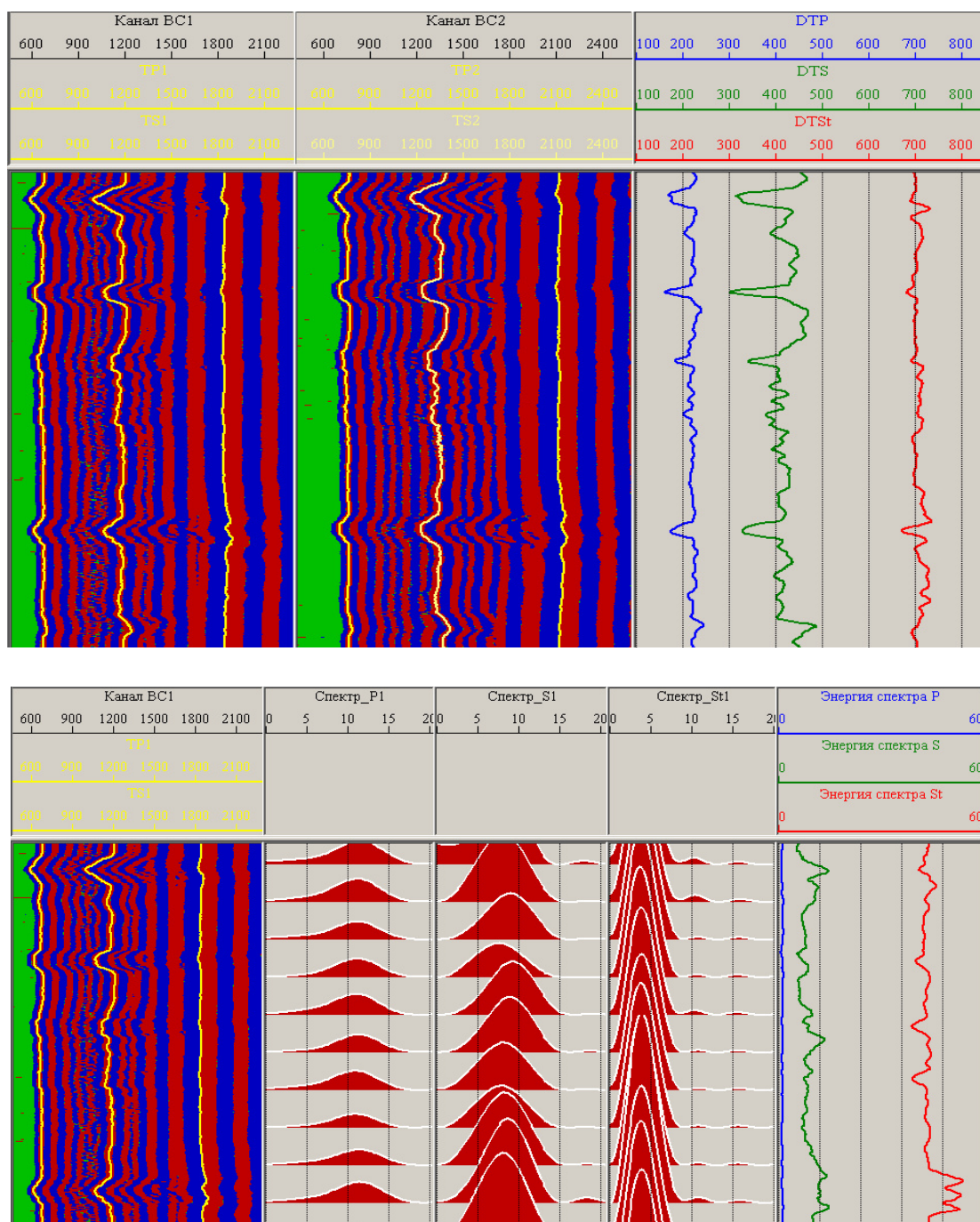


Рисунок 7.4 – Кинематические и динамические характеристики акустических волн

6. Содержание отчета и его форма

По выполнении работы составляется краткий отчет, в котором приводятся полученные результаты, указываются зависимости и формулы, по которым проводились определения. Результаты работы свести в таблицу:

Исследуемый пласт	Амплитуда колебаний, принятая первым приемником, A_1 дБ	Амплитуда колебаний, принятая вторым приемником, A_2 дБ	α	Примечание

7. Вопросы для защиты работы.

1. Рассчитать коэффициент затухания сигнала по АК.
2. Нарисовать волновую картину (ВК), полученную при записи упругих колебаний приемниками трёхэлементного зонда
3. Преобразовать ВК в ФКД.
4. Нанести на ВК продольную волну, поперечную волну и волну Лэмба.
5. Дать определение, что такое кинематическая характеристика волны и динамическая характеристика волны.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 8

Тема 7: Методы контроля за разработкой месторождений нефти и газа

1. Цель работы

Приобретение навыков интерпретации данных в действующей скважине.

2. Теоретические основы

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

3. Задания по лабораторной работе

Изучить процедуры интерпретации данных получаемых в действующих нефтяных или газовых скважинах.

4. Указания по технике безопасности

1. Перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить :
отсутствие посторонних предметов на клавиатуре; нет ли влаги на клавиатуре.

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

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

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

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

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

5. Методика и порядок выполнения работ

В действующих нефтяных или газовых скважинах выполняются следующие исследования:

- Механическая расходометрия;
- Термокондуктивная расходометрия;
- Индукционная резистивиметрия;
- Диэлькометрическая влагометрия;
- Барометрия;

Термометрия;
Гамма-гамма-плотнометрия;
Акустическая шумометрия;
Локация муфт.

1 Лубрикаторные установки

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

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

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

Установка лубрикаторная геофизическая кабельная состоит из двух основных компонентов оборудования:

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

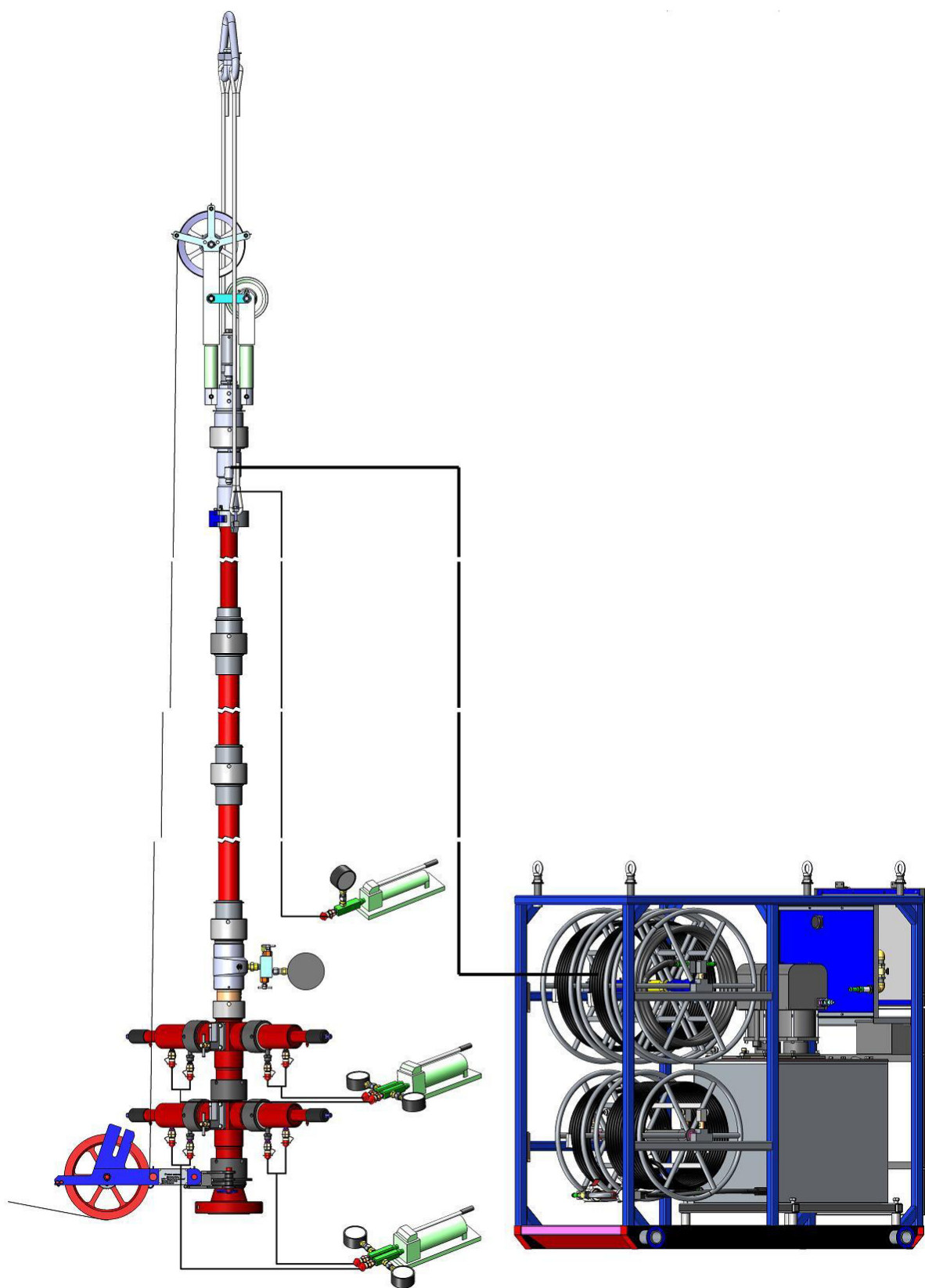


Рисунок 1 – Общий вид лубрикаторной установки

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

Диаграмма механического расходомера в газоконденсатной скважине рисунок 2.

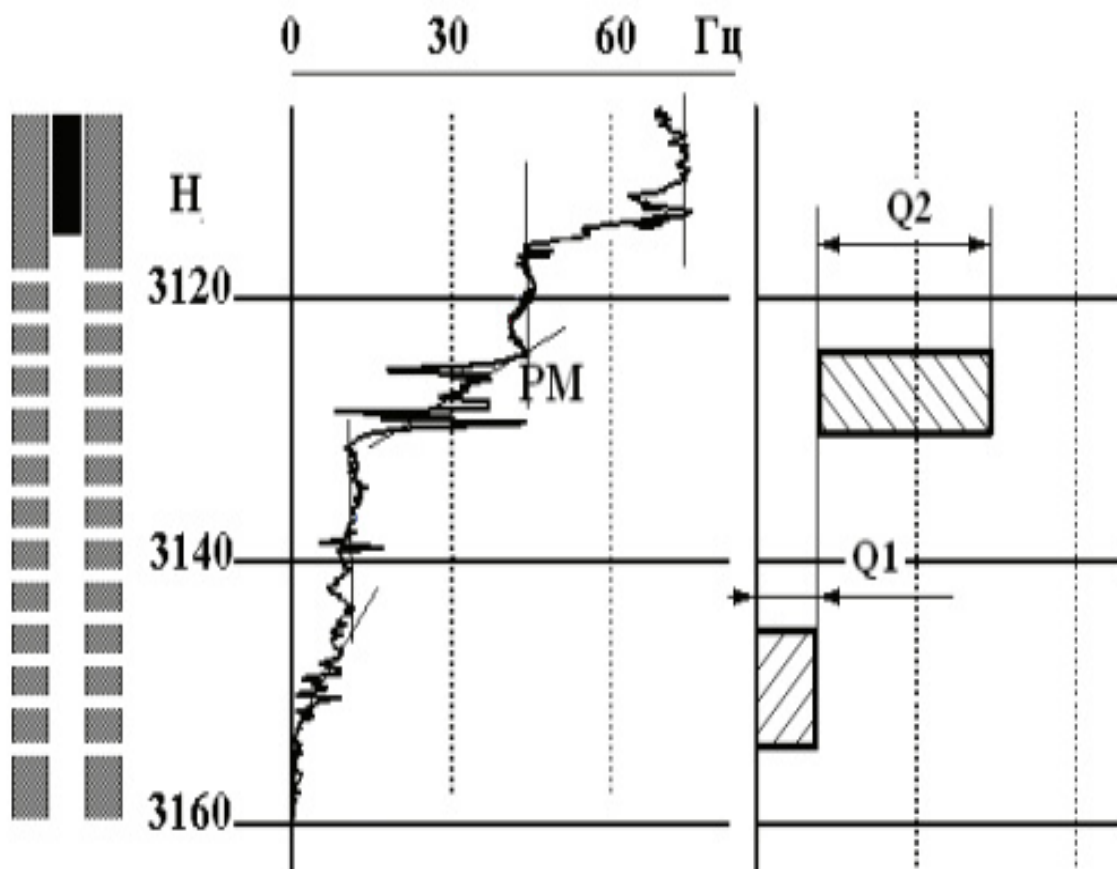


Рисунок 2 – Диаграмма механического расходомера в газоконденсатной скважине

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

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.

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

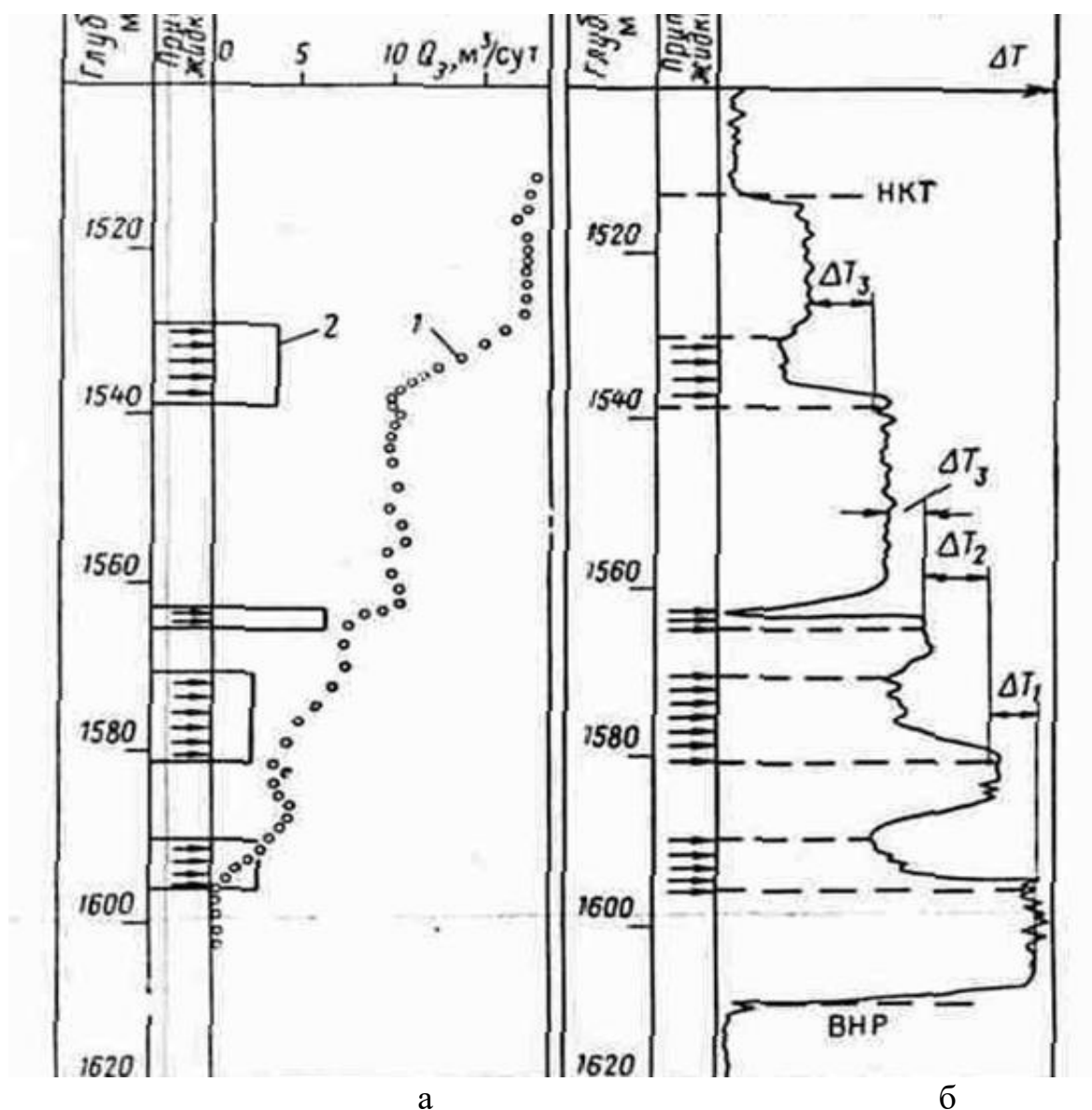
Термокондуктивная расходомерия основана на применении в качестве индикатора движения и состава флюида термоанемометра с прямым или косвенным подогревом.

Применяют для выявления:

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

Измеряемая величина – электрическое сопротивление (температура, частота), единица измерения – Ом (°С, Гц).

Примеры расходограмм, зарегистрированных механическим (а) и термокондуктивным (б) расходомерами представлен на рисунке 3.



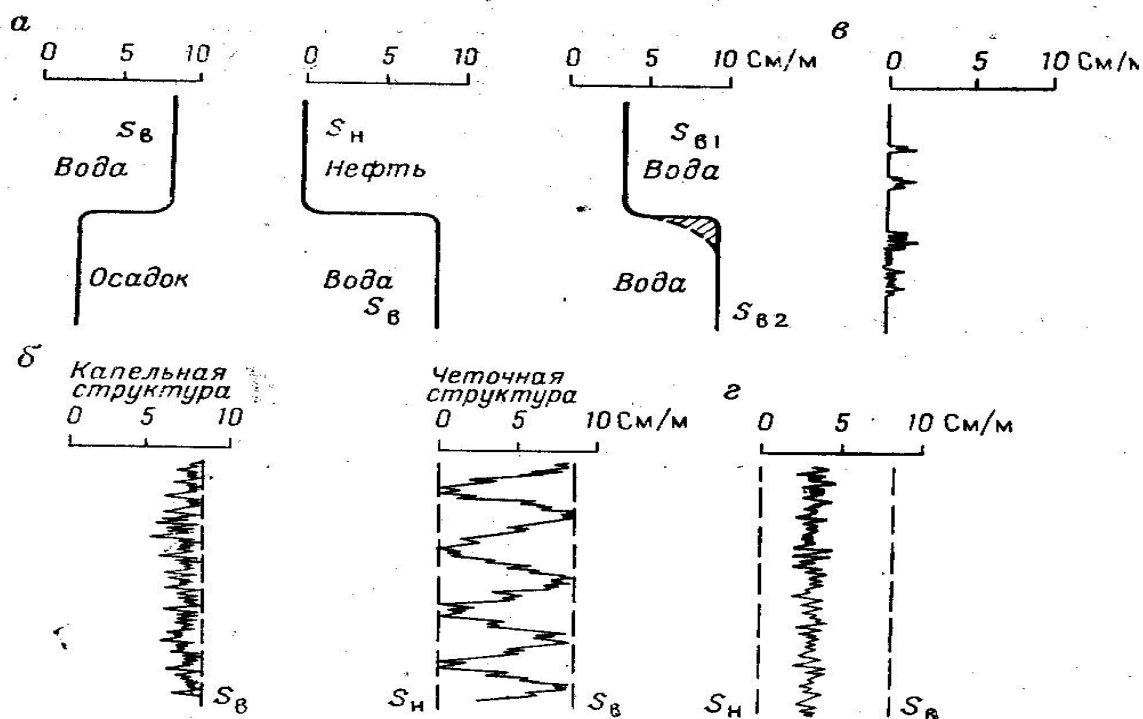
Дебитограммы: 1-интегральная, 2-дифференциальная

Рисунок 3 – Примеры расходограмм, зарегистрированных механическим (а) и термокондуктивным (б) расходомерами

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

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. Типовые формы диаграмм индукционного резистивиметра представлены на рисунке 4.



S_v, S_n – электропроводность воды и нефти

Рисунок 4 – Типовые формы диаграмм индукционного резистивиметра

Различные смеси нефтяных эмульсий – гидрофобная и гидрофильная представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Смеси нефтяных эмульсий

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.

В нефтяных скважинах используют беспакерные приборы для качественной оценки состава флюида и пакерные — для количественных определений. В газовых и газоконденсатных скважинах все применяемые влагомеры — беспакерные (рис. 6).

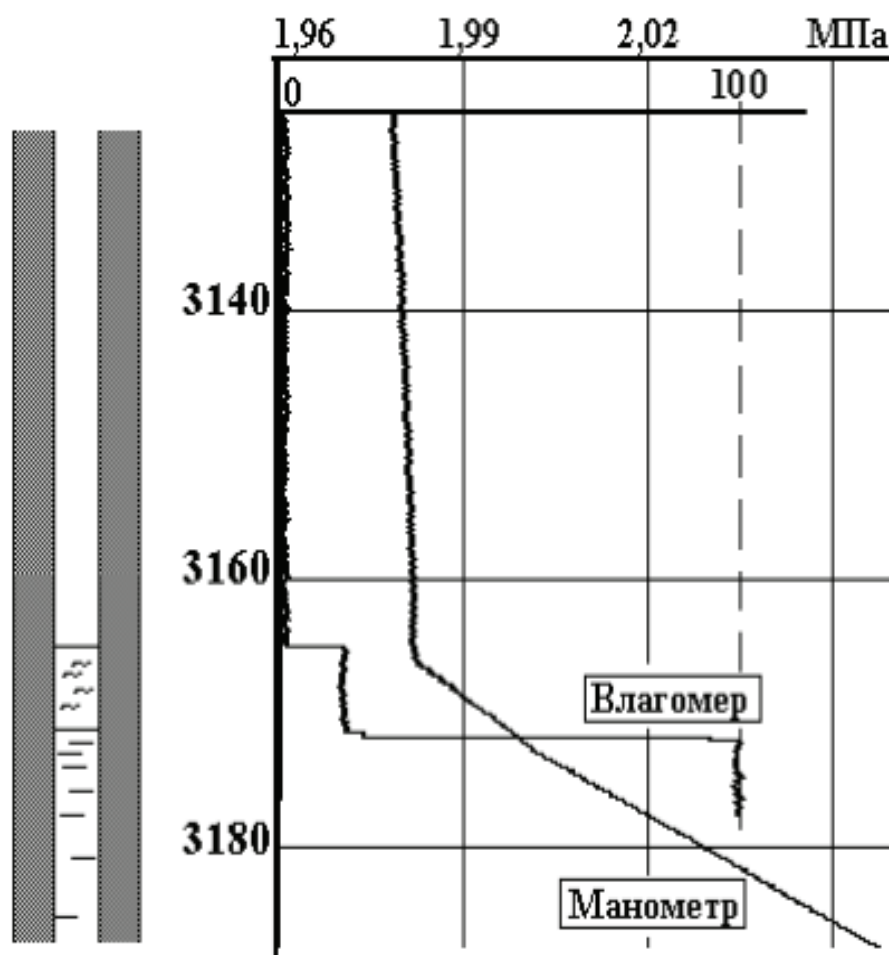


Рисунок 6 – Диаграммы манометра и влагомера в газоконденсатной скважине

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

Применяют для определения абсолютных значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты, определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления, оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси (совместно с другими методами «притока-состава»).

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

измерения сопротивления чувствительного элемента, изменяющегося под действием температуры окружающей среды.

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

Гамма-гамма-плотнометрия основана на измерении детектором потока «мягкого» гамма-излучения, распространяющегося через слой флюида от ампульного источника.

Применяют для определения состава жидкости в стволе скважины; выявления интервалов и источников обводнения; выявления интервалов притоков в скважину нефти, газа и воды при оценке эксплуатационных характеристик пласта (в комплексе с методами расходомерии и термометрии) (рис. 7).

Пример фиксации разделов разных плотностей ГГК-П представлен на рисунке 8.

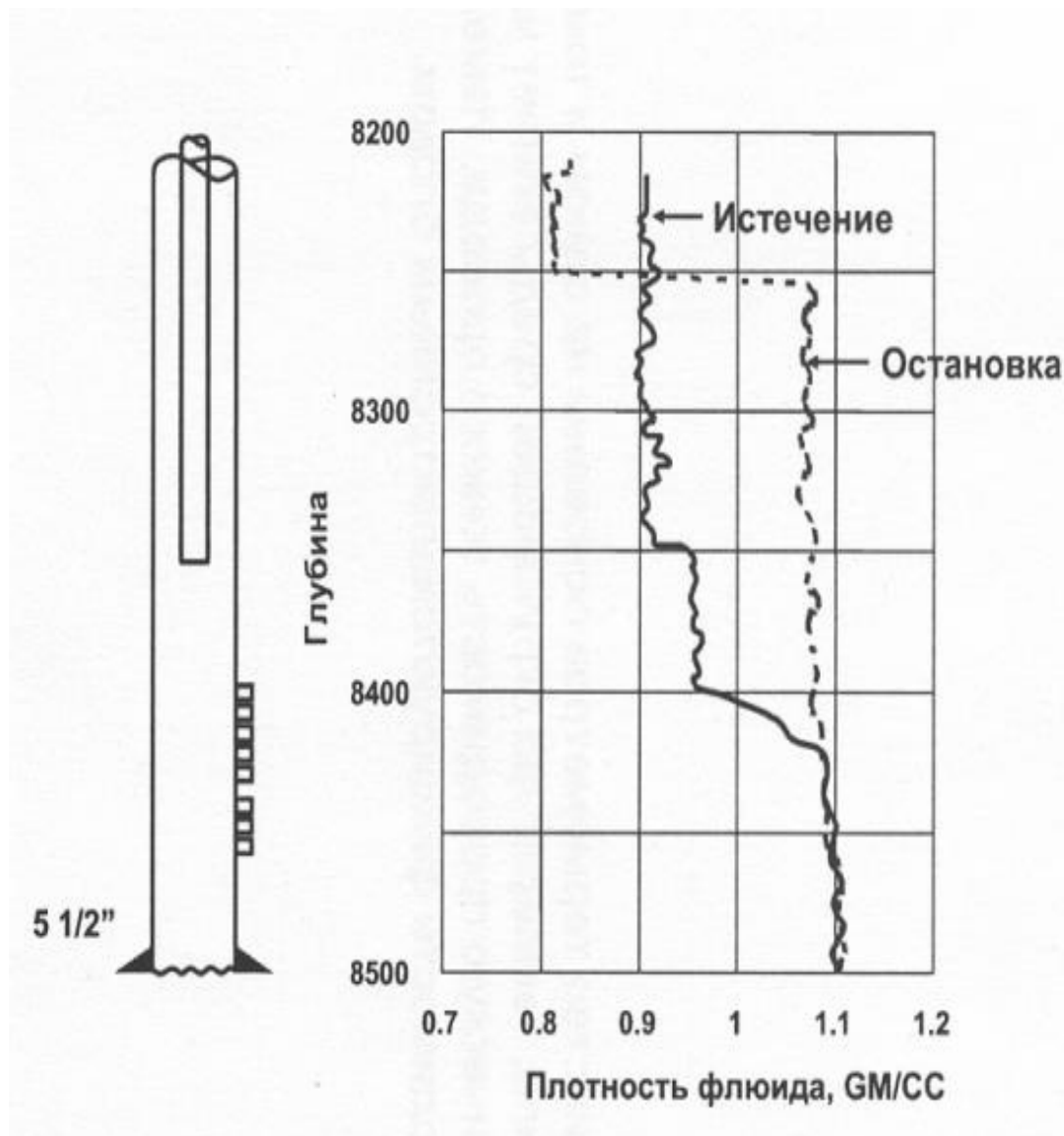
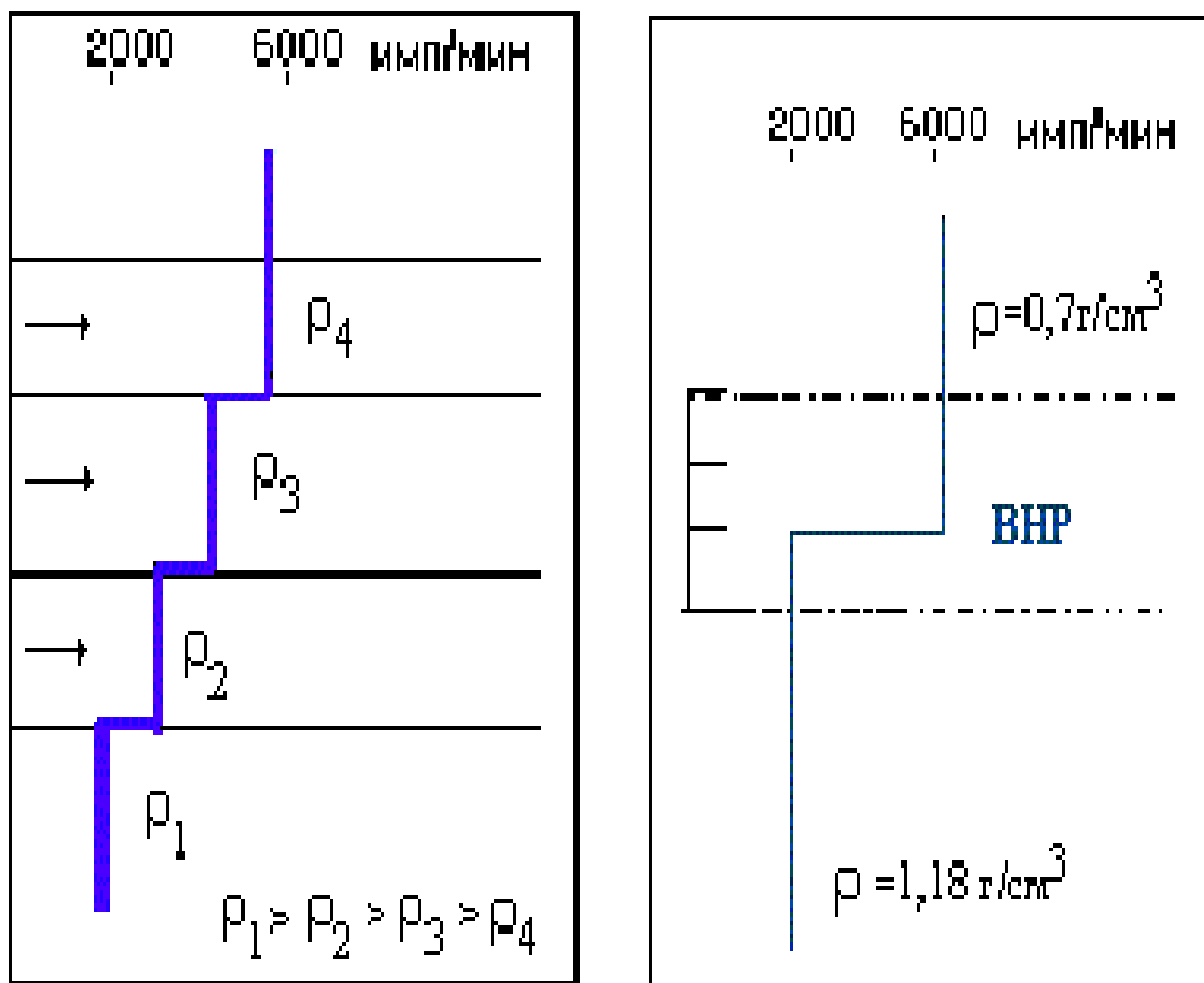


Рисунок 7 – Пример диаграммы ГГК-П в работающей скважине



Состав притекающей жидкости определяется по различию плотности:

- у воды - **1000 - 1200** кг/м³;
- у нефти - **700 - 900** кг/м³;
- у газа - **1 - 1.2** кг/м³.

Рисунок 8 – Пример фиксации разделов разных плотностей ГГК-П

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.

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

Непрерывные измерения ведут со скоростью 300-600 м/ч несколько раз при спуске и подъеме прибора. Полученные данные используют для выделения

интервалов поступления в скважину пластовых флюидов и заколонных перетоков.

Выделение работающих интервалов в скважине с газожидкостным потоком (рис. 9). Исследования проведены по точкам в фонтанной скважине. Время измерения на точке - не менее 3 мин. Флуктуации интенсивности АШ связаны с пульсирующим режимом работы скважины

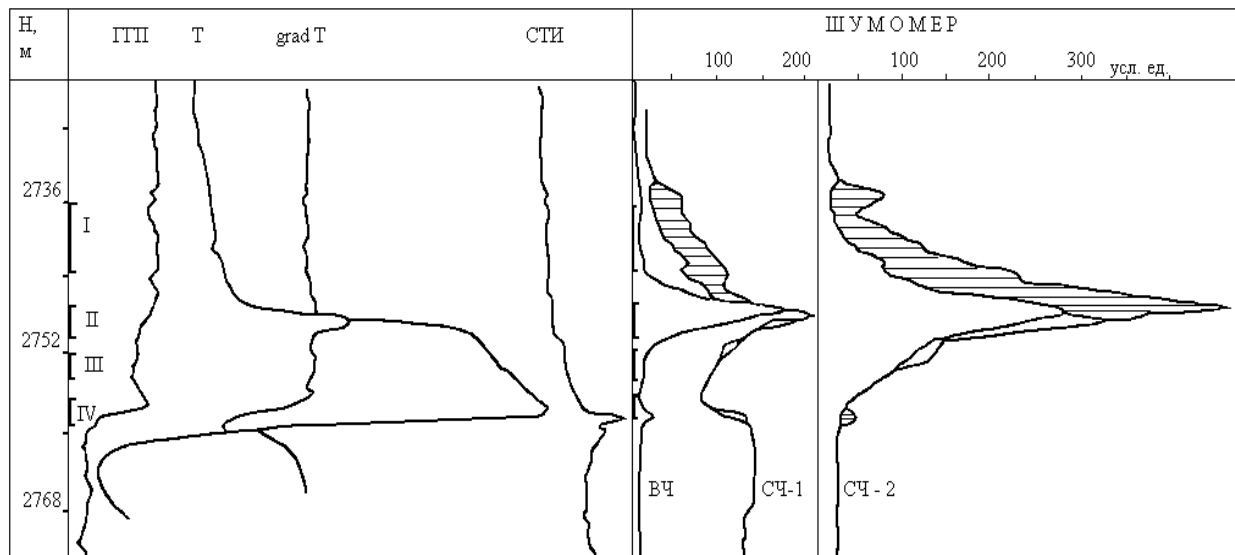


Рисунок 9– Выделение работающих интервалов в скважине с газожидкостным потоком

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.

Простейший локатор муфт (рис. 10) 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.

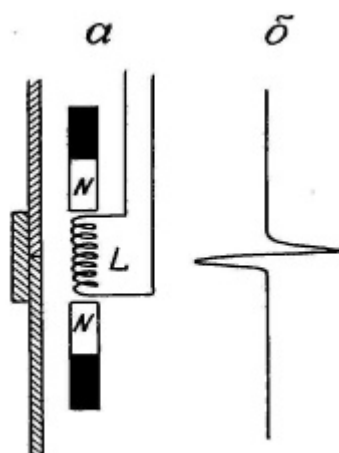


Рисунок 10– Устройство простейшего локатора муфт (а) и вид диаграммы локатора (б)

6. Содержание отчета и его форма

По выполнении работы составляется краткий отчет, в котором приводятся полученные результаты, указываются зависимости и формулы, по которым проводились определения. Результаты работы свести в таблицу:

Исследуемый пласт	Интервалы работающих объектов, м	Дебиты поинтервальные, Гц	Примечание

7. Вопросы для защиты работы.

1. Теория метода Механической расходомерии.
2. Теория метода Термокондуктивной расходомерии.
3. Теория метода Индукционной резистивиметрии.
4. Теория метода Дизелькометрической влагомерии.
5. Теория метода Акустической шумомерии.

Литература

1. Лукьянов, Э. Е. Геолого-технологические исследования и геофизические исследования в процессе бурения / Э. Е. Лукьянов, – Новосибирск: Издательский дом «Историческое наследие Сибири», 2009. – 752 с.
2. Лукьянов, Э. Е. Информационно-измерительные системы геолого-технологических и геофизических исследований в процессе бурения / Э. Е. Лукьянов, – Новосибирск: Издательский дом «Историческое наследие Сибири», 2010. – 816 с.
3. Геофизические исследования скважин.- В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов, А. Н. Африкян - Под ред. В. М. Добрынина М.: «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И. М Губкина, 2004. Учебное пособие для ВУЗа – 400 с.
4. Стрельченко, В. В. Геофизические исследования скважин: учебник / В. В. Стрельченко. - М. : Недра, 2008. - 551 с. : ил. - (Приоритетные национальные проекты. Образование): с. 541. - Прил.: с. 542-548. - ISBN 978-5-8365-0314-7.
5. Скважинные геофизические информационно-измерительные системы. – В. Н. Широков, Е.М. Митюшин, В. Д. Неретин, Э. Е. Лукьянов, Д. В. Белоконов. М.: Недра, 1996. Учебное пособие для ВУЗа – 317 с.
6. Шнурман, И. Г. Изучение терригенных коллекторов Предкавказья по результатам геофизических исследований скважин / И. Г. Шнурман – Краснодар, Просвещение – Юг, 2003. – 397 с.
7. Скважинные геофизические информационно-измерительные системы. – В. Н. Широков, Е.М. Митюшин, В. Д. Неретин, Э. Е. Лукьянов, Д. В. Белоконов. М.: Недра, 1996. Учебное пособие для ВУЗа – 317 с.
8. Геофизические методы исследования скважин. Под редакцией В. М. Запорожца. Справочник геофизика. М.: Недра, 1983. – 591 с.
9. Применение геофизических методов в процессе эксплуатации скважин. – В. Н. Моисеев. Учебное пособие. М.: Недра, 1990. – 240 с.
10. Широков, В. Н. Метрология, стандартизация, сертификация: учебник для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальностям / В. Н. Широков, В. М. Лобанков. - Москва: Пресс, 2008. - 498 с.
11. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов / А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий. – г. Ижевск: Научно-издательский центр «Регулярная и хаотическая динамика», 2010 – 780 с.

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**
**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования**
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по организации и проведению
самостоятельной работы

Цифровая обработка геолого-геофизических данных

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

Ставрополь 2026

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

Цели методических рекомендаций:

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

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

Содержание

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

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

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

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

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

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

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

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

- в рабочем учебном плане – в целом по теоретическому обучению, каждому из циклов дисциплин;

- в рабочих программах учебных дисциплин циклов дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;

- углубления и расширения теоретических знаний;

- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;

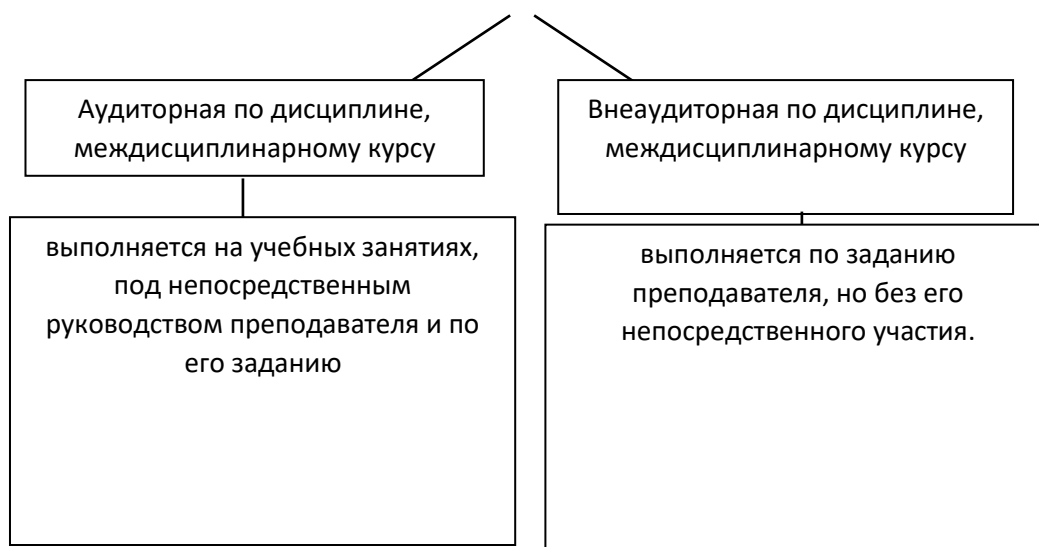
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;

- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;

- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;

- развитию исследовательских умений.

В учебном процессе ОУ выделяются два вида самостоятельной работы:



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

3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

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

Формы контроля самостоятельной работы

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

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- формирование набора из общекультурных и профессиональных компетенций будущего специалиста;

- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям
2. Подготовка к практическим занятиям