

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению лабораторных работ по дисциплине

Комплексная интерпретация геофизических данных

Специальность
Специализация

21.05.02 Прикладная геология
Геология месторождений нефти и газа

**Ставрополь
2026**

Предисловие

Целью дисциплины «Комплексная интерпретация геофизических данных» является формирование согласно ОП ВО набора профессиональных компетенций будущего специалиста по специальности 21.05.02. Дисциплина относится к базовой части профессионального цикла ОП ВО и предполагает знание студентами следующих дисциплин: «Геология», «Структурная геология», «Физика», «Физика горных пород», «Физика Земли», «Математика», «Электротехника и электроника», «Информатика», «Математическое моделирование геологических процессов», «Геоинформационные системы», «Электроразведка», «Геофизические исследования скважин», «Аппаратура геофизических исследований скважин», «Радиометрия и ядерная геофизика», «Электромагнитные и акустические исследования скважин».

В результате изучения дисциплины у студента формируются указанные выше компетенции, приобретаются знания по обработке и интерпретации данных ГИС, а также выдачи заключения по комплексной интерпретации с целью решения определенных геологических задач, появляются навыки практического применения теоретических знаний для выдачи рекомендаций по дальнейшему строительству разведочных или эксплуатационных скважин, а также выдачи ценных указаний по технологии эксплуатации ПХГ и разработки месторождений нефти и газа

Содержание

Лабораторная работа № 1.

Литологическое расчленение разреза 6

Лабораторная работа №2

Выделение коллекторов в терригенном разрезе 12

Лабораторная работа №3.

Выделения коллекторов в карбонатном разрезе. 18

Лабораторная работа № 4.

Методика выделения глинистых коллекторов 25

Лабораторная работа № 5

Разделение коллекторов по характеру насыщения в терригенном
разрезе.. 31

Лабораторная работа № 6.

Разделение коллекторов по характеру насыщения в карбонатном
разрезе. 39

Лабораторная работа № 7.

Методика определения Кп по данным электрического каротажа в терригенном
разрезе. 47

Лабораторная работа № 8.

Методика определения Кп по данным АК, НГК, ГГК в терригенном
разрезе 55

Лабораторная работа № 9.

Методика определения Кп по данным АК, НГК, ГГК в карбонатном
разрезе.....63

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....76

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1

Тема: Литологическое расчленение разреза.

1. Цель работы.

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

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 песками, 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, 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.

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 песчаноглинистые 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.

Характерными величинами для выделения коллекторов являются нижние пределы объемной глинистости $C_{\text{гл}} \approx 10-30\%$, относительной глинистости $\eta_{\text{гл}} = 0,3-0,6$ и характер распределения глинистого материала в породе (рассеянная глинистость, слоистая глинистость), а также состав группы глин (монтмориллонитовая, каолинитовая и т. п.). Нижним пределом $K_{\text{пр}}$, когда пласт еще способен отдавать флюид, условно считают 1 ф м^2 для нефтеносного коллектора и $0,1 \text{ ф м}^2$ — для газоносного.

При выделении коллекторов по кривой ПС целесообразно вместо амплитуды отклонения кривой $E_{\text{пс}}$ использовать относительную амплитуду $\alpha_{\text{пс}}$, рассчитанную по формуле $\alpha_{\text{пс}} = E_{\text{пс}}/E_{\text{пс ст}}$, где вместо $E_{\text{пс}}$ используется амплитуда отклонения кривой ПС против опорного пласта $E_{\text{пс ст}}$; амплитуда отклонения кривой ПС против изучаемого пласта приводится к пласту большей мощности: $E_{\text{пс}} = E_{\text{пс 1}}/\beta$. Здесь $E_{\text{пс 1}}$ — амплитуда отклонения ПС, отсчитанная по кривой ПС; β — поправочный коэффициент за мощность, который находят по расчетным кривым.

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.

При отсутствии в исследуемом разрезе опорного пласта, отвечающего необходимым требованиям, в качестве опорного рекомендуется использовать фиктивный неглинистый пласт, амплитуда отклонения кривой ПС против которого рассчитывается по формуле

$$E_{\text{пс}} = -K_T \lg \rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}} = -K_T \lg \rho_{\text{в, пп}}/\rho_{\text{вп}},$$

где $K_T = 70,7 (273 + T)/293$; $E_{\text{пс}}$ — амплитуда аномалии ПС, мВ;

K_T — коэффициент диффузионно-адсорбционного потенциала, мВ;

$\rho_{\text{в пп}}$ — сопротивление промытой зоны;

T — температура пласта, °С.

Чтобы отнести тот или иной песчано-глинистый пласт к категории коллекторов или неколлекторов, 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.

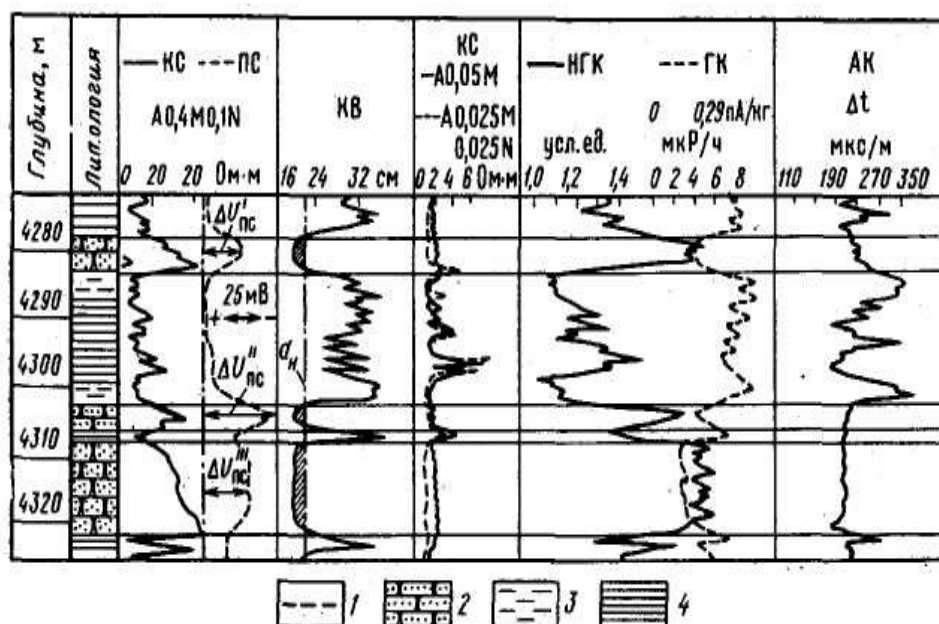


Рисунок 1.1- Выделение песчано-глинистых коллекторов по комплексу геофизических исследований

1 — линия глин; 2 — песчаник; 3 — глина; 4 — аргиллит; $d_{\text{н}}$ — 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)

6. Содержание отчета и его форма

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

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

7. Вопросы для защиты работы.

1. От чего зависит форма кривой КС
2. Факторы, влияющие на показания КС и ПС
3. От чего зависит форма кривой ПС
4. Какие ещё метода реагируют на высокий коэффициент глинистости и почему.
5. Какие методы применяются для выделения коллекторов и почему

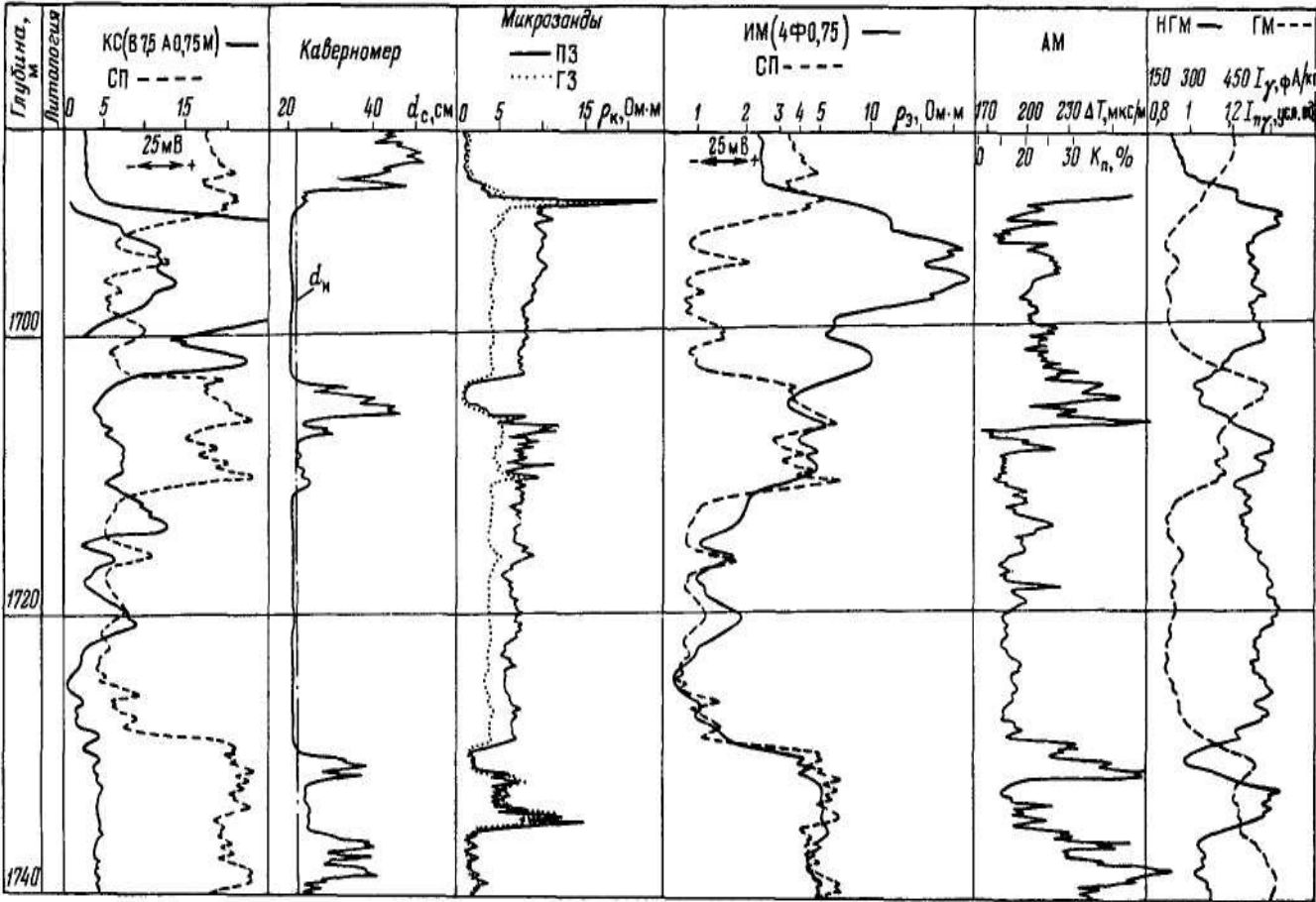


Рисунок 1.2- Диаграмма для работы

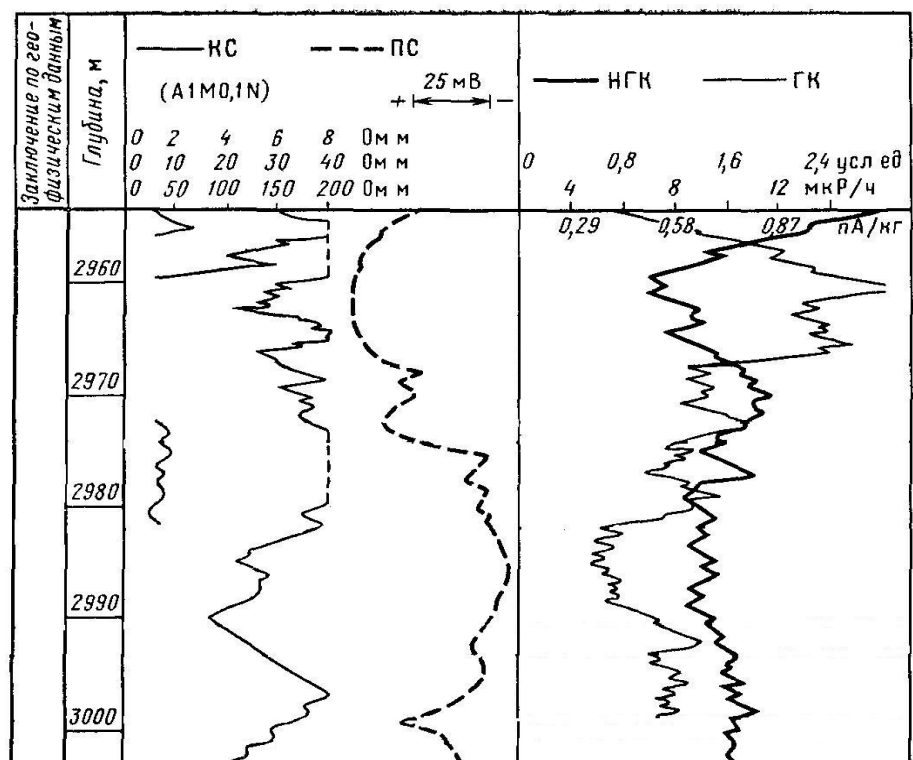


Рисунок 1.3 - Расчленение терригенного разреза и выделение коллекторов по стандартному комплексу ГИС. (диаграмма для работы)

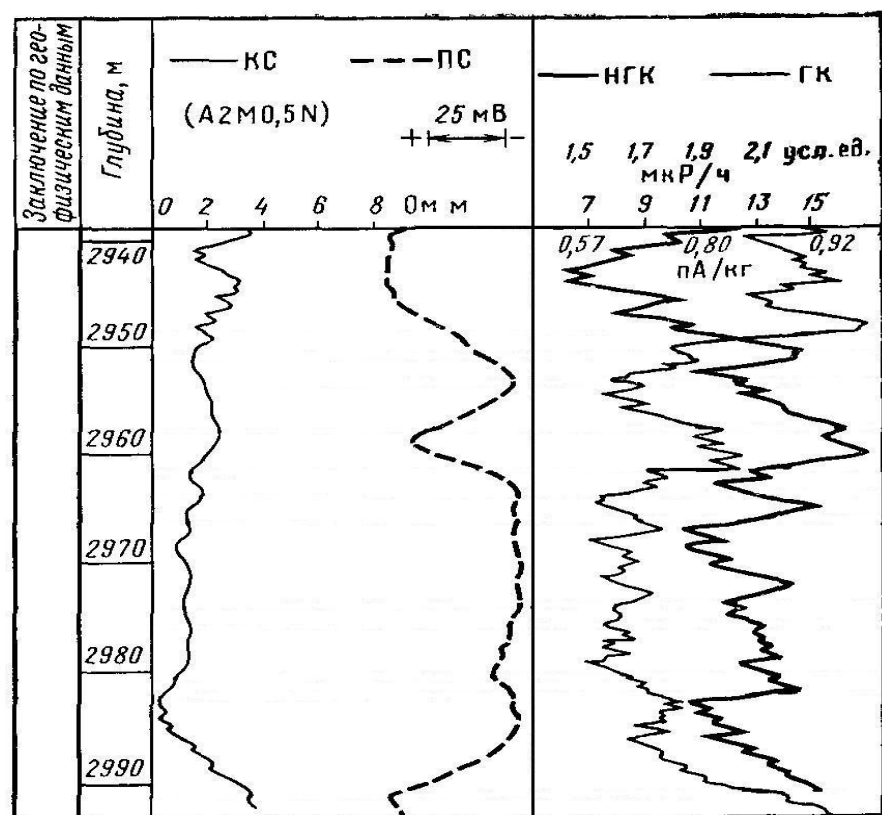


Рисунок 1.4 - Расчленение терригенного разреза и выделение коллекторов по стандартному комплексу ГИС. (диаграмма для работы)

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

Тема : **Выделение коллекторов в терригенном разрезе.**

1. Цель работы.

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

2. Теоретическая часть.

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

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.

Так, если по каротажным диаграммам установлено, что пласт представлен песками, 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, 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.

3. Материалы.

Диаграммы (рисунок 3 комплекс методов 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 , 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

Рассмотрим особенности выделения коллекторов при различных геолого-геофизических условиях.

Выделение песчаных коллекторов.

В песчано-глинистых (терригенных) отложениях коллекторы в основном выделяют по кривой ПС. При обычно наблюдаемом случае, когда

минерализация пластовых вод больше, чем минерализация бурового раствора, и ПС прямая, песчаные и алевролитовые пласты, являющиеся коллекторами, выделяются минимумами на кривой ПС, глины (непроницаемые породы) — максимумами.

Обычно значения потенциалов ПС против глин располагаются на одной линии — линии глин, соответствующей участкам кривой с наиболее высоким потенциалом. Значения потенциала против песчаных и алевролитовых пластов располагаются на некоторой другой линии. В зависимости от того, к какой из этих линий ближе показания кривой ПС для данного пласта, его следует считать или коллектором, или глинистым пластом. Однако если минерализация пластовых вод различна, то значения потенциала против песчаных и алевролитовых пластов не будут находиться на одной линии. Это обстоятельство можно учесть, если известно изменение минерализации пластовых вод по разрезу скважины.

Если минерализация бурового раствора больше, чем минерализация пластовой воды, то ПС получается обратной: глины отмечаются минимумами, а песчаные и алевролитовые пласты (коллекторы) — максимумами кривой ПС (рисунок 2.1). Наличие обратной ПС можно установить по показаниям кривой ПС против пластов известного литологического характера или сравнением данных о минерализации пластовых вод и бурового раствора.

В ряде случаев, например, если минерализация пластовой воды близка к минерализации бурового раствора (это часто наблюдается при заполнении скважины сильно минерализованным буровым раствором), а также при изменении ПС со временем, кривая ПС не может быть использована для расчленения разреза на песчаные и глинистые пласты. В этих случаях коллекторы выделяют по гамма-каротажной кривой. На кривой гамма-каротажа глины отмечаются максимумами показаний, а песчаные и алевролитовые пласты (коллекторы) — минимумами.

Большую помощь в выделении коллекторов оказывает кавернограмма: против глин обычно наблюдается увеличение диаметра, против коллекторов — сужение (за счет образования глинистой корки).

В песчано-глинистом разрезе встречаются малопористые сцементированные (как их иногда называют, плотные) пласты, не относящиеся к коллекторам. Эти пласты могут быть представлены плотными песчаниками и алевролитами, малопористыми карбонатными породами (мергелями, известняками, доломитами) и т. д. Малопористые сцементированные пласты имеют сравнительно большое удельное сопротивление и по этому признаку их можно отличить от глинистых пластов и от водоносных песчаных коллекторов. Однако по кривым сопротивления разделить малопористые пласты и нефтегазоносные коллекторы не представляется возможным, так как они имеют удельное сопротивление того же порядка.

В ряде случаев малопористые пласты можно отличить от песчано-алевритовых коллекторов, в том числе и нефтегазоносных, по ПС: против плотных пород значения потенциала ПС получаются близкими к значению

потенциала против глин. Однако часто малопористые пласты отмечаются на кривой ПС так же, как и проницаемые песчаные пласты.

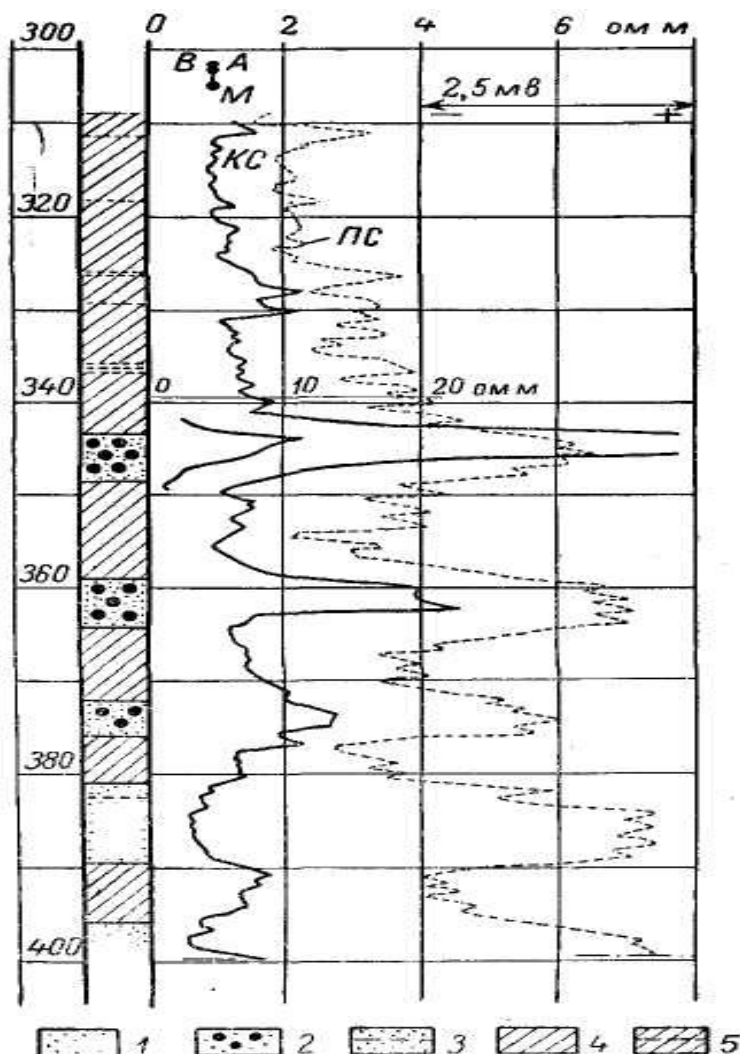


Рисунок 2.1. Электрический каротаж песчано-глинистых отложений. Обратная ПС. Зонд В0,5А2М. 1 — водоносный песок; 2 — нефтеносный песок; 3 — песок с прослоями глин; 4 — глина; 5 — глина с прослоями песка.

Наиболее надежно малопористые пласты выделяются по данным следующих видов каротажа:

а) микрокаротажа — по сильно изменяющимся с глубиной высоким показаниям, значительно превышающим показания против коллекторов и глин; такой характер диаграмм микрозондов связан с отсутствием против малопористых пластов глинистой корки;

б) акустического — по большим скоростям распространения упругих волн;

в) нейтронного — по высоким показаниям, обусловленным малым водородосодержанием малопористых пластов; исключение из этого составляют газоносные коллекторы, также отмечаемые повышенными показаниями на кривой нейтронного каротажа.

Глинистые коллекторы.

Отдельную группу составляют песчаные коллекторы, содержащие значительное количество

глинистого материала. Глинистый материал может быть рассеян по пласту или находиться в виде включений и пропластков. Одним из часто встречаемых типов глинистого коллектора является пласт, представленный тонким переслаиванием глинистых и песчаных прослоев.

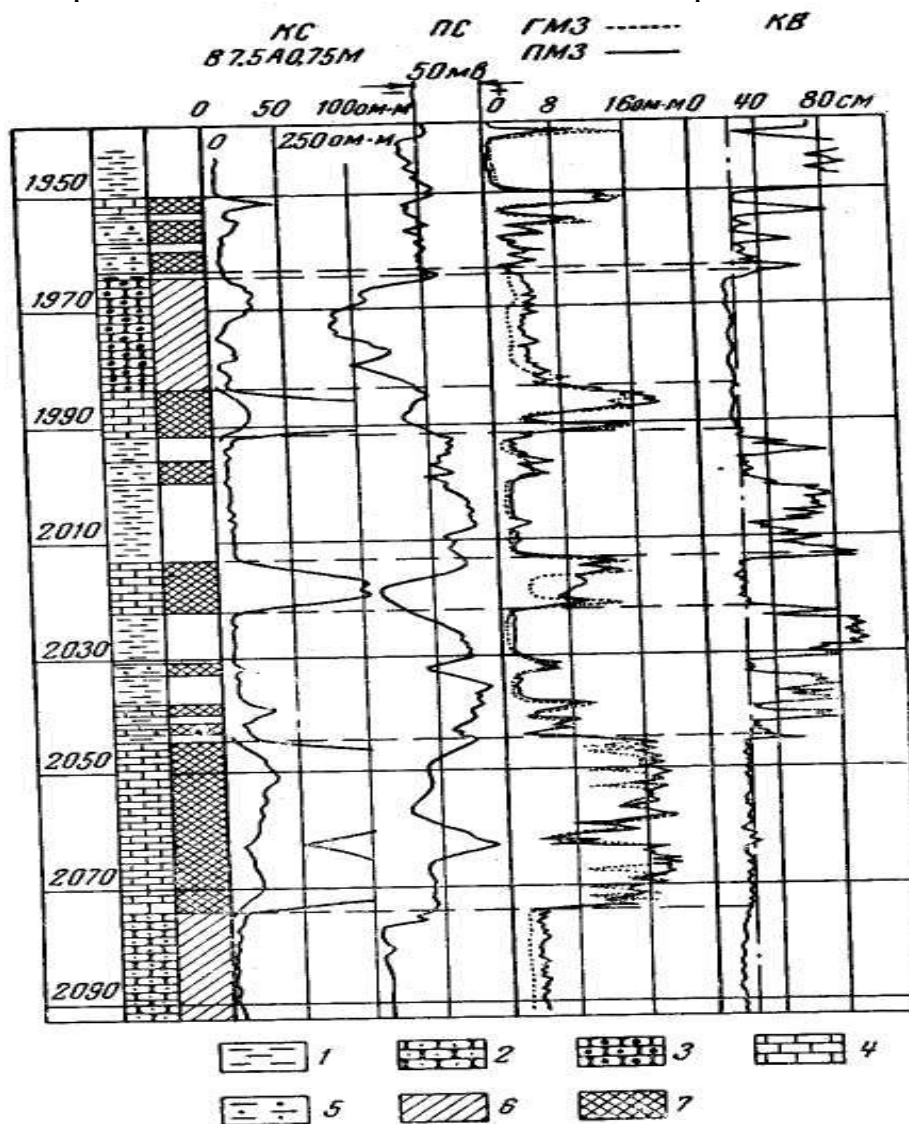


Рисунок 2.2 - Расчленение плотных и пористых пород по данным каротажа.

ГМЗ — градиент-микрозонд А0,025М0,025N; ПМЗ — потенциал-микрозонд А0.05М; KB —кавернограмма.

1 — аргиллит; 2 — песчаник; 3 — песчаник нефтеносный; 4 — известняк; 5 — плотная песчано-алевролитовая порода.

Интерпретация данных каротажа; 6 — пористая порода; 7 — малопористая (известняк, плотный песчаник, алевролит) порода.

Выделение глинистых коллекторов усложняется тем, что амплитуда отклонения кривой ПС против них значительно меньше, чем против неглинистых (чистых) песчаных пластов при том же отношении

минерализации пластовой воды и бурового раствора. Поэтому глинистые коллекторы по ПС отмечаются менее четко, чем чистые; при большой относительной глинистости показания против глинистых коллекторов получаются близкими к показаниям против глин. Недостаточно характерно отмечаются глинистые коллекторы и на диаграммах других видов каротажа (рисунок 2.). Глинистые коллекторы выделяются путем сопоставления и количественного анализа данных, получаемых при различных видах каротажа: амплитуды отклонения кривой ПС, удельных сопротивлений зоны проникновения и пласта, показаний гамма-каротажной кривой и др.

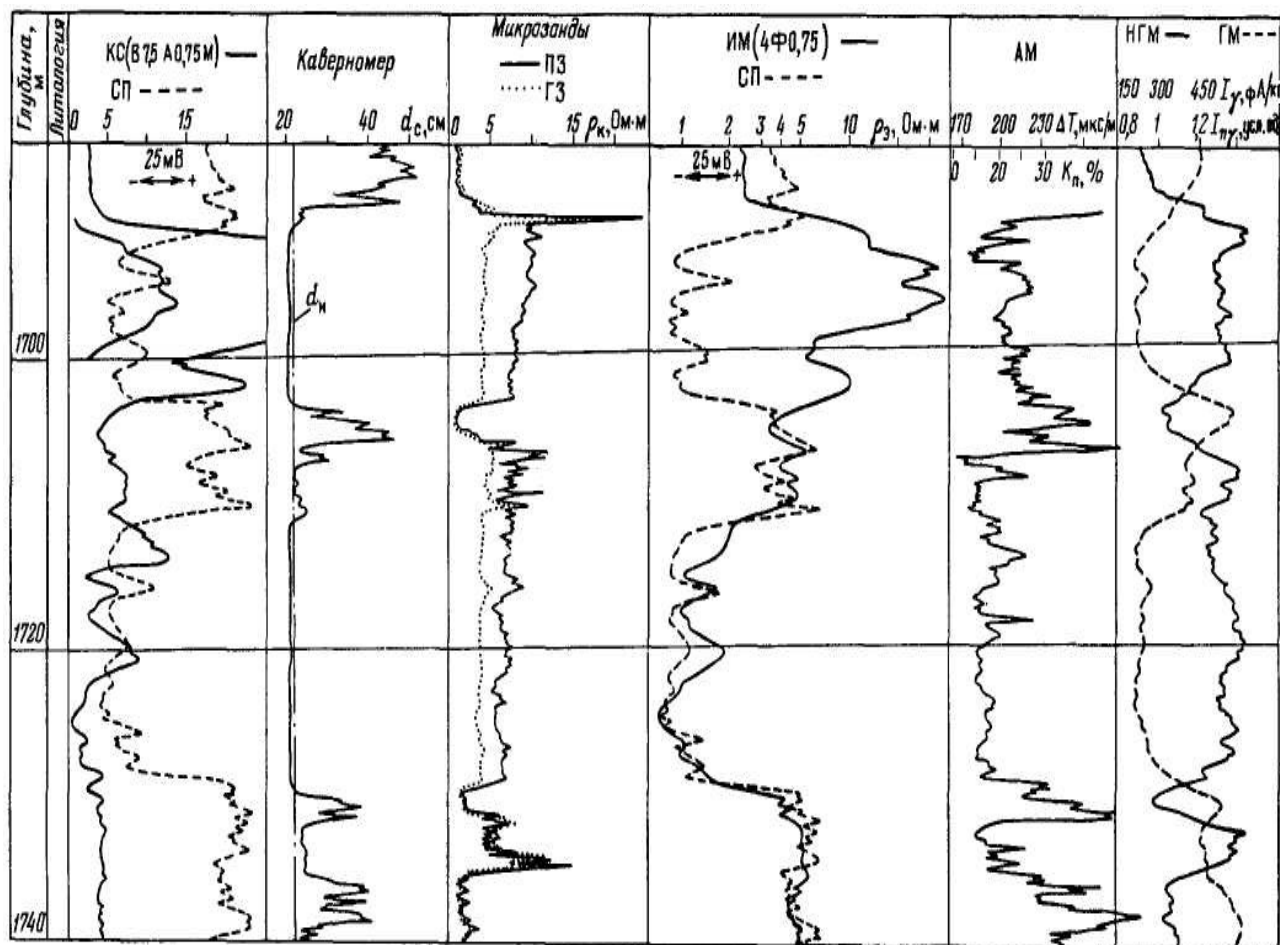


Рисунок 2.3 - Расчленение терригенного разреза и выделение коллекторов по стандартному комплексу ГИС.

6. Содержание отчета и его форма

1. По диаграммам стандартного комплекса ГИС (рисунок 3) выделить границы пластов, определить их литологию, указать возможные пласты коллекторы.
2. Заполнить таблицу 2.1.
3. Ответить на вопросы

Таблица 2.1

Номер пласта	кровля	подошва	литология	примечание

7. Вопросы для защиты работы.

6. От чего зависит форма кривой КС
7. Факторы, влияющие на показания КС и ПС
8. От чего зависит форма кривой ПС
9. Какие ещё метода реагируют на высокий коэффициент глинистости и почему.
10. Какие методы применяются для выделения коллекторов и почему

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №3

Тема: Выделения коллекторов в карбонатном разрезе.

1. Цель работы.

Приобретение навыков, выделения коллекторов в сложном карбонатном разрезе по комплексу признаков, которыми они характеризуются на диаграммах геофизических методов исследования скважин, а также качественной интерпретации диаграмм 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.

3. Материалы.

Диаграмма (3.1), (3.2) комплекса методов ГИС для литологического

расчленения разреза в карбонатных отложения (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

В скважинах, пробуренных на РВО, эта задача решается по данным комплекса ГИС по величине удельного сопротивления породы ρ_n или вычисленных на основе ρ_n параметров P_n и k_B .

Выделение коллекторов и оценка характера насыщения

Способ критического удельного сопротивления.

Продуктивность глубоких скважин, вскрывающих карбонатные коллекторы трещинных типов, определяется в основном величиной трещинной пористости.

Зависимость между коэффициентами удельной продуктивности η/h и трещинной пористости, определенной по результатам гидродинамических и геофизических исследований, для верхнемеловых трещинно-каверновых известняков ряда месторождений Терско-Сунженской области показана на рис.

3.1. Как видно, между η/h и $k_{п.тр.}$ существует довольно тесная статистическая связь. При величине трещинной пористости 0,05—0,1 % скважины практически непродуктивны. Исходя из этого, за граничное (критическое) значение проточной трещинной пористости для карбонатных коллекторов Терско-Сунженской области можно принять величину $k_{п. тр}=0,05$ %.

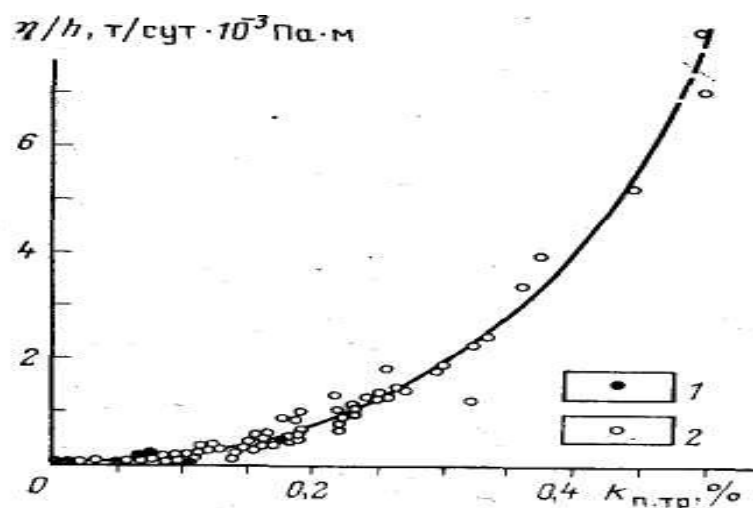


Рисунок 3.1- Зависимость коэффициента удельной продуктивности от трещинной пористости (по А. Ф. Боярчуку)

$K_{п.тр}$ определено: 1 — гидродинамическим способом, 2 — по каротажу сопротивлений

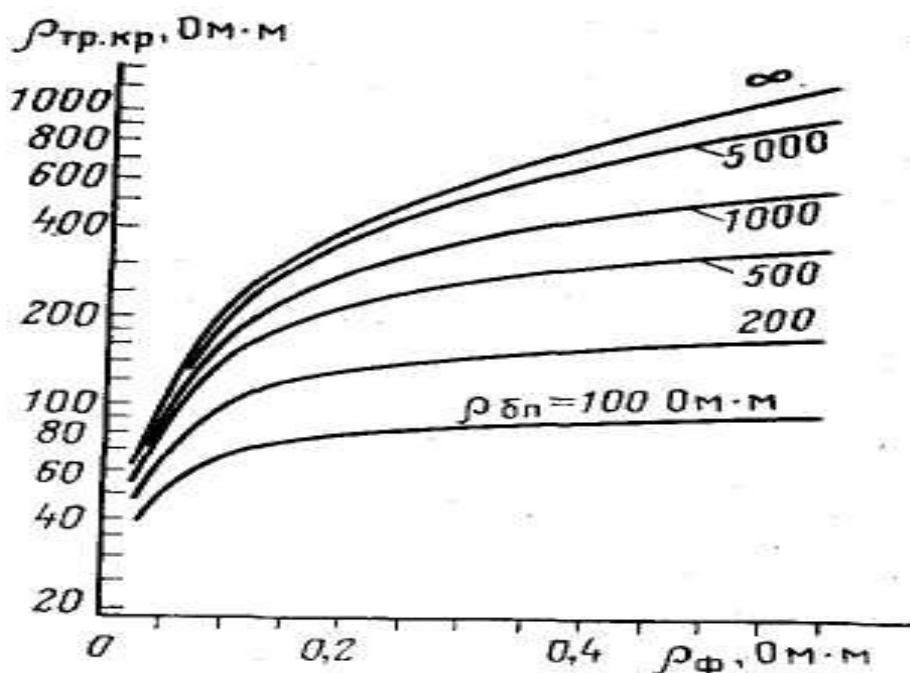


Рисунок 3.2 - Расчётные зависимости критического сопротивления от сопротивления фильтра промывочной жидкости, насыщающего трещины (по А. Ф. Боярчуку)

Пласты с трещинной пористостью менее 0,05 % относятся к неколлекторам и испытание их проводить нецелесообразно.

Трещинную пористость можно оценить по данным каротажа сопротивлений одним из описанных выше приближенных способов. Результаты расчетов величины трещинной пористости по данным бокового каротажа по ряду глубоких скважин, испытанных методом установившихся отборов, удовлетворительно согласуются с данными гидродинамических исследований, что подтверждает сходимость значений трещинной пористости, определяемых двумя различными способами (см. рис. 3.1). Для

оперативного выбора интервалов испытания можно применить следующий экспресс-способ выделения в карбонатном разрезе глубоких скважин трещинных коллекторов.

В качестве количественного критерия коллектора используется критическое (предельное) значение удельного сопротивления трещинного пласта, соответствующее границе коллектор—неколлектор $\rho_{\text{тр.кр}}$. За критическое удельное сопротивление трещинного коллектора принимается удельное сопротивление, соответствующее значению трещинной пористости, равному 0,05 %, при котором пласт еще может быть промышленно нефтегазоносным. На рис. 60 приведены расчетные кривые зависимости величины критического удельного сопротивления трещинного коллектора от удельного сопротивления насыщающего трещины фильтрата промывочной жидкости. По этому графику оценивается $\rho_{\text{тр.кр}}$ и сравнивается с фактическими величинами удельных сопротивлений пластов в разрезе для каждой скважины. При этом за величину $\rho_{\text{бл}}$ принимается среднее из максимальных в разрезе значений удельных сопротивлений по кривой Б К, а за $\rho_{\text{зп}}$ — средние гармонические сопротивления. Участки разреза (кроме глинистых, выделяемых по кривой Г К), где $\rho_{\text{зп}} < \rho_{\text{тр.кр}}$ относятся к разряду возможных коллекторов (для окончательного решения этого вопроса привлекаются и другие геолого-геофизические данные), а пласты с $\rho_{\text{зп}} > \rho_{\text{тр.кр}}$ в дальнейшем из рассмотрения исключаются.

Как показывает анализ данных электрокаротажа по большому числу глубоких скважин, удельные сопротивления карбонатных отложений на глубине свыше 4—4,5 км достигают нескольких сотен и тысяч Ом-м. И лишь отдельные участки повышенной трещиноватости имеют сопротивления менее 100 Ом-м. Именно интервалы пониженных сопротивлений представляют наибольший интерес, из которых в основном и получают промышленные притоки нефти. Удельные сопротивления трещинных коллекторов, как правило, редко превышают 200—300 Ом-м. Это же следует из анализа кривых $\rho_{\text{тр.кр}} = f(\rho_{\text{ф}})$ (см. рис. 3.2). Даже при $\rho_{\text{бл}} \rightarrow \infty$ и средних значениях удельного сопротивления фильтрата промывочной жидкости, применяющейся при бурении глубоких скважин (0,1—0,2 Ом-м), критические значения удельных сопротивлений трещинных коллекторов не превышают 200—400 Ом-м.

Пример выделения трещинных коллекторов в разрезе глубокой скважины Терско-Сунженской области с использованием критического значения удельного сопротивления и соответственно трещинной пористости показан на рис. 3.3. Рассчитанные значения трещинной пористости для большей части разреза оказались меньше критических и $\rho_{\text{зп}} > \rho_{\text{тр.кр}}$ - При испытании этих интервалов притока не получено. И лишь из верхних интервалов с благоприятной характеристикой

($k_{\text{п.тр}} > 0,05 \%$ $\rho_{\text{зп}} < \rho_{\text{тр.кр}}$) получены фонтанные притоки жидкости.

Предлагаемый способ выделения трещинных коллекторов применим в основном при изучении высокоомных карбонатных коллекторов. Выполнение условия $\rho_{\text{зп}} < \rho_{\text{тр.тр}}$ при выделении коллекторов обязательно, но недостаточно.

Кроме того, на показания Б К может оказывать влияние не затронутая проникновением часть пласта. Тем не менее, использование описанного способа позволяет более обоснованно проводить выделение по геофизическим данным трещинных коллекторов в разрезах глубоких скважин и тем самым сократить число неоправданных испытаний и связанных с этим материальных затрат.

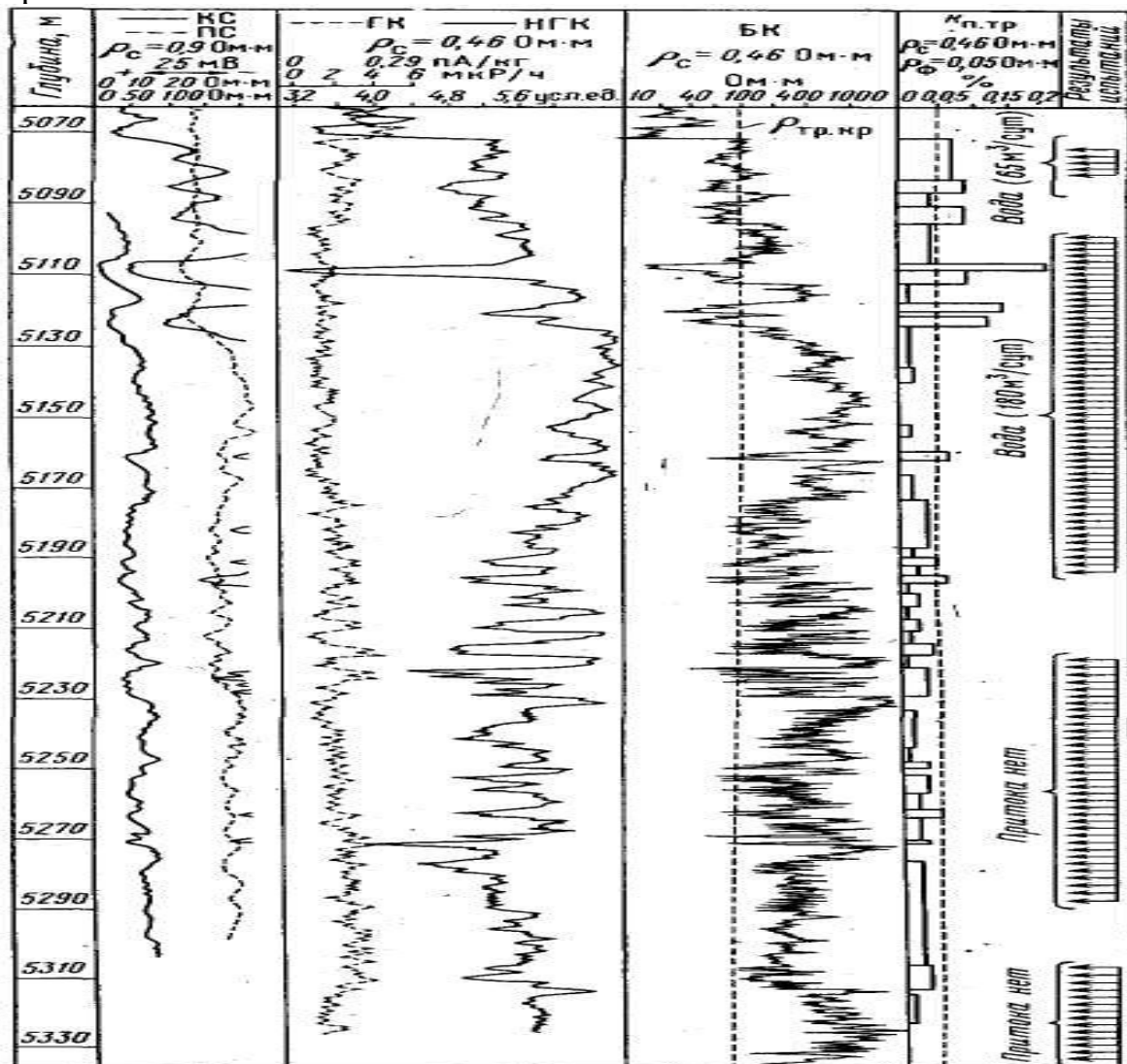


Рисунок 3.3 - Пример выделения карбонатных коллекторов по критическому сопротивлению (по А. Ф. Боярчуку)

Метод временных измерений удельных сопротивлений

Исследование удельных сопротивлений карбонатных пород во времени в благоприятных условиях обеспечивает выделение в разрезе коллекторов и оценку характера их насыщенности. Изменение удельного сопротивления пород во времени является признаком коллектора, при этом нефтенасыщенные коллекторы характеризуются снижением, а водонасыщенные увеличением сопротивления.

Наиболее важным моментом в проведении временных исследований является своевременность выполнения первого замера. Наилучшие результаты

могут быть получены, когда первый замер произведен в минимально возможное время после вскрытия коллектора и когда можно уловить начальную фазу проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт. Опыт промышленного внедрения временных исследований глубокозалегающих карбонатных коллекторов показывает, что практически целесообразно и реально выполнимо проведение временных замеров через 5—10 сут после вскрытия изучаемых отложений. За это время глубина проникновения фильтрата глинистого раствора в трещинные и трещинно-каверновые пласты соответственно составит 60—80 и 25—35 см, что открывает возможность эффективного применения временных замеров с использованием существующей электрометрической аппаратуры. Результативность временных исследований существенно зависит от правильного выбора типа и размера установки электрокаротажа.

Показания фокусированных зондов в меньшей степени зависят от влияния скважины, вмещающих пород и других искажающих факторов. Поэтому при наличии ограниченных зон проникновения и отсутствии значительного повышающего проникновения зонд бокового каротажа — наиболее оптимальная установка для выполнения временных исследований.

Поскольку глубинность выпускаемых зондов с фокусировкой электрического тока не превышает 1—2 м, то в качестве более глубинного зонда для временных исследований можно использовать обычные градиент и потенциал зонды большой длины. Исходя из характера теоретических кривых БКЗ, оптимальная длина градиент-зонда и потенциал-зонда будет лежать в области максимумов кривых $\rho_k/\rho_c = f(L_z/d_c)$. Используя кривые зависимости $\rho_n/\rho_c = f(L_z/d_c)$, находят для конкретного разреза оптимальную длину градиент-или потенциал-зонда. При средних значениях сопротивления пластов-коллекторов 100—200 Ом-м и глинистых растворов 0,2—0,3 Ом-м, оптимальная длина градиент-зонда составит 6—12 м, а потенциал-зонда — 3—6 м.

Для глубокозалегающих трещинных коллекторов характерно малое приращение кажущихся сопротивлений с изменением глубины зоны проникновения, что затрудняет в ряде случаев однозначную интерпретацию временных замеров. Допустимая погрешность измерений кривых сопротивлений, определяемая как расхождение между повторными записями, не превышает 10 %. Уверенная интерпретация данных временных исследований возможна при расхождении повторных замеров КС на величину, превышающую в 2 раза допустимое расхождение между повторными записями, т. е. на 20 %. В действительности относительные изменения КС трещинных коллекторов достигают 30—40 %, но чаще 20—25 % и менее и зависят в основном от разницы удельных сопротивлений зоны проникновения и пласта. Для повышения надежности измерений рекомендуется замеры выполнять одной и той же аппаратурой. В этом случае можно улавливать приращения КС даже в пределах 10—15 %.

Для сокращения времени между двумя замерами в призабойных участках скважины, если позволяют геолого-технические условия бурения,

целесообразно осуществлять продавку промывочной жидкости в пласт перед последним замером. Для повышения эффективности временных исследований методом сопротивления необходимо соблюдать следующие условия: замеры проводить в небольших по мощности интервалах разреза (50—100 м) не позднее 5—10 сут после их вскрытия, перекрывая вышележащие интервалы; замеры проводить зондом БК-3 в комплексе с оптимальным для конкретного разреза градиент- или потенциал-зондом большой длины; исследования целесообразно выполнять одной и той же аппаратурой или двумя комплектами при тщательной ее эталонировке и настройке перед каждым замером.

Временные исследования трещинных коллекторов следует признать малоэффективными и проведение их нецелесообразно при использовании в качестве промывочной жидкости воды и превышения при этом гидростатического давления над пластовым, что ведет к глубокому проникновению воды в пласт, превышающему глубину исследований геофизическими методами, а также в низкоомных разрезах ($<20—30$ Ом-м), когда влияние трещинной пористости на удельное сопротивление пласта мало, а эффект «опреснения» матрицы становится ощутимым.

Сокращение интервала времени между вскрытием разреза и каротажем до 5—10 сут заметно улучшает результаты исследования. На рис. 4 приведен пример эффективного использования временных исследований прибором Э1 в карбонатном разрезе. Так, снижение во времени кривых сопротивлений, полученных градиент-зондом длиной 8 м и БК свидетельствует о нефтенасыщении трещинных коллекторов, что впоследствии подтвердилось результатами опробования этих скважин.

Для увеличения эффективности временных исследований целесообразно в ряде случаев промывочную жидкость продавливать в пласт перед повторным последним замером, что достигается утяжелением глинистого раствора или созданием дополнительного перепада давления на устье скважины. При продавливании в пласт промывочной жидкости следует учитывать возможности гидроразрыва пласта.

6. Содержание отчета и его форма

По диаграмме стандартного комплекса ГИС выделить границы пластов, определить их литологию, указать пласты коллекторы и характер их насыщения.

Номер пласта	Глубина залегания, м		Мощность	Литология	Примечания	Насыщение
	кровли	подолвы				

7. Вопросы для защиты работы.

1. Какими свойствами должен характеризоваться пласт коллектор
2. Основные методы ГИС для оценки характера насыщения
3. Факторы, влияющие на показание методов ГИС
4. Можно ли при оценке характера насыщения использовать данные метода АК

5. Какие методы применяются для выделения коллекторов и почему

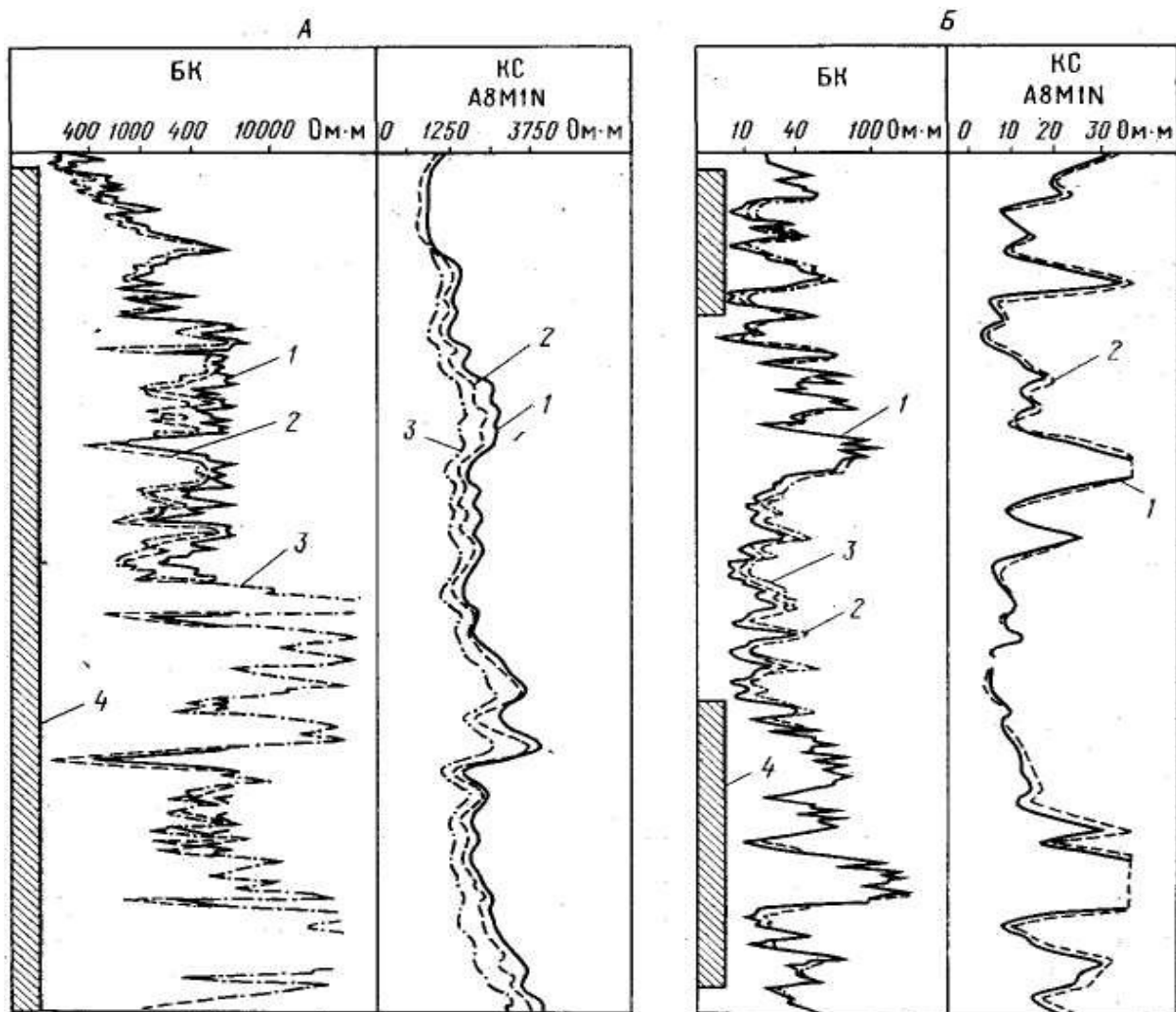


Рисунок 3.4-Выделение нефтенасыщенных коллекторов методом временных исследований удельных сопротивлений (по А. Ф. БоярЧуку)

Замеры КС в различное время при ρ (Ом м) — скв. А: 1 — 1,9, 2 — 2,71, 3 — 2,6 при испытании получена нефть — 220 т/сут; скв. Б: 1 — 1,26, 2 — 1,28, 3 — 1,52, при испытании получена вода — 15 м³/сут; 4 — интервал испытания

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4.

Тема : 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.

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

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.

Так, если по каротажным диаграммам установлено, что пласт представлен песками, 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, 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.

3. Материалы.

Диаграммы (рисунок 4.3 комплекс методов для литологического расчленения разреза в терригенных отложения (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

Рассмотрим особенности выделения коллекторов при различных геолого-геофизических условиях.

Выделение песчаных коллекторов.

В песчано-глинистых (терригенных) отложениях коллекторы в основном выделяют по кривой ПС. При обычно наблюдаемом случае, когда минерализация пластовых вод больше, чем минерализация бурового раствора, и ПС прямая, песчаные и алевролитовые пласты, являющиеся коллекторами, выделяются минимумами на кривой ПС, глины (непроницаемые породы) — максимумами.

Обычно значения потенциалов ПС против глин располагаются на одной линии — линии глин, соответствующей участкам кривой с наиболее высоким потенциалом. Значения потенциала против песчаных и алевролитовых пластов располагаются на некоторой другой линии. В зависимости от того, к какой из этих линий ближе показания кривой ПС для данного пласта, его следует считать или коллектором, или глинистым пластом. Однако если минерализация пластовых вод различна, то значения потенциала против

песчаных и алевролитовых пластов не будут находиться на одной линии. Это обстоятельство можно учесть, если известно изменение минерализации пластовых вод по разрезу скважины.

Если минерализация бурового раствора больше, чем минерализация пластовой воды, то ПС получается обратной: глины отмечаются минимумами, а песчаные и алевролитовые пласты (коллекторы) — максимумами кривой ПС (рисунок 4.1). Наличие обратной ПС можно установить по показаниям кривой ПС против пластов известного литологического характера или сравнением данных о минерализации пластовых вод и бурового раствора.

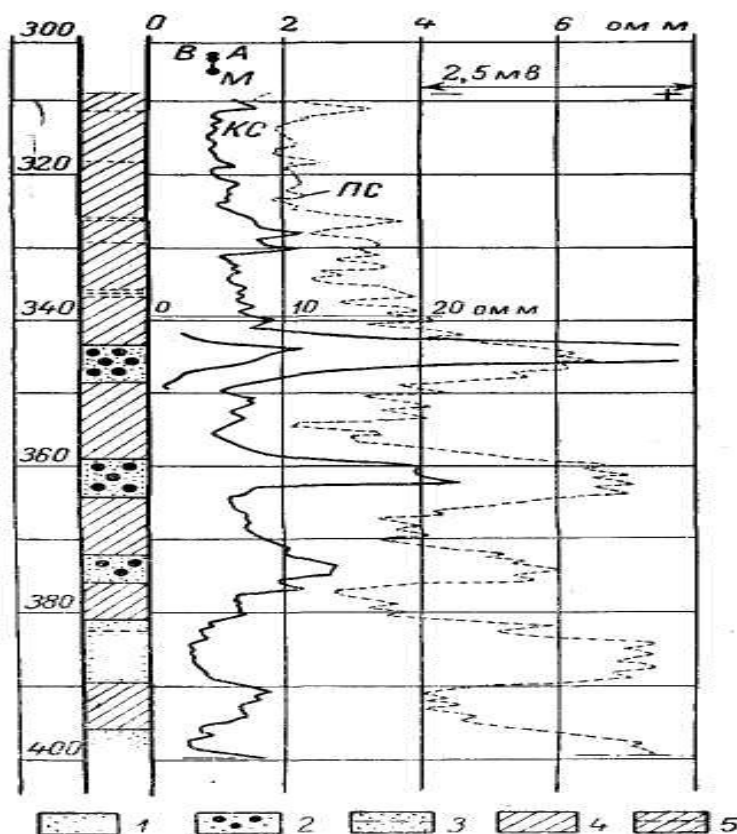


Рисунок 4.1- Электрический каротаж песчано-глинистых отложений. Обратная ПС. Зонд В0,5А2М. 1 — водоносный песок; 2 — нефтеносный песок; 3 — песок с прослоями глин; 4 — глина; 5 — глина с прослоями песка.

В ряде случаев, например, если минерализация пластовой воды близка к минерализации бурового раствора (это часто наблюдается при заполнении скважины сильно минерализованным буровым раствором), а также при изменении ПС со временем, кривая ПС не может быть использована для расчленения разреза на песчаные и глинистые пласты. В этих случаях коллекторы выделяют по гамма-каротажной кривой. На кривой гамма-каротажа глины отмечаются максимумами показаний, а песчаные и алевролитовые пласты (коллекторы) — минимумами.

Большую помощь в выделении коллекторов оказывает кавернограмма: против глин обычно наблюдается увеличение диаметра, против коллекторов — сужение (за счет образования глинистой корки).

В песчано-глинистом разрезе встречаются малопористые сцементированные (как их иногда называют, плотные) пласты, не

относящиеся к коллекторам. Эти пласты могут быть представлены плотными песчаниками и алевролитами, малопористыми карбонатными породами (мергелями, известняками, доломитами) и т. д. Малопористые сцементированные пласты имеют сравнительно большое удельное сопротивление и по этому признаку их можно отличить от глинистых пластов и от водоносных песчаных коллекторов. Однако по кривым сопротивления разделить малопористые пласты и нефтегазоносные коллекторы не представляется возможным, так как они имеют удельное сопротивление того же порядка.

В ряде случаев малопористые пласты можно отличить от песчано-алевритовых коллекторов, в том числе и нефтегазоносных, по ПС: против плотных пород значения потенциала ПС получаются близкими к значению потенциала против глин. Однако часто малопористые пласты отмечаются на кривой ПС так же, как и проницаемые песчаные пласты.

Наиболее надежно малопористые пласты выделяются по данным следующих видов каротажа:

а) микрокаротажа — по сильно изменяющимся с глубиной высоким показаниям, значительно превышающим показания против коллекторов и глин; такой характер диаграмм микрозондов связан с отсутствием против малопористых пластов глинистой корки;

б) акустического — по большим скоростям распространения упругих волн;

в) нейтронного — по высоким показаниям, обусловленным малым водородосодержанием малопористых пластов; исключение из этого составляют газонасыщенные коллекторы, также отмечаемые повышенными показаниями на кривой нейтронного каротажа.

Глинистые коллекторы.

Отдельную группу составляют песчаные коллекторы, содержащие значительное количество

глинистого материала. Глинистый материал может быть рассеян по пласту или находиться в виде включений и пропластков. Одним из часто встречаемых типов глинистого коллектора является пласт, представленный тонким переслаиванием глинистых и песчаных прослоев.

Выделение глинистых коллекторов усложняется тем, что амплитуда отклонения кривой ПС против них значительно меньше, чем против неглинистых (чистых) песчаных пластов при том же отношении минерализации пластовой воды и бурового раствора. Поэтому глинистые коллекторы по ПС отмечаются менее четко, чем чистые; при большой относительной глинистости показания против глинистых коллекторов получаются близкими к показаниям против глин. Недостаточно характерно отмечаются глинистые коллекторы и на диаграммах других видов каротажа (рисунок 4.2.). Глинистые коллекторы выделяются путем сопоставления и количественного анализа данных, получаемых при различных видах каротажа:

амплитуды отклонения кривой ПС, удельных сопротивлений зоны проникновения и пласта, показаний гамма-каротажной кривой и др.

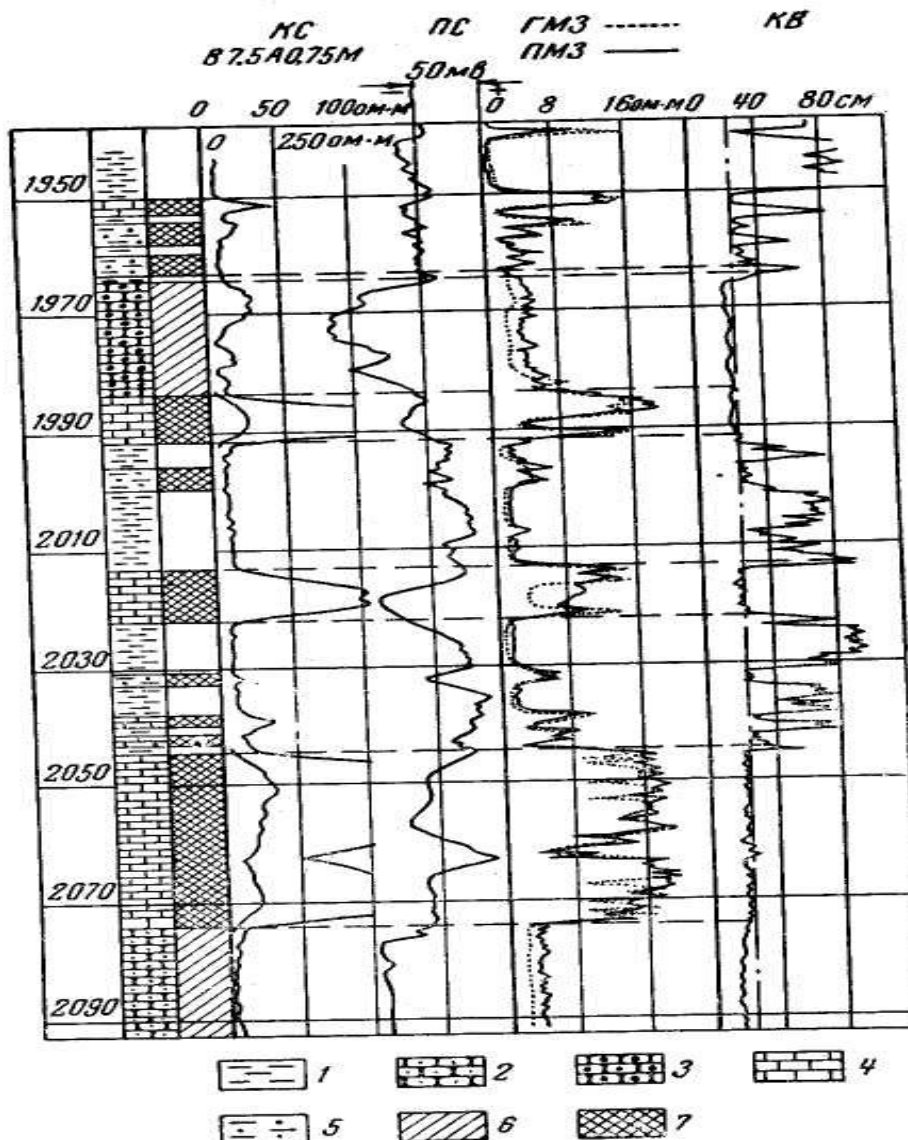


Рисунок 4.2- Расчленение плотных и пористых пород по данным каротажа.

ГМЗ — градиент-микрозонд А0,025М0,025N; ПМЗ — потенциал-микрозонд А0.05М; КВ —кавернограмма.

1 — аргиллит; 2 — песчаник; 3 — песчаник нефтеносный; 4 — известняк; 5 — плотная песчано-алевролитовая порода.

Интерпретация данных каротажа; 6 — пористая порода; 7 — малопористая (известняк, плотный песчаник, алевролит) порода.

6. Содержание отчета и его форма

1.По диаграммам стандартного комплекса ГИС (рисунок 3) выделить границы пластов, определить их литологию, указать возможные пласты коллекторы.

2.Заполнить таблицу 4.1.

3.Ответить на вопросы

Таблица1

Номер пласта	кровля	подошва	литология	примечание

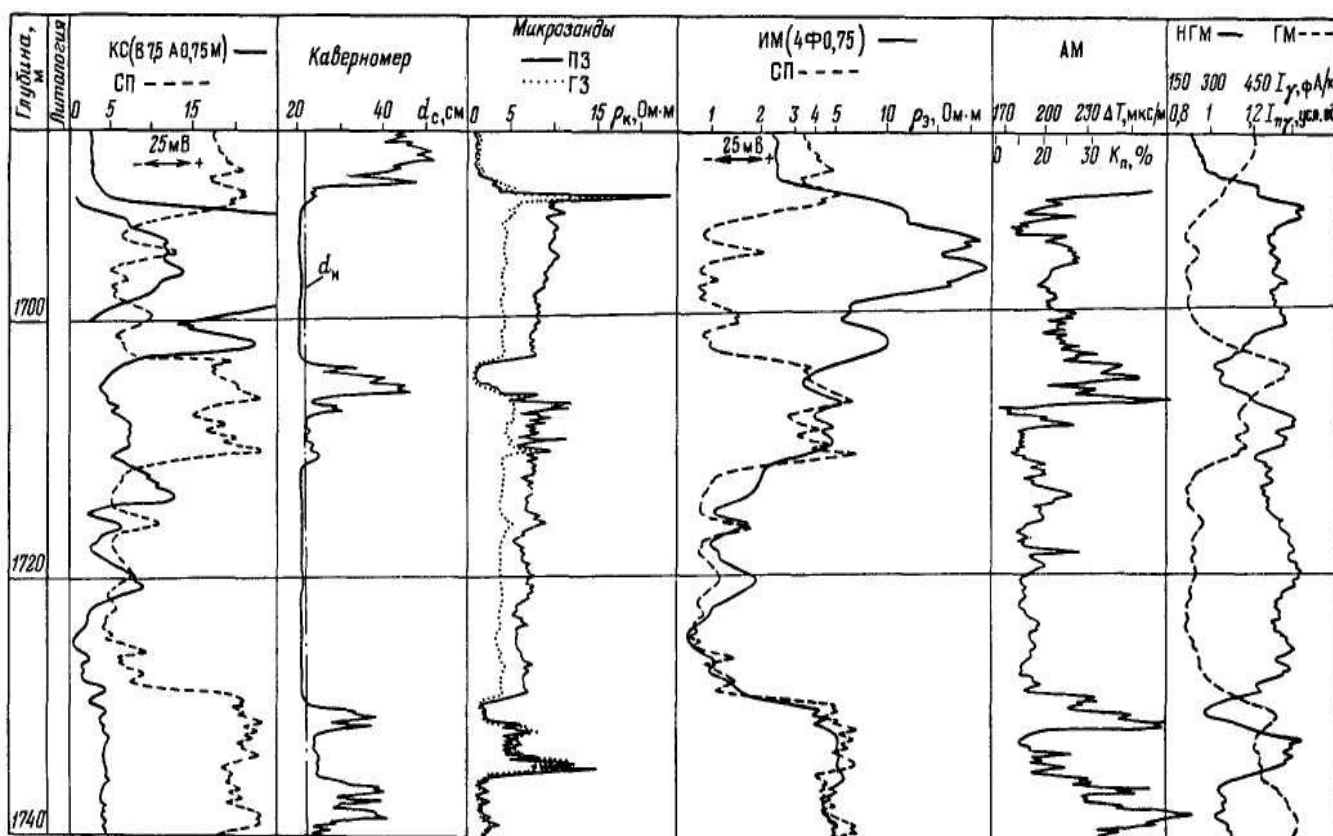


Рисунок 4.3 - Расчленение терригенного разреза и выделение коллекторов по стандартному комплексу ГИС.

7. Вопросы для защиты работы.

1. От чего зависит форма кривой КС
2. Факторы, влияющие на показания КС и ПС
3. От чего зависит форма кривой ПС
4. Какие ещё метода реагируют на высокий коэффициент глинистости и почему.
5. Какие методы применяются для выделения коллекторов и почему

Тема: Разделение коллекторов по характеру насыщения в терригенном разрезе.

1. Цель работы.

Приобретение навыков, выделения коллекторов по комплексу признаков, которыми они характеризуются на диаграммах геофизических методов исследования скважин, а также качественной интерпретации диаграмм 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.

3. Материалы.

Диаграмма (5.1), (5.2) комплекса методов ГИС для разделения коллекторов на продуктивные и водонасыщенные (выдаётся преподавателем) на листе или в ПЭВМ.

4. Указания по технике безопасности.

2. Перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить :
 - а. отсутствие посторонних предметов на клавиатуре ;
 - б. нет ли влаги на клавиатуре.
3. Включение ПЭВМ производится на мониторе ,а затем на системном блоке.
4. ПЭВМ подключается в трехполюсную розетку электрической сети 220 В.
5. Рабочие места с ПЭВМ по отношению к световым проемам должны располагаться так ,чтобы естественный свет падал сбоку ,преимущественно слева.
6. 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.

7. 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

В скважинах, пробуренных на РВО, эта задача решается по данным комплекса ГИС по величине удельного сопротивления породы $\rho_{\text{п}}$ или вычисленных на основе $\rho_{\text{п}}$ параметров $P_{\text{н}}$ и $k_{\text{в}}$.

Для каждого коллектора (характер насыщения которого определяется):

- 1) устанавливают по данным ГИС значения $\rho_{\text{п}}$ и $k_{\text{п}}$;
- 2) рассчитывают величину $\rho_{\text{вп}} = P_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{п}}$, используя для определения $\rho_{\text{п}}$ петрофизическую связь $P_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$, характерную для изучаемого объекта;
- 3) сравнивают значения $\rho_{\text{п}}$ и $\rho_{\text{вп}}$. Если $\rho_{\text{п}} \approx \rho_{\text{вп}}$, коллектор является водоносным. Если $\rho_{\text{п}} < \rho_{\text{вп}}$, полагают, что при определении $\rho_{\text{п}}$ или расчете $\rho_{\text{вп}}$ допущена грубая ошибка, находят причину ошибки и пересчитывают значение $\rho_{\text{п}}$ или $\rho_{\text{вп}}$, поскольку соотношение $\rho_{\text{п}} < \rho_{\text{вп}}$ абсурдно с физической точки зрения.

При $\rho_{\text{п}} > \rho_{\text{вп}}$ коллектор относят к классу продуктивных, однако пока нельзя утверждать, что он промышленно продуктивный. К промышленно продуктивному коллектору относят тот, для которого $\rho_{\text{п}} > \rho_{\text{пкр}}$, где $\rho_{\text{пкр}}$ — критическое (граничное) значение $\rho_{\text{п}}$, которое необходимо знать для изучаемого геологического объекта. Значению $\rho_{\text{пкр}}$ соответствуют также критические значения параметра насыщения

$$P_{\text{н кр}} = \rho_{\text{п кр}} / \rho_{\text{вп}}$$

и коэффициента водонасыщения

$$k_{\text{в кр}} = \sqrt[n]{P_{\text{н кр}}^{-1}}.$$

Промышленно продуктивный коллектор, дающий при испытании промышленный приток нефти или газа, безводный или с минимальным количеством воды, характеризуется соотношениями $P_{\text{н}} > P_{\text{н кр}}$; $k_{\text{в}} < k_{\text{в кр}}$. Не промышленно продуктивный коллектор, имеющий соотношения $\rho_{\text{п кр}} > \rho_{\text{п}} > \rho_{\text{вп}}$; $P_{\text{н кр}} > P_{\text{н}} > 1 > k_{\text{в}} > k_{\text{в кр}}$, при подсчете запасов не учитывается.

Величина $\rho_{\text{пкр}}$ устанавливается для изучаемого объекта статистическим или петрофизическим способом.

Статистический способ связан с построением распределений значений $\rho_{\text{п}}$ для пластов, давших при испытании промышленный приток нефти или газа и пластовую воду. Абсцисса точки пересечения распределений для продуктивных и водоносных объектов дает значение $\rho_{\text{пкр}}$ (рисунок 5.4). Этот основной способ определения имеет два недостатка: 1) применение его возможно лишь на поздней стадии разведки месторождения; 2) на

достоверность определения $\rho_{\text{пкр}}$ оказывает влияние технология вскрытия пластов при испытании и бурении скважин.

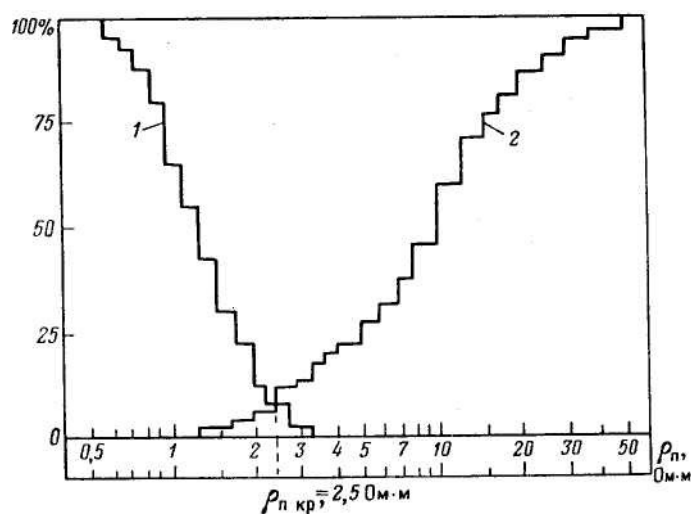


Рисунок 5.4- Определение величины $\rho_{\text{пкр}}$ по пересечению статистических распределений $\rho_{\text{п}}$ для водоносных (1) и продуктивных (2) коллекторов

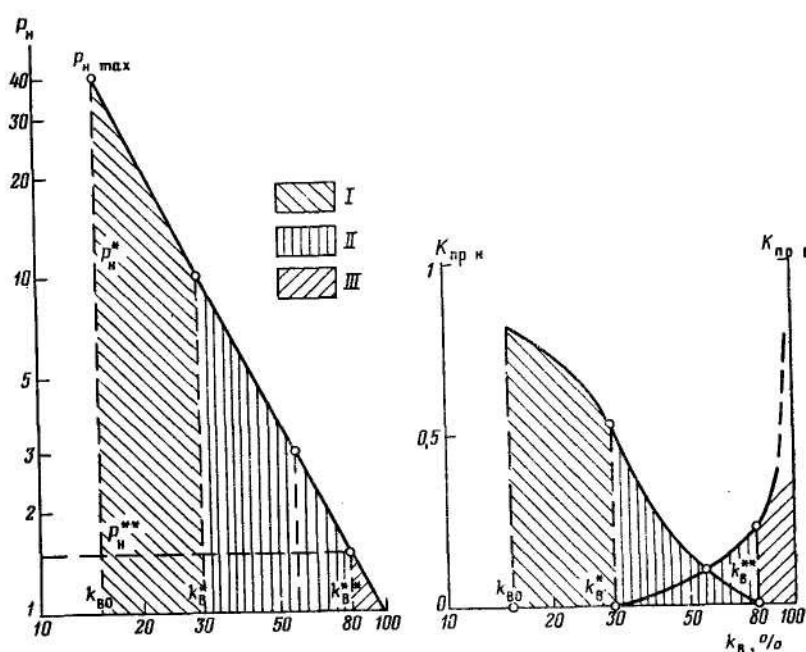


Рисунок 5.5- Определение характера насыщения коллектора по комплексу зависимостей петрофизических параметров.

I — нефть; II — нефть+вода; III — вода

Петрофизический способ определения $\rho_{\text{пкр}}$ и производных параметров $\rho_{\text{пкр}}$, $k_{\text{вкр}}$ реализуется на основе анализа представительного керна, отобранного из продуктивных отложений в одной из первых разведочных скважин на данном месторождении. В результате анализа получают петрофизические связи между параметрами $\rho_{\text{п}}$ и $k_{\text{в}}$, $\rho_{\text{п}}$ и $k_{\text{п}}$, $k_{\text{во}}$ и $k_{\text{п}}$, $k_{\text{во}}$ и $k_{\text{пр}}$, $k_{\text{п}}$ и $k_{\text{пр}}$, а также зависимости между коэффициентами относительной фазовой проницаемости

по нефти (или газу) $k_{пр н}^{отн}$, $k_{пр г}^{отн}$ и воде $k_{пр в}^{отн}$, и коэффициентом водонасыщения коллектора k_B .

Если объект представлен одним классом коллекторов, он характеризуется одной зависимостью

$P_H = f(k_B)$ и парой зависимостей $k_{пр н}^{отн} = f(k_B)$ (или $k_{пр г}^{отн} = f(k_B)$ и $k_{пр в}^{отн} = f(k_B)$) (рис. 5.5). На оси абсцисс зависимостей, характеризующих относительные фазовые проницаемости, расположено характерное для данного коллектора значение $k_{во}$, ограничивающее область возможного изменения k_B : $k_{во} < k_B < 1$. Величина $k_{во}$ определяется литологией коллектора. Значения абсциссы k_B^* и k_B^{**} разграничивают области однофазного течения нефть (газ) $k_{во}^* < k_B < k_B^*$, двухфазного течения нефть (газ)—вода $k_B^* < k_B < k_B^{**}$,

Таблица 5.1

Область	Параметр		Прогнозируемый результат испытания
	P_H	k_B	
I	$P_{H \text{ пред}} > P_H > P_{H \text{ кр}}$	$k_{во} < k_B < k_{B \text{ кр}}$	Нефть (газ)
II	$P_{H \text{ кр}} > P_H > P_H^{**}$	$k_{B \text{ кр}} < k_B < k_B^{**}$	Нефть + вода (газ + вода)
III	$P_H^{**} > P_H > 1$	$k_B^{**} < k_B < 1$	Вода

однофазного течения вода $k_B^* < k_B < 1$. Переносим характерные значения $k_{во}$, k_B^* , k_B^{**} на ось абсцисс зависимости $P_H = f(k_B)$, находим соответствующие им значения $P_{H \text{ пред}}$, P_H^* , P_H^{**} . Условием получения безводного притока нефти (газа) являются соотношения: $k_{во} < k_B < k_B^*$, $P_{H \text{ пред}} < P_H < P_H^*$, что позволяет рассматривать значения k_B^* , P_H^* как критические и положить $k_{B \text{ кр}} = k_B^*$, $P_{H \text{ кр}} = P_H^*$. Величину $P_{H \text{ кр}}$ вычислим по формуле: $P_{H \text{ кр}} = P_H^* \rho_{вп}$.

Располагая зависимостями на рисунок 5.5 для изучаемых отложений по величине P_H или k_B , можно прогнозировать результаты испытания коллектора (таблица 5.1).

Область II рассматривают как область неоднозначного решения задачи подобно зоне перекрытия распределений параметров P_H или P_H для объектов, дающих при испытании чистый продукт или воду. Очевидно, что природа зоны неоднозначности при прогнозе результатов испытания коллектора по данным метода сопротивлений обусловлена прежде всего физикой нефтяного и газового пласта, конкретнее — законами относительной фазовой проницаемости коллектора.

Если объект представлен несколькими классами коллектора с различной пористостью, проницаемостью и глинистостью, для каждого класса составляют индивидуальные связи $P_H = f(k_B)$, $k_{пр н}^{отн} = f(k_B)$, $k_{пр в}^{отн} = f(k_B)$. Каждый класс характеризуют интервалом значения или средней величиной $k_{п}$, $k_{гп}$, $k_{гп}$ или какого-либо геофизического параметра, например, относительной амплитудой $a_{сп}$. Для терригенных глинистых пород.

На рисунок 5.6 помещено семейство зависимостей $P_H=f(k_B)$ для продуктивных терригенных отложений, охватывающих несколько классов коллектора. Каждый класс охарактеризован фиксированным значением $\alpha_{сп}$, которое для коллекторов изменяется от граничного значения $\alpha_{сп} = 0,4$ до 1 для «чистых» (слабоглинистых) коллекторов.

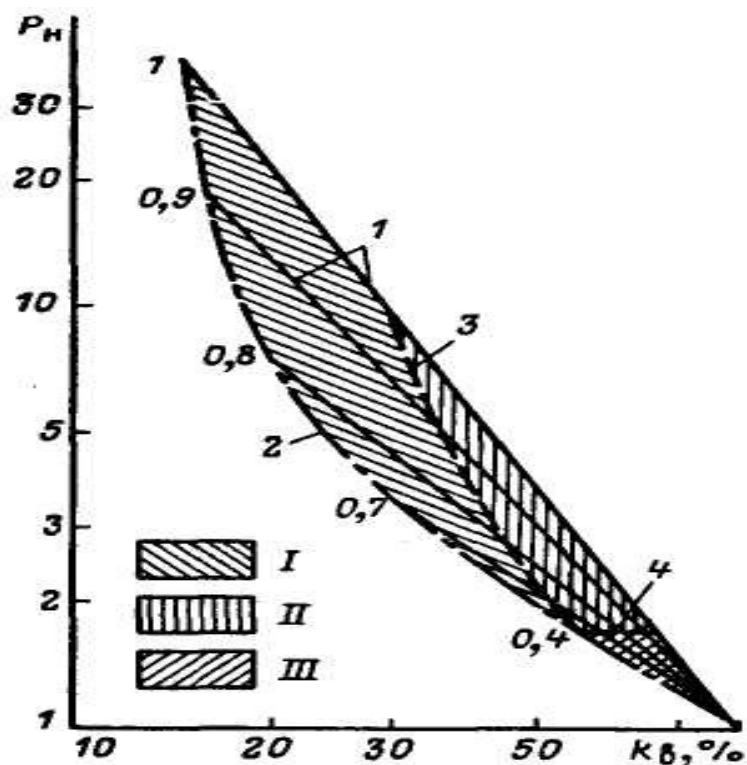


Рисунок 5.6-Зависимости $P_H = f(k_B)$ для объекта, представленного несколькими классами коллекторов, и использование их для оценки характера насыщения коллектора.

I — нефть; II — нефть+вода; III — вода. Кривые: 1 — $P_H = f(k_B)$ Для различных $\alpha_{сп} = \text{const}$ (шифр кривых); 2- $P_{H \text{ пред}} = f(k_{во})$; 3, 4 - границы зоны неоднозначности (двухфазного течения жидкости)

Зависимости $P_H=f(k_B)$, полученные для каждого класса путем моделирования в лаборатории на образцах значения k_B от единицы до минимального (неснижаемого) $k_{во}$, дополняются огибающей зависимостью $P_{H \text{ пред}} = f(k_{во})$ которая является геометрическим местом точек с координатами $P_{H \text{ пред}}$, $k_{во}$. Зависимость $P_H = f(k_B)$ для $\alpha_{сп} = 1$ и $P_{H \text{ пред}} = f(k_{во})$ ограничивают область возможного существования точек для продуктивных коллекторов изучаемого геологического объекта.

Для того, чтобы разделить эту область на зоны I, II, III, соответствующие коллекторам, дающим при испытании чистый продукт (I), нефть (или газ) с водой (II) и воду (III), находят на зависимостях $P_H = f(k_B)$ точки с абсциссами k_B^* и k_B^{**} в соответствии с зависимостями для относительных фазовых проницаемостей. Значения k_B^* и k_B^{**} для разных классов различные. Соединяя эти точки кривыми, получаем зависимости $P_H^* = f(k_B^*)$ и $P_H^{**} = f(k_B^{**})$, которые являются границами между зонами I, II и III. Принимая, как и ранее,

$P_n^* = P_{нкp}$, $k_B^* = k_{вкр}$, получим гамму критических значений $P_{нкp}$ и $k_{вкр}$ или зависимости $P_{нкp} = f(\alpha_{сп})$ и $k_{вкр} = f(\alpha_{сп})$. Нанося в системе координат $P_n - \alpha_{сп}$ или $k_B - \alpha_{сп}$ точки для каждого коллектора, характер насыщения последнего определяем по расположению точки по отношению к соответствующей зависимости. К продуктивным коллекторам, как и ранее, относим объекты с $P_n > P_{нкp}$ и $k_B < k_{вкр}$.

В качестве петрофизической основы для разделения коллекторов по характеру насыщения используют также семейство графиков $\rho_n = f(k_n)$ для различных $k_g = \text{const}$ (рисунок 5.7).

На рисунок 5.7 обозначены области пород коллекторов и неколлекторов, граница между которыми определена граничным значением $k_{пгр}$. Зависимость $\rho_n = f(k_n)$ для неколлекторов представлена единственной линией. Область возможных точек для коллекторов ограничена сверху графиком $\rho_{ппред} = f(k_n)$. Для $k_B = 0$, соответствующим зоне предельного насыщения коллектора нефтью (газом), снизу — графиком $\rho_{вп} = f(k_n)$ с $k_g = 1$ для водоносных коллекторов. Графики для различных фиксированных промежуточных значений k_B расположены между зависимостями для $k_g = 0$ и 1; они характеризуют удельное сопротивление продуктивных недонасыщенных коллекторов переходной зоны массивной залежи. На основе анализа кривых относительной фазовой проницаемости для различных классов коллектора, устанавливают значения k_B^* и k_B^{**} , определяемые формулами:

$$\bar{k}_B^* = \frac{k_{н*} - k_{во}}{1 - k_{во}};$$

$$\bar{k}_B^{**} = \frac{k_{н**} - k_{во}}{1 - k_{во}}.$$

Для большого числа нефтяных и газовых залежей, приуроченных к терригенным отложениям, характерны граничные значения $k_g^* = 0,3$, $k_g^{**} = 0,7$. По аналогии с предположением $k_{гкр} = k_g^*$, принятому ранее, примем, что критическое $k_{гкр} = k_B^*$. Становится ясно, что использование параметра k_B для прогноза характера насыщения коллектора имеет очевидное преимущество по сравнению с использованием для этой цели параметра k_B , поскольку $k_{гкр}$ остается практически постоянным для различных классов терригенных коллекторов, тогда как $k_{гкр}$ меняется в широких пределах — от 0,1—0,2 для чистых слабоглинистых высокопроницаемых до 0,5 для сильно глинистых с низкой проницаемостью.

Располагая построением, приведенным на рисунок 5.7, характер насыщения каждого коллектора в разрезе устанавливают следующим образом:

- 1) определяют по данным метода сопротивлений величину ρ_n ;
- 2) по комплексу методов пористости находят величину k_n ;
- 3) в системе координат $\rho_n - k_n$ наносят точку, соответствующую пласту, по которому дается прогноз. Зона, в которую попала точка, определяет характер насыщения коллектора. Условие отнесения коллектора к продуктивному определяется неравенством $\rho_{ппред} \geq \rho_n > \rho_{пкр}$. Рисунок 5.7

составлен на основе зависимостей $P_H = f(k_B)$ и $k_{\text{вот}} = f(k_B)$ для различных классов коллекторов и обобщенных для объекта в целом зависимостей $k_{B0} = f(k_B)$, $P_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$, $P_{\text{ппред}} = f(k_{B0})$. График $\rho_{\text{вп}} = f(k_{\text{п}})$, состоящий из 2-х участков — для неколлекторов и водоносных коллекторов, составляют на основе зависимости $P_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$ для всех пород изучаемого объекта. График $\rho_{\text{ппред}} = f(k_{\text{п}})$ получают, задавая различные значения $k_{\text{п}}$ и определяя значения k_{B0} , $P_{\text{п}}$ пред по соответствующим зависимостям, а затем рассчитывая $\rho_{\text{ппред}} = P_{\text{ппред}} \rho_{\text{пв}}$. Графики $\rho_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$ для различных $k_B = \text{const}$ получают путем интерполяции между графиками для k_B , равными нулю и единице.

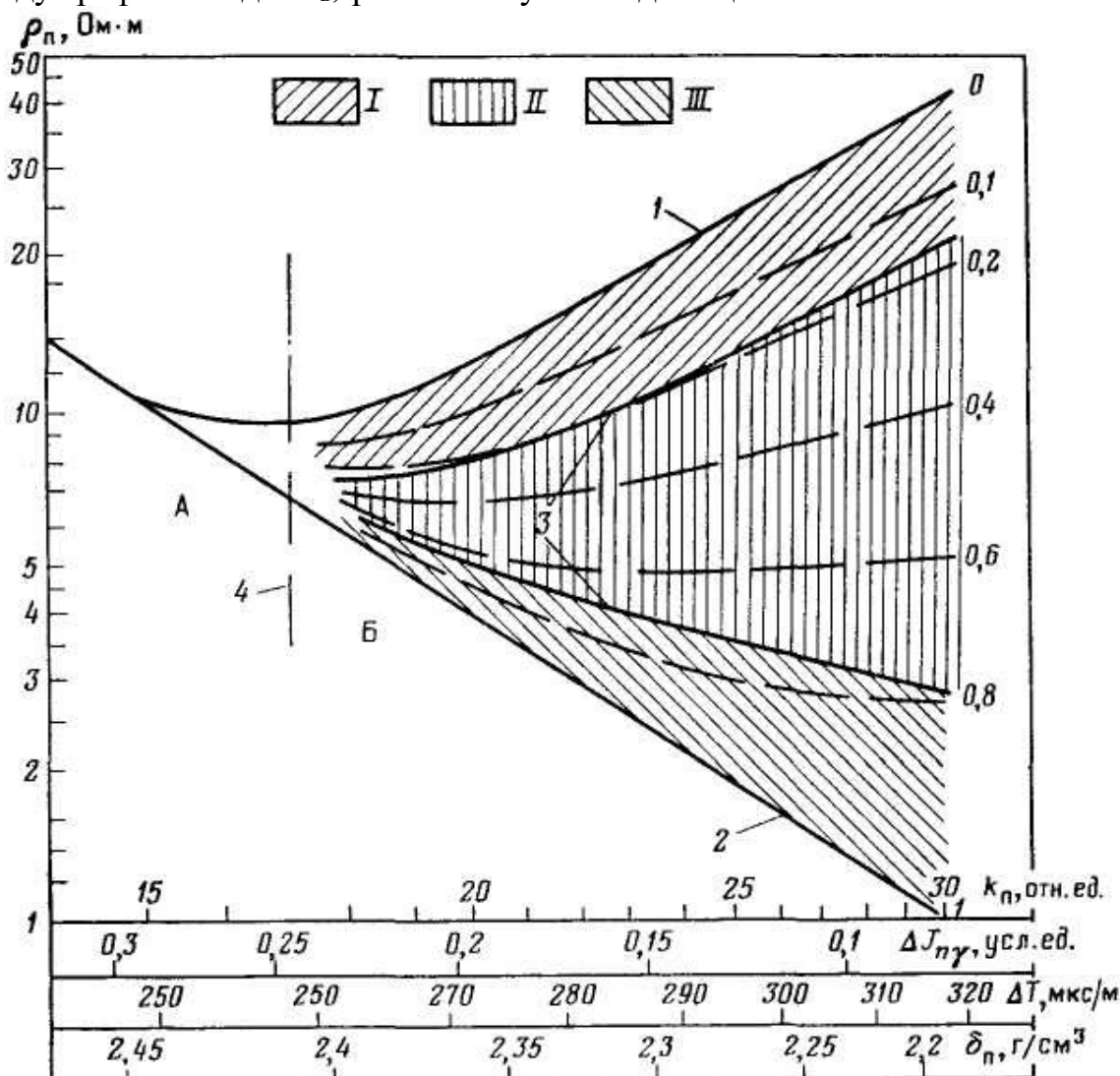


Рисунок 5.7- Палетка для определения характера насыщения коллектора при заданных значениях $\rho_{\text{п}}$ и $k_{\text{п}}$.

Графики: 1- $\rho_{\text{ппред}} = f(k_{\text{п}})$, $\rho_{\text{вп}} = f(k_{\text{п}})$, 3- $\rho_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$ для различных k_B (шифр кривых); 4 — граница коллектор — неколлектор, I — нефть; II — нефть+вода; III — вода

Преимущество петрофизического способа обоснования критических значений $\rho_{\text{п кр}}$, $P_{\text{н кр}}$, $k_{\text{в кр}}$ состоит в том, что им можно воспользоваться на ранней стадии разведки месторождения.

Наглядным графическим способом выделения в разрезе продуктивных коллекторов является «способ нормализации», чаще применяемый при изучении карбонатного разреза. Он основан на сравнении величин r_n и расчетных значений $r_{вп}$ по разрезу. В этом способе сравнивают путем наложения их друг на друга кривую бокового или индукционного зонда и кривую одного из методов пористости — нейтрон-нейтронного или нейтронного-гамма, акустического или плотностного. Предварительно кривую r_n перестраивают в таком масштабе сопротивлений, чтобы в плотных породах показания r_n и диаграммы метода пористости совпадали, то есть изображают кривую r_n в масштабе пористости, приведенном на диаграмме метода пористости. Продуктивные коллекторы выделяются расхождением показаний r_n и метода пористости при практическом совпадении показаний во вмещающих породах-неколлекторах.

6. Содержание отчета и его форма

По диаграмме стандартного комплекса ГИС выделить границы пластов, определить их литологию, указать пласты коллекторы и характер их насыщения.

Номер пласта	Глубина залегания, м		Мощность	Литология	Примечания	Насыщение
	кровли	подошвы				

7. Вопросы для защиты работы.

1. Какими свойствами должен характеризоваться пласт коллектор
2. Основные методы ГИС для оценки характера насыщения
3. Факторы, влияющие на показание методов ГИС
4. Можно ли при оценке характера насыщения использовать данные метода АК
5. Какие методы применяются для выделения коллекторов и почему

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 6

Тема: Разделение коллекторов по характеру насыщения в карбонатном разрезе.

1. Цель работы.

Приобретение навыков, выделения коллекторов по комплексу признаков, которыми они характеризуются на диаграммах геофизических методов исследования скважин, а также качественной интерпретации диаграмм 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.

3. Материалы.

Диаграмма (1), (2) комплекса методов ГИС для разделения коллекторов на продуктивные и водонасыщенные (выдаётся преподавателем) на листе или в ПЭВМ.

4. Указания по технике безопасности.

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

В скважинах, пробуренных на РВО, эта задача решается по данным комплекса ГИС по величине удельного сопротивления породы $\rho_{\text{п}}$ или вычисленных на основе $\rho_{\text{п}}$ параметров $P_{\text{н}}$ и $k_{\text{в}}$.

Для каждого коллектора (характер насыщения которого определяется):

- 1.устанавливают по данным ГИС значения $\rho_{\text{п}}$ и $k_{\text{п}}$;
- 2.рассчитывают величину $\rho_{\text{вп}} = P_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{п}}$, используя для определения $\rho_{\text{п}}$ петрофизическую связь $P_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$, характерную для изучаемого объекта;
3. сравнивают значения $\rho_{\text{п}}$ и $\rho_{\text{вп}}$. Если $\rho_{\text{п}} \approx \rho_{\text{вп}}$, коллектор является водоносным. Если $\rho_{\text{п}} < \rho_{\text{вп}}$, полагают, что при определении $\rho_{\text{п}}$ или расчете $\rho_{\text{вп}}$ допущена грубая ошибка, находят причину ошибки и пересчитывают значение $\rho_{\text{п}}$ или $\rho_{\text{вп}}$, поскольку соотношение $\rho_{\text{п}} < \rho_{\text{вп}}$ абсурдно с физической точки зрения.

При $\rho_{\text{п}} > \rho_{\text{вп}}$ коллектор относят к классу продуктивных, однако пока нельзя утверждать, что он промышленно продуктивный. К промышленно продуктивному коллектору относят тот, для которого $\rho_{\text{п}} > \rho_{\text{пкр}}$, где $\rho_{\text{пкр}}$ — критическое (граничное) значение $\rho_{\text{п}}$, которое необходимо знать для изучаемого геологического объекта. Значению $\rho_{\text{пкр}}$ соответствуют также критические значения параметра насыщения

$$P_{\text{нкр}} = \rho_{\text{пкр}} / \rho_{\text{вп}}$$

и коэффициента водонасыщения

$$k_{\text{вкр}} = \sqrt[n]{P_{\text{нкр}}^{-1}}.$$

Промышленно продуктивный коллектор, дающий при испытании промышленный приток нефти или газа, безводный или с минимальным количеством воды, характеризуется соотношениями $P_{\text{н}} > P_{\text{нкр}}$; $k_{\text{в}} < k_{\text{вкр}}$. Не промышленно продуктивный коллектор, имеющий соотношения $\rho_{\text{пкр}} > \rho_{\text{п}} > \rho_{\text{вп}}$; $P_{\text{нкр}} > P_{\text{н}} > 1 > k_{\text{в}} > k_{\text{вкр}}$, при подсчете запасов не учитывается.

Величина $\rho_{\text{пкр}}$ устанавливается для изучаемого объекта статистическим или петрофизическим способом.

Статистический способ связан с построением распределений значений $\rho_{\text{п}}$ для пластов, давших при испытании промышленный приток нефти или газа и пластовую воду. Абсцисса точки пересечения распределений для продуктивных и водоносных объектов дает значение $\rho_{\text{пкр}}$ (рисунок 4). Этот основной способ определения имеет два недостатка: 1) применение его возможно лишь на поздней стадии разведки месторождения; 2) на достоверность определения $\rho_{\text{пкр}}$ оказывает влияние технология вскрытия пластов при испытании и бурении скважин.

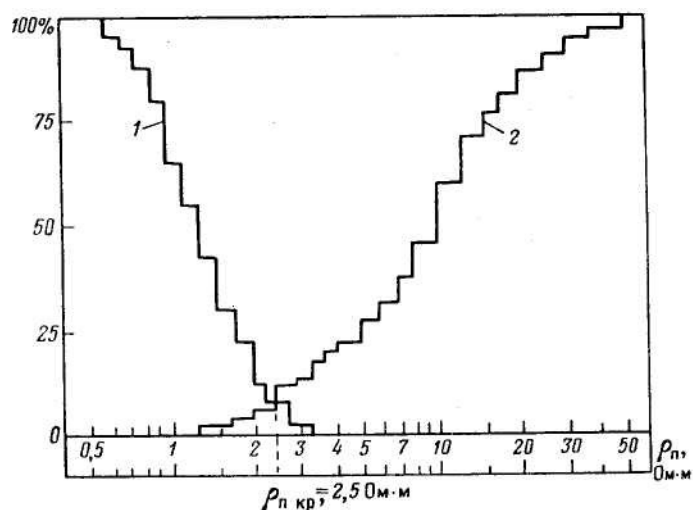


Рисунок 6.1- Определение величины $\rho_{кр}$ по пересечению статистических распределений $\rho_{п}$ для водоносных (1) и продуктивных (2) коллекторов

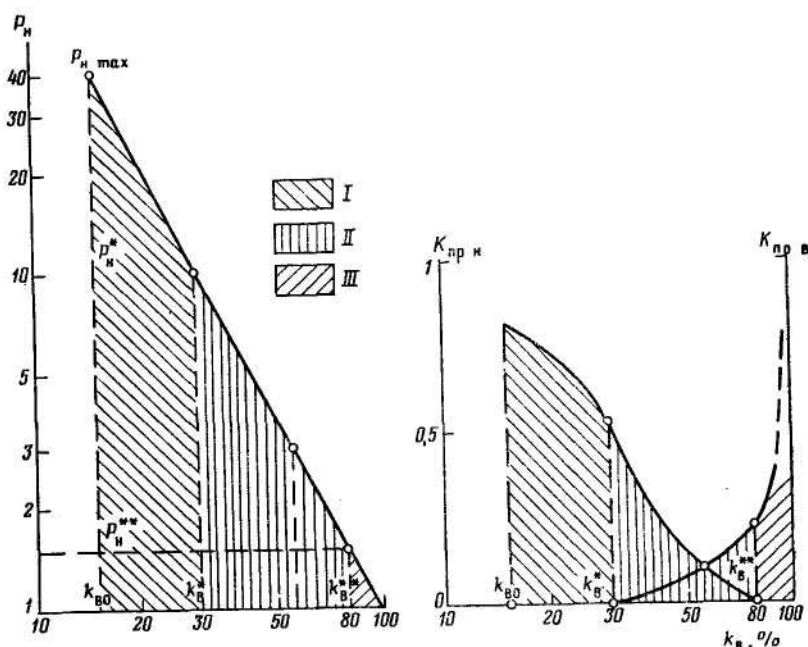


Рисунок 6.2- Определение характера насыщения коллектора по комплексу зависимостей петрофизических параметров.

I — нефть; II — нефть+вода; III — вода

Петрофизический способ определения $\rho_{кр}$ и производных параметров $\rho_{кр}$, $k_{вкр}$ реализуется на основе анализа представительного керна, отобранного из продуктивных отложений в одной из первых разведочных скважин на данном месторождении. В результате анализа получают петрофизические связи между параметрами $\rho_{п}$ и $k_{в}$, $\rho_{п}$ и $k_{п}$, $k_{во}$ и $k_{п}$, $k_{во}$ и $k_{пр}$, $k_{п}$ и $k_{пр}$, а также зависимости между коэффициентами относительной фазовой проницаемости по нефти (или газу) $k_{прн}^{отн}$, $k_{прг}^{отн}$ и воде $k_{прв}^{отн}$, и коэффициентом водонасыщения коллектора $k_{в}$.

Если объект представлен одним классом коллекторов, он характеризуется одной зависимостью

$P_H = f(k_e)$ и парой зависимостей $k_{пр н}^{отн} = f(k_e)$ (или $k_{пр г}^{отн} = f(k_e)$ и $k_{пр в}^{отн} = f(k_e)$ (рис. 6.5). На оси абсцисс зависимостей, характеризующих относительные фазовые проницаемости, расположено характерное для данного коллектора значение $k_{во}$, ограничивающее область возможного изменения k_e : $k_{во} < k_e < 1$. Величина $k_{во}$ определяется литологией коллектора. Значения абсциссы k_e^* и k_e^{**} разграничивают области однофазного течения нефть (газ) $k_{во}^* < k_e < k_e^*$, двухфазного течения нефть (газ)—вода $k_{во}^* < k_e < k_e^{**}$, однофазного течения вода $k_{во}^* < k_e < 1$. Переноса характерные значения $k_{во}$, k_e^* , k_e^{**} на ось абсцисс зависимости $P_H = f(k_B)$, находим соответствующие им значения $P_{н пред}$, $P_{н}^*$, $P_{н}^{**}$. Условием получения безводного притока нефти (газа) являются соотношения: $k_{во} < k_B < k_e^*$, $P_{н пред} < P_{н} < P_{н}^*$, что позволяет рассматривать значения k_B^* , $P_{н}^*$ как критические и положить $k_{ВКР} = k_B^*$, $P_{нкр} = P_{н}^*$. Величину $P_{нкр}$ вычислим по формуле: $P_{нкр} = P_{н}^* \rho_{вп}$.

Располагая зависимостями на рисунок 5 для изучаемых отложений по величине P_H или k_B , можно прогнозировать результаты испытания коллектора (таблица 6.1).

Таблица 6.1

Область	Параметр		Прогнозируемый результат испытания
	P_H	k_B	
I	$P_{н пред} > P_H > P_{нкр}$	$k_{во} < k_B < k_{ВКР}$	Нефть (газ)
II	$P_{нкр} > P_H > P_{н}^{**}$	$k_{ВКР} < k_B < k_e^{**}$	Нефть + вода (газ + вода)
III	$P_{н}^{**} > P_H > 1$	$k_e^{**} < k_B < 1$	Вода

Область II рассматривают как область неоднозначного решения задачи подобно зоне перекрытия распределений параметров P_H или P_H для объектов, дающих при испытании чистый продукт или воду. Очевидно, что природа зоны неоднозначности при прогнозе результатов испытания коллектора по данным метода сопротивлений обусловлена прежде всего физикой нефтяного и газового пласта, конкретнее — законами относительной фазовой проницаемости коллектора.

Если объект представлен несколькими классами коллектора с различной пористостью, проницаемостью и глинистостью, для каждого класса составляют индивидуальные связи $P_H = f(k_e)$, $k_{пр н}^{отн} = f(k_e)$, $k_{пр в}^{отн} = f(k_e)$. Каждый класс характеризуют интервалом значения или средней величиной $k_{п}$, $k_{гп}$, $k_{гл}$ или какого-либо геофизического параметра, например, относительной амплитудой $a_{сп}$. Для терригенных глинистых пород.

На рисунок 6.6 помещено семейство зависимостей $P_H = f(k_B)$ для продуктивных терригенных отложений, охватывающих несколько классов коллектора. Каждый класс охарактеризован фиксированным значением $a_{сп}$, которое для коллекторов изменяется от граничного значения $a_{сп} = 0,4$ до 1 для «чистых» (слабоглинистых) коллекторов.

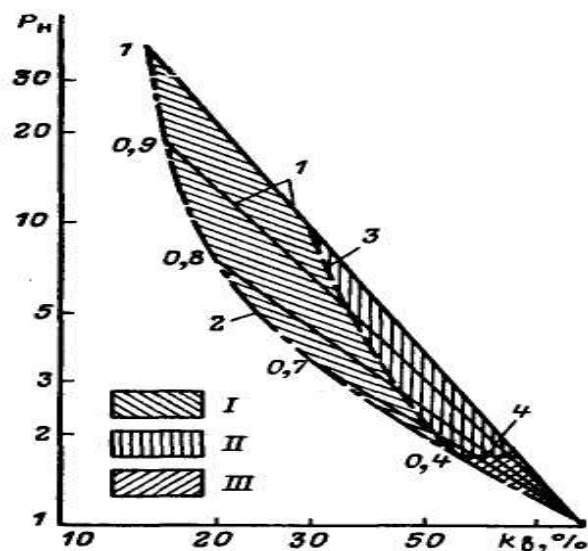


Рисунок 6.3 - Зависимости $P_n = f(k_b)$ для объекта, представленного несколькими классами коллекторов, и использование их для оценки характера насыщения коллектора.

I — нефть; II — нефть+вода; III — вода. Кривые: 1 — $P_n = f(k_b)$ для различных $\alpha_{сп} = \text{const}$ (шифр кривых); 2- $P_{n \text{ пред}} = f(k_{во})$; 3, 4 - границы зоны неоднозначности (двухфазного течения жидкости)

Зависимости $P_n = f(k_b)$, полученные для каждого класса путем моделирования в лаборатории на образцах значения k_b от единицы до минимального (неснижаемого) $k_{во}$, дополняются огибающей зависимостью $P_{n \text{ пред}} = f(k_{во})$ которая является геометрическим местом точек с координатами $P_{n \text{ пред}}$, $k_{во}$. Зависимость $P_n = f(k_b)$ для $\alpha_{сп} = 1$ и $P_{n \text{ пред}} = f(k_{во})$ ограничивают область возможного существования точек для продуктивных коллекторов изучаемого геологического объекта.

Для того, чтобы разделить эту область на зоны I, II, III, соответствующие коллекторам, дающим при испытании чистый продукт (I), нефть (или газ) с водой (II) и воду (III), находят на зависимостях $P_n = f(k_b)$ точки с абсциссами k_b^* и k_b^{**} в соответствии с зависимостями для относительных фазовых проницаемостей. Значения k_b^* и k_b^{**} для разных классов различные. Соединяя эти точки кривыми, получаем зависимости $P_n^* = f(k_b^*)$ и $P_n^{**} = f(k_b^{**})$, которые являются границами между зонами I, II и III. Принимая, как и ранее, $P_n^* = P_{нкр}$, $k_b^* = k_{вкр}$, получим гамму критических значений $P_{нкр}$ и $k_{вкр}$ или зависимости $P_{нкр} = f(\alpha_{сп})$ и $k_{вкр} = f(\alpha_{сп})$. Нанося в системе координат $P_n - \alpha_{сп}$ или $k_b - \alpha_{сп}$ точки для каждого коллектора, характер насыщения последнего определяем по расположению точки по отношению к соответствующей зависимости. К продуктивным коллекторам, как и ранее, относим объекты с $P_n > P_{нкр}$ и $k_b < k_{вкр}$.

В качестве петрофизической основы для разделения коллекторов по характеру насыщения используют также семейство графиков $\rho_n = f(k_n)$ для различных $k_e = \text{const}$ (рисунок 6.7).

На рисунок 6.7 обозначены области пород коллекторов и неколлекторов, граница между которыми определена граничным значением $k_{\text{пгр}}$. Зависимость $\rho_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$ для неколлекторов представлена единственной линией. Область возможных точек для коллекторов ограничена сверху графиком $\rho_{\text{ппред}} = f(k_{\text{п}})$. Для $k_{\text{в}} = 0$, соответствующим зоне предельного насыщения коллектора нефтью (газом), снизу — графиком $\rho_{\text{вп}} = f(k_{\text{п}})$ с $k_{\text{в}} = 1$ для водоносных коллекторов. Графики для различных фиксированных промежуточных значений $k_{\text{в}}$ расположены между зависимостями для $k_{\text{в}} = 0$ и 1; они характеризуют удельное сопротивление продуктивных недонасыщенных коллекторов переходной зоны массивной залежи. На основе анализа кривых относительной фазовой проницаемости для различных классов коллектора, устанавливают значения $k_{\text{в}}^*$ и $k_{\text{в}}^{**}$, определяемые формулами:

$$\bar{k}_{\text{в}}^* = \frac{k_{\text{в}}^* - k_{\text{во}}}{1 - k_{\text{во}}};$$

$$\bar{k}_{\text{в}}^{**} = \frac{k_{\text{в}}^{**} - k_{\text{во}}}{1 - k_{\text{во}}}.$$

Для большого числа нефтяных и газовых залежей, приуроченных к терригенным отложениям, характерны граничные значения $k_{\text{в}}^* = 0,3$, $k_{\text{в}}^{**} = 0,7$. По аналогии с предположением $k_{\text{в кр}} = k_{\text{в}}^*$, принятому ранее, примем, что критическое $k_{\text{в кр}} = k_{\text{в}}^*$. Становится ясно, что использование параметра $k_{\text{в}}$ для прогноза характера насыщения коллектора имеет очевидное преимущество по сравнению с использованием для этой цели параметра $k_{\text{в}}$, поскольку $k_{\text{в кр}}$ остается практически постоянным для различных классов терригенных коллекторов, тогда как $k_{\text{в кр}}$ меняется в широких пределах — от 0,1—0,2 для чистых слабоглинистых высокопроницаемых до 0,5 для сильно глинистых с низкой проницаемостью.

Располагая построением, приведенным на рисунок 6.7, характер насыщения каждого коллектора в разрезе устанавливают следующим образом:

- 1) определяют по данным метода сопротивлений величину $\rho_{\text{п}}$;
- 2) по комплексу методов пористости находят величину $k_{\text{п}}$
- 3) в системе координат $\rho_{\text{п}} — k_{\text{а}}$ наносят точку, соответствующую пласту, по которому дается прогноз. Зона, в которую попала точка, определяет характер насыщения коллектора. Условие отнесения коллектора к продуктивному определяется неравенством $\rho_{\text{ппред}} \geq \rho_{\text{п}} > \rho_{\text{пкр}}$. Рисунок 7 составлен на основе зависимостей $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в}})$ и $k_{\text{вот}} = f(k_{\text{в}})$ для различных классов коллекторов и обобщенных для объекта в целом зависимостей $k_{\text{во}} = f(k_{\text{в}})$, $P_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$, $P_{\text{ппред}} = f(k_{\text{во}})$. График $\rho_{\text{вп}} = f(k_{\text{п}})$, состоящий из 2-х участков — для неколлекторов и водоносных коллекторов, составляют на основе зависимости $P_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$ для всех пород изучаемого объекта. График $\rho_{\text{ппред}} = f(k_{\text{п}})$ получают, задавая различные значения $k_{\text{п}}$ и определяя значения $k_{\text{во}}$, $P_{\text{п пред}}$ по соответствующим зависимостям, а затем рассчитывая $\rho_{\text{ппред}} = P_{\text{ппред}} / \rho_{\text{пв}}$. Графики $\rho_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$ для различных $k_{\text{в}} = \text{const}$ получают путем интерполяции между графиками для $k_{\text{в}}$, равными нулю и единице.

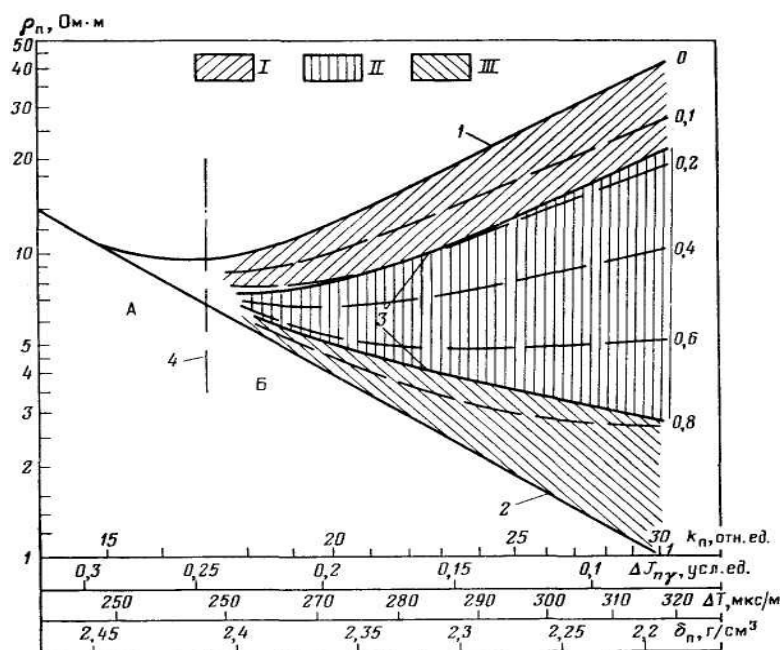


Рисунок 6.4-Палетка для определения характера насыщения коллектора при заданных значениях ρ_p и k_p .

Графики: 1- $\rho_{\text{перед}} = f(k_p)$, $\rho_{\text{вп}} = f(k_p)$, 3- $\rho_p = f(k_p)$ для различных k_v (шифр кривых).; 4 — граница коллектор — неколлектор, I — нефть; II — нефть+вода; III — вода

Преимущество петрофизического способа обоснования критических значений $\rho_{p \text{ кр}}$, $R_{n \text{ кр}}$, $k_{v \text{ кр}}$ состоит в том, что им можно воспользоваться на ранней стадии разведки месторождения.

Наглядным графическим способом выделения в разрезе продуктивных коллекторов является «способ нормализации», чаще применяемый при изучении карбонатного разреза. Он основан на сравнении величин ρ_p и расчетных значений $\rho_{\text{вп}}$ по разрезу. В этом способе сравнивают путем наложения их друг на друга кривую бокового или индукционного зонда и кривую одного из методов пористости — нейтрон-нейтронного или нейтронного-гамма, акустического или плотностного. Предварительно кривую ρ_p перестраивают в таком масштабе сопротивлений, чтобы в плотных породах показания ρ_p и диаграммы метода пористости совпадали, то есть изображают кривую ρ_p в масштабе пористости, приведенном на диаграмме метода пористости. Продуктивные коллекторы выделяются расхождением показаний ρ_p и метода пористости при практическом совпадении показаний во вмещающих породах-неколлекторах.

6. Содержание отчета и его форма

По диаграмме стандартного комплекса ГИС выделить границы пластов, определить их литологию, указать пласты коллекторы и характер их насыщения.

Номер пласта	Глубина залегания, м		Мощность	Литология	Примечания	Насыщение
	кровли	подошвы				

--	--	--	--	--	--	--

7. Вопросы для защиты работы.

1. Какими свойствами должен характеризоваться пласт коллектор
2. Основные методы ГИС для оценки характера насыщения
3. Факторы, влияющие на показание методов ГИС
4. Можно ли при оценки характера насыщения использовать данные метода АК
5. Какие методы применяются для выделения коллекторов и почему

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 7

Тема: **Методика определения K_p по данным электрического каротажа в терригенном разрезе.**

1. Цель и содержание работы

Целью работы является:

1. Закрепить теоретические знания, полученные на лекциях;
2. Научиться определять K_p по данным ЭК,
3. Научиться проводить качественную и количественную интерпретацию кривых ПС.

2. Теоретическое обоснование

По данным метода сопротивлений находят открытую межзерновую пористость в терригенных и межзерновых карбонатных породах.

Величину коэффициента межзерновой пористости K_p определяют по удельному сопротивлению $\rho_{вп}$ коллектора за контуром нефтяной или газовой залежи и удельному сопротивлению зоны проникновения $\rho_{зп}$ или промытой зоны $\rho_{пп}$ по законтурной и внутриконтурной части пласта

Естественное электрическое поле в скважинах, изучаемое методом потенциалов собственной поляризации, создается благодаря электрохимической активности горных пород, которая зависит от их минералогического состава и структуры, а также от минерализации насыщающих породы вод. В скважинах создаются диффузионно-адсорбционные, окислительно-восстановительные и фильтрационные потенциалы, величины и знаки которых определяются соответствующими видами электрохимической активности.

3. Задание по лабораторной работе

1. Определить коэффициент пористости по методу сопротивлений
2. Определить коэффициент пористости по методу собственных потенциалов
3. Решить задачи:
 - а) Определить коэффициент пористости коллекторов, если удельное сопротивление неизменной части пласта в двух законтурных скважинах по данным БКЗ равнялось 1,4 и 2,2 Ом, температура – в пластах соответственно 62 ° и 70 °С. Характер пластовых вод аналогичен Александровскому месторождению (таблица.7.1)
 - б) Определить коэффициент пористости слабосцементированных коллекторов пласта БВ₈ месторождения Самотлор, если по данным фокусированных зондов его удельное сопротивление изменяется в законтурных скважинах от 2,5 до 4 Ом. Сведения о пластовой воде и температуре в пластовых условиях в таблица 7.1
 - в) Определить пористость песчаного коллектора, если величина относительной амплитуды α_{nc} для данного пласта колеблется от 0,6 до 0,85.

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 трех полюсную 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

Определение пористости методом сопротивлений

Определение пористости по удельному сопротивлению коллектора за контуром состоит из следующих операций:

1. Определяют величину удельного сопротивления неизменной части пласта $\rho_{вп}$
2. Рассчитывают значение удельного сопротивления воды для пластовых условий одним из способов, рассмотренных в лабораторных работах №1-3 (Интерпретация данных ГИС), либо используя уравнения :

$$\Delta E_{\max} = - [58 - (-11,6)] \lg (\rho_{\phi} / \rho_p) \approx - 70 \lg (\rho_{\phi} / \rho_p) \quad (7.1)$$

и путём решения двух уравнений. Для этого требуется регистрация диаграмм ПС в скважине с двумя растворами, имеющими значения сопротивления фильтра ρ^1_{ϕ} и ρ^{11}_{ϕ} .

Такие измерения дают два уравнения:

$$\begin{aligned} \Delta E^1 &= - k_{\text{ПС}} \lg (\rho^1_{\phi} / \rho_p) \\ \Delta E^{11} &= - k_{\text{ПС}} \lg (\rho^{11}_{\phi} / \rho_p) \end{aligned} \quad (7.2)$$

Эти два уравнения удобно решать графически, используя бланк полулогарифмической бумаги, где оси ΔE соответствует арифметический масштаб, а оси ρ_{ϕ} – логарифмический. Отложив в этой системе координат две точки с координатами ΔE^1 и ρ^1_{ϕ} и ΔE^{11} и ρ^{11}_{ϕ} и соединив их прямой линией, получаем в точке пересечения прямой с осью $\Delta E = 0$ значение $\rho_{\phi} = \rho_v$, что является ответом на поставленную задачу.

3. Вычисляют значение $R_{\text{п}} = \rho_{\text{вп}} / \rho_v$ и по зависимости $R_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$, полученной для данных отложений, находят $k_{\text{п}}$. Если специфическая зависимость $R_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$ отсутствует, для определения $k_{\text{п}}$ используют одну из общих зависимостей (рис.7.1)

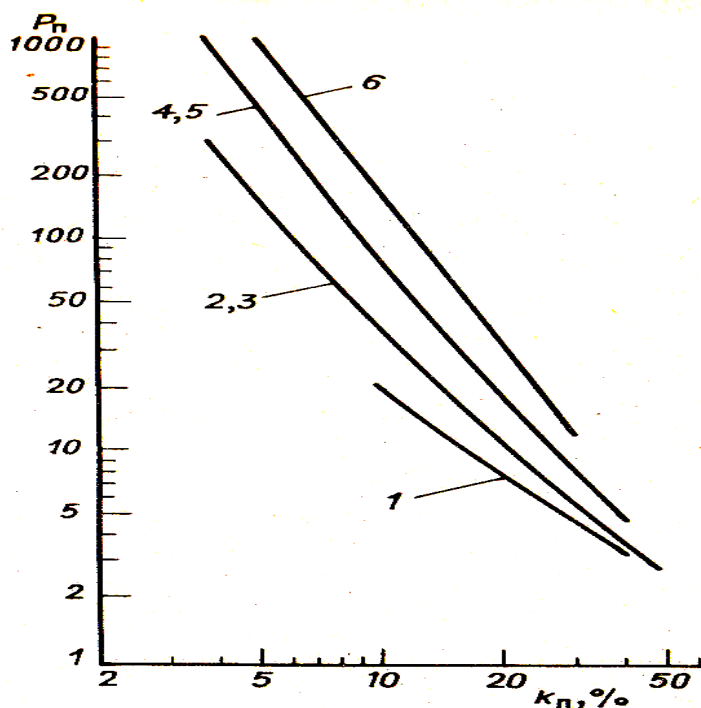


Рисунок 7.1- Зависимость параметра пористости $R_{\text{п}} = \rho_{\text{вп}} / \rho_v$ от коэффициента пористости $k_{\text{п}}$ для терригенных и карбонатных пород. 1-пески; 2-слабосцементированные песчаники; 3-ракушняки и глинистые известняки; 4-среднесцементированные песчаники; 5-известняки и доломиты крупнокристаллические средней уплотнённости; 6-известняки и доломиты плотные, тонкокристаллические

Определение $k_{\text{п}}$ по значению $\rho_{\text{вп}}$ имеет следующие недостатки:

- получаемая величина $k_{п}$ характеризует законтурную часть залежи и при изменчивости коллекторских свойств пласта по площади не может быть использована при подсчёте запасов внутри залежи;

- определяемое значение $\rho_{вп}$ может быть искажено глубоким проникновением фильтрата промывочной жидкости и помехами на диаграммах больших градиент-зондов.

Определение коэффициента пористости по удельному сопротивлению промытой зоны производится следующим образом:

1. Определяют $\rho_{пп}$ по диаграммам микроэкранированных зондов.
2. По кривым (рисунки.7.2-7.3) определяют удельное сопротивление фильтрата промывочной жидкости $\rho_{ф}$.

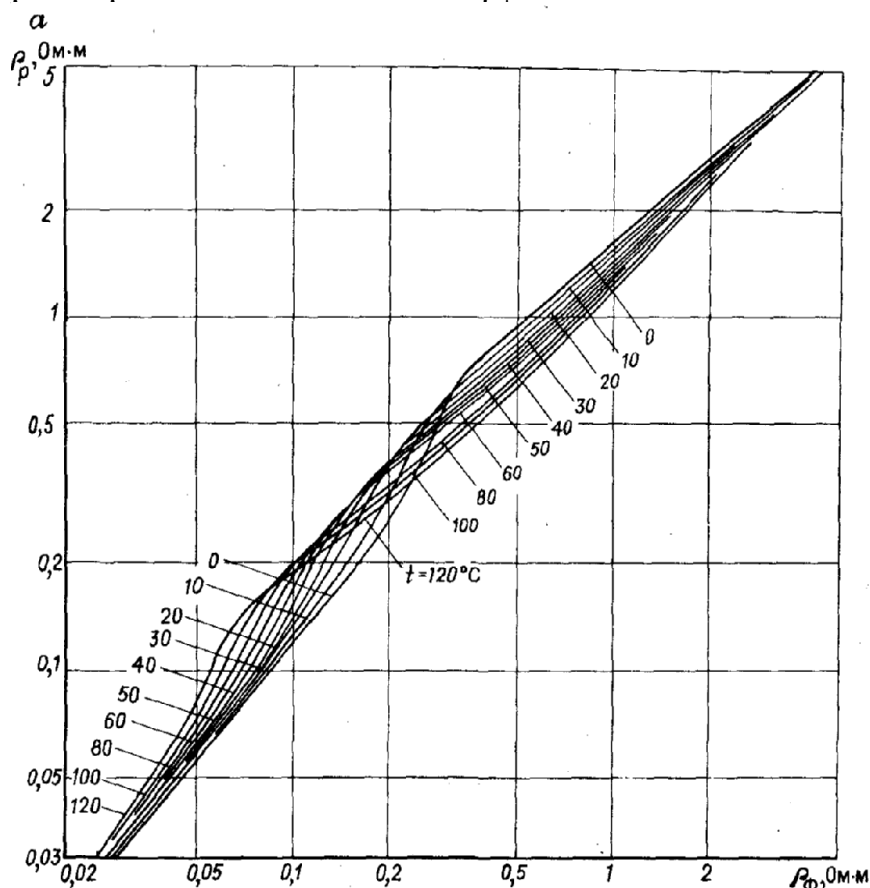


Рисунок 7.2-Зависимость $\rho_{ф}$ от $\rho_{р}$ и t при $\delta < 1,3 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ (а) и $\eta = \rho_{ф}/\rho_{р}$ от $\delta_{р}$ для тяжёлых растворов (б).

η

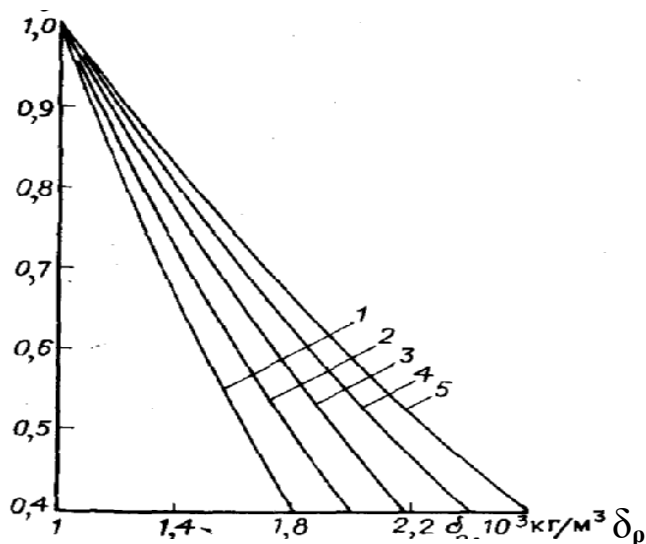


Рисунок 7.3- Зависимость ρ_f от ρ_p и t при δ_p для тяжёлых растворов .

1 – чистая глина; 2 – то же + 20% барита или 23% гематита; 3 – то же, +40% барита или 46% гематита; 4- то же, + 60% барита или 70% гематита; 5 - то же, + 90% барита

3. Рассчитывают величину параметра пористости

$$R_{\Pi} = \frac{\rho_{\Pi} (1 - k_{\text{он}})^n}{R_{\Pi. \Pi \Pi} \Pi \rho_f} = \frac{\rho_{\Pi} (1 - k_{\text{он}})^n}{\Pi \rho_f}$$

где Π определяется по данным рисункам 4 и 5 при известной глинистости пласта или связанной с ней величине α_{nc} и значению ρ_f . Коэффициент остаточного нефте-, газонасыщения $k_{\text{он}}$ принимают равным нулю для водоносных пластов, а для продуктивных определяют на основании экспериментальных исследований на образцах коллекторов изучаемого геологического объекта. При отсутствии таких данных принимают $k_{\text{он}} = 0,2 \div 0,3$, что соответствует типичным значениям $k_{\text{н}}^{**} = 1 - k_{\text{в}}^{**}$ для гидрофильных межзерновых коллекторов на кривых фазовой проницаемости (рисунок 7.6)

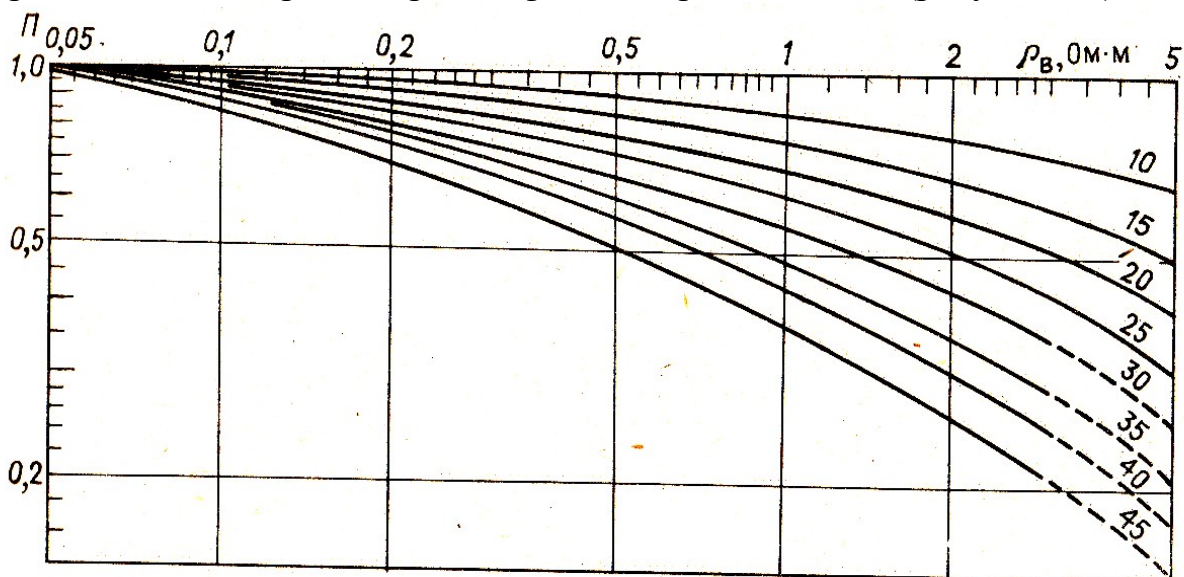


Рисунок 7.4- Зависимость коэффициента поверхностной проводимости Π от удельного сопротивления поровых вод ρ_v и глинистости $C_{г\text{л}},\%$ (шифр кривых)

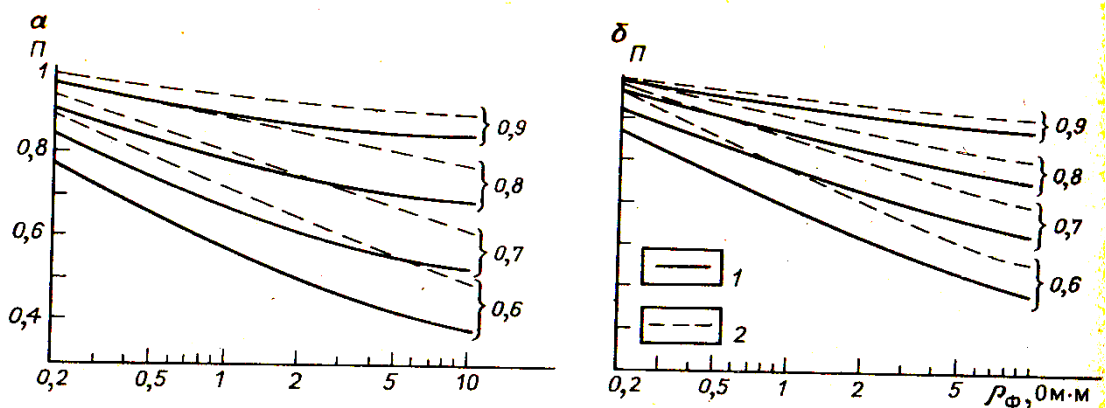
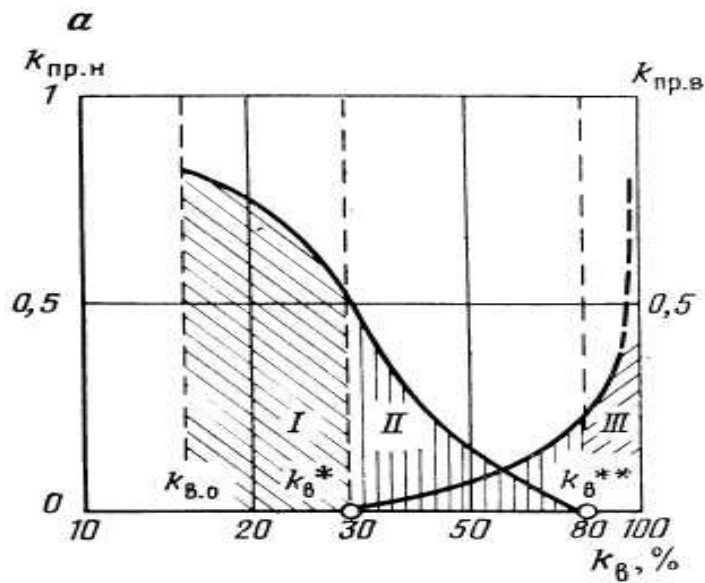


Рисунок 7.5- Зависимости $\Pi = f(\rho_\phi)$ для различных значений $\alpha_{\text{нс}}$ (шифр кривых)

а) $\rho_v = 0,045$ Ом·м ($t = 25^\circ\text{C}$); б) $\rho_v = 0,1$ Ом·м ($t = 25^\circ\text{C}$); 1 – $q_{\text{гл}} = 2$ мг-экв/см³; 2 – $q_{\text{гл}} = 1$ мг-экв/см³



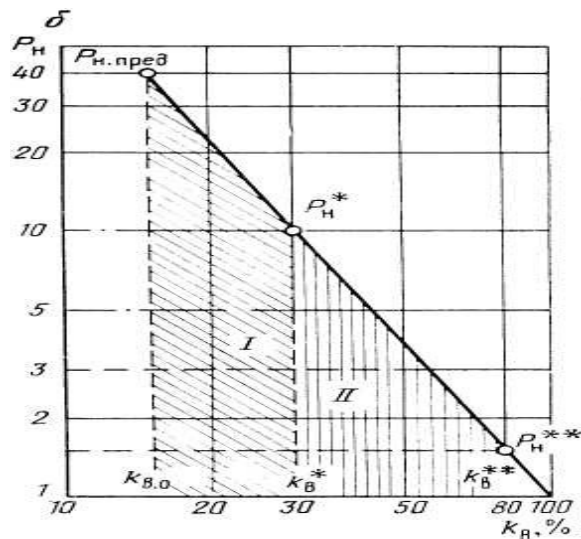


Рисунок 7.6- Зависимости $k_{пр.н} = f(k_v)$, $k_{пр.п.в} = f(k_v)$ (а) и $p_n = f(k_v)$ (б). / — нефть; // — нефть + вода; /// — вода

Значение n в формуле для R_p берут аналогичным показателем степени в зависимости $R_n = f(k_v)$, при минерализации остаточной воды, равной средней минерализации фильтратов ПЖ в данном районе. При отсутствии такой информации n принимают равным двум, что допустимо только в чистых и слабоглинистых коллекторах.

4. По величине R_p находят значение k_n

Для оценки пористости по величине удельного сопротивления зоны проникновения выполняют следующие операции:

1. Определяют удельное сопротивление зоны проникновения $\rho_{зп}$ способами, изложенными выше.

2. Находят $\rho_{ф}$ по ρ_p и t .

3. Рассчитывают параметр R_p по формуле

$$R_p = \frac{\rho_{зп}}{R_{н.зп} \Pi \rho_{вф}} = \frac{\rho_{зп} (1 - k_{н.зп})^n}{\Pi \rho_{вф}}$$

где $\rho_{вф}$ — удельное сопротивление смеси фильтрата и пластовой воды, определяемое из соотношения

$$1 / \rho_{вф} = z / \rho_v + (1 - z) / \rho_{ф},$$

где z — доля остаточной пластовой воды в порах коллектора в зоне проникновения. Величину z оценивают опытным путём, поскольку она зависит от пористости, глинистости и диаметра зоны проникновения в коллекторах (наиболее распространено значение $z = 0,05 \div 0,07$).

Величину $k_{но}$ принимают равной нулю для водоносных пластов и определяют опытным путём для продуктивных коллекторов. При неглубоком проникновении $k_{но}$ находят из уравнения

$$1 - k_{но} = \sqrt[5]{1 - k_n}$$

Параметр Π , как и в предыдущем случае, определяют по $\alpha_{пс}$ и значению $\rho_{вф}$. (рисунок 7.5)

4. Полученное значение R_p используют для установления k_n по соответствующему типу коллектора зависимости $R_p = f(k_n)$

Определение пористости методом ПС

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 $\alpha_{nc} = f(k_n)$ (рисунок 7.7). Эти связи строятся при обобщении материала по районам. Для определения коэффициента пористости вычисляется α_{nc} и затем устанавливается k_n .

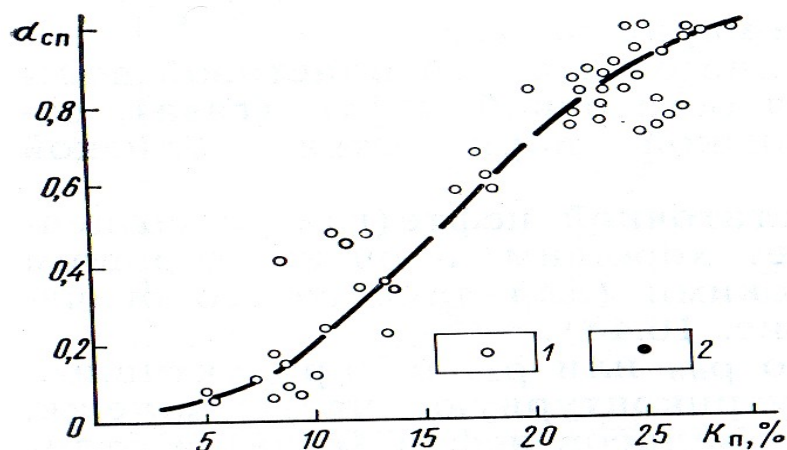


Рисунок 7.7. Корреляционная связь между параметрами $\alpha_{\text{ПС}}$ и $k_{\text{п}}$ для терригенных отложений.

1 – коллектор; 2 – неколлектор

6. Содержание отчёта и его форма

Отчёт должен включать в себя :

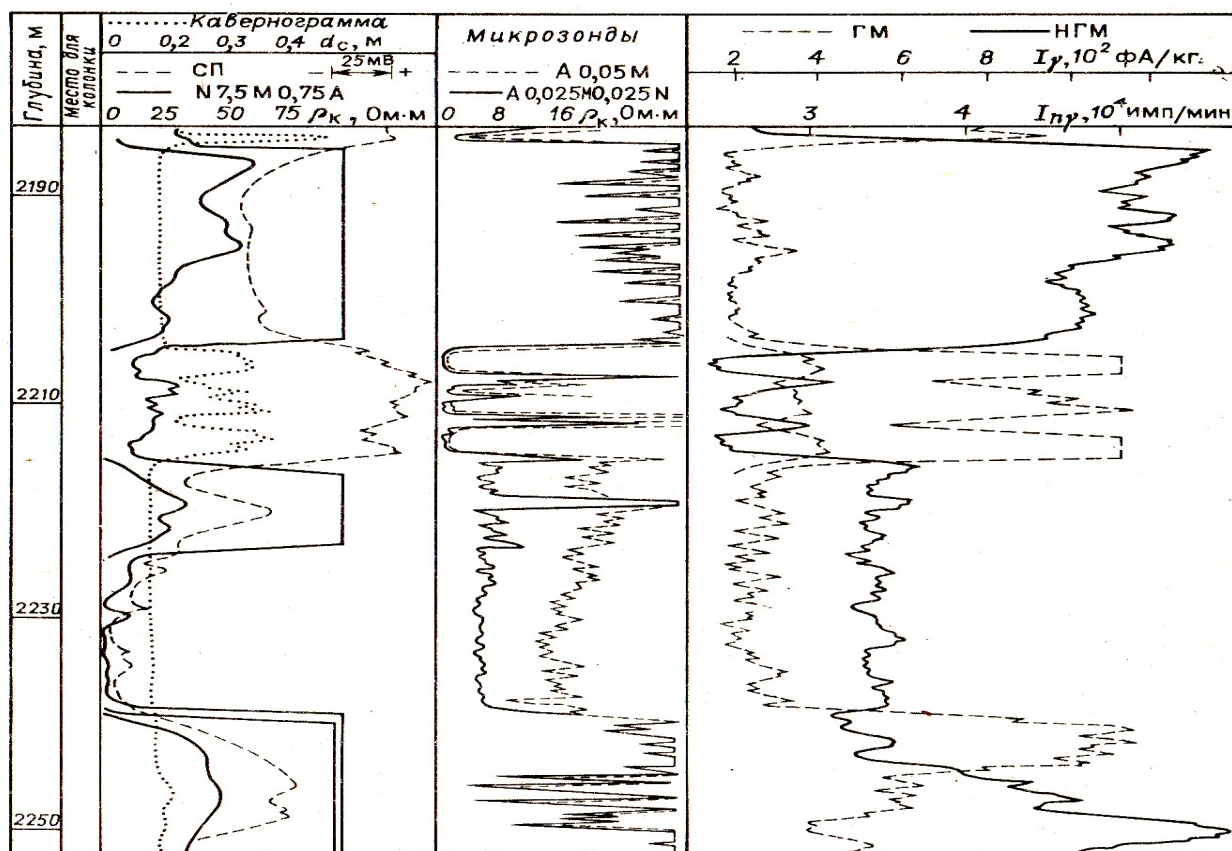
1. Цель и содержание работы
2. Диаграмму с результатами интерпретации
3. Выводы, вытекающие из результатов интерпретации
4. Палетки и номограммы, используемые при выполнении задания
5. Результаты обработки и интерпретации занести в таблицу.

[illegible]

Таблица 1

Данные анализов вод по нефтяным и газовым месторождениям

Месторождение или тип разреза	Возраст пород	Плотность воды, 10^3 кг/м^3	Концентрация ионов, мг · экв/100 см ³						C, кг/м ³	Тип воды	t, °C	ρ_v , Ом · м
			Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ + K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺				
Северо-Ставропольское	Хадумский горизонт	—	37,683	0,497	1,452	38,680	0,515	0,437	—	Гидрокарбонатно-натриевый	—	10 ²⁰
Соколовогорское	Средний девон	1,19	508,21	0,808	0,100	346,238	124,85	38,03	—	Хлоркальциевый	—	—
Туймазинское	Яснополянский подъярус	1,172	440,18	0,26	0,02	333,79	58,89	47,78	—	Хлоркальциевый	20	—
Ромашкинское	Турнейский ярус	1,149	411,79	2,15	—	317,45	60,12	36,37	—	То же	20–25	—
Ромашкинское	Девон	1,186	472,86	—	0,02	325,85	115,86	31,07	—	—	35–40	—
Туймазинское	Девон	1,196	490,36	0,1	—	308,67	139,93	41,86	—	—	35–40	—
Шкаповское	Девон	1,192	463,69	0,05	—	256,32	180,00	27,42	—	—	40	—
Александровское	Эоцен	—	47,46	0,339	2,113	48,85	0,71	0,352	—	Гидрокарбонатно-натриевый	50–60	—
Александровское	Палеоген	—	0,513	0,003	0,34	0,73	0,056	0,07	—	То же	50	—
Озек-Суатское	Нижний мел	—	187,101	0,048	0,280	131,721	51,794	3,914	—	Хлоркальциевый	140–150	—
Старогрозненское	Верхний мел	1,19	8,16	2,6	2,4	11,65	1,35	0,16	—	Гидрокарбонатно-натриевый	85	—

Рисунок 7.3- Комплекс диаграмм методов ГИС по участку терригенно-карбонатного разреза : $d_c=0,25\text{м}$, $\rho_p=1,2 \text{ Омм}$

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 8

Тема: Методика определения K_p по данным АК, НГК, 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

Метод сопротивления

Линейная зависимость между электропроводностями глинистых песчаников и насыщающей ее воды наблюдается лишь при высокой минерализации воды. Относительное сопротивление глинистого песчаника, соответствующее насыщению порового пространства высокоминерализованной водой, получило название предельного относительного сопротивления $R_{пред}$. При оценке этого параметра для учета поверхностной проводимости глин вводится поправка за поверхностную проводимость Π , которая обычно определяется по данным измерения на кернах, заполняемых последовательно пресной и соленой пластовыми водами $\Pi = R_k / R_{пред}$.

Коэффициент поверхностной проводимости $\Pi < 1$ и зависит от удельного сопротивления воды, заполняющей поровое пространство породы, и содержания глинистого материала (рис.8.1).

Предельное относительное сопротивление глинистых коллекторов по параметрам зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт в общем случае рассчитывают по формуле

$$R_{пред} = \rho_{пп} / \rho_{ф\phi} R_{он} \Pi, \quad (1)$$

где q — поправочный коэффициент, учитывающий смещение фильтрата промывочной жидкости с пластовой водой в зоне проникновения; $R_{он}$ — коэффициент увеличения сопротивления в зоне проникновения.

В водонасыщенных пластах $R_{он} = 1$. Для промытой части нефтеносного пласта.

$$R_{он} = \rho_{н.пл} / \rho_{в.пл} a.$$

Здесь $a = q_n / q_v$.

$$a = \frac{\rho_{см.н}}{\rho_{см.в}} = \frac{1 - z_v + z_v (\rho_{ф}/\rho_{в})}{1 - z_n + z_n (\rho_{ф}/\rho_{в})},$$

где z_v, z_n — доля объемного содержания пластовой воды в поровом пространстве соответственно водоносной и нефтеносной породы в промытой ее части. На практике величину a определяют на кернах, извлеченных из продуктивных пластов.

Для песчано-глинистых пород $R_{он}$ Для промытой зоны находят в ряде случаев по зависимости $R_{он} = f(k_n)$, установленной экспериментально. На рис. 8.2 приведен пример такой зависимости, полученный для нижнемеловых песчано-глинистых продуктивных отложений Ставропольского края. Подобные исследования проводят путем моделирования процессов вытеснения пластовых жидкостей на образцах керна с известными физическими параметрами. Они выполнены для пород, представленных глинистыми песчаниками с дисперсным распределением глинистого материала (5—30 %). При изменении коэффициента пористости k_n в пределах

10—32 % коэффициент остаточной нефтенасыщенности $k_{он}$ уменьшается в диапазоне 0,28—0,16.

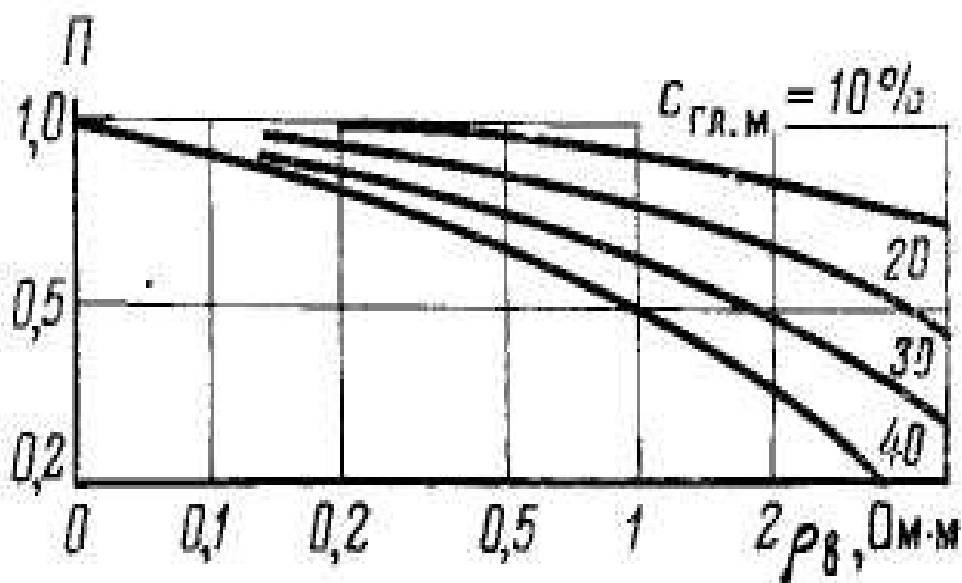


Рисунок 8.1- Зависимость коэффициента поверхностной проводимости от удельного сопротивления пластовой воды и массовой глинистости

Оценку $P_{он}$ производят методом приближений. Путем использования зависимости $P_{он} = f(k_{п})$ выбирают наиболее вероятное среднее значение $k_{п}$ и по нему находят $P_{он}$. По формуле, аналогичной (1), вычисляют $P_{пред}$, по которому определяют $k_{п}$. Найденное значение $k_{п}$ используют для получения по той же зависимости уточненной величины $P_{он}$. После двух, трех приближенных вычислений (итераций) значения $P_{он}$ практически остаются неизменными.

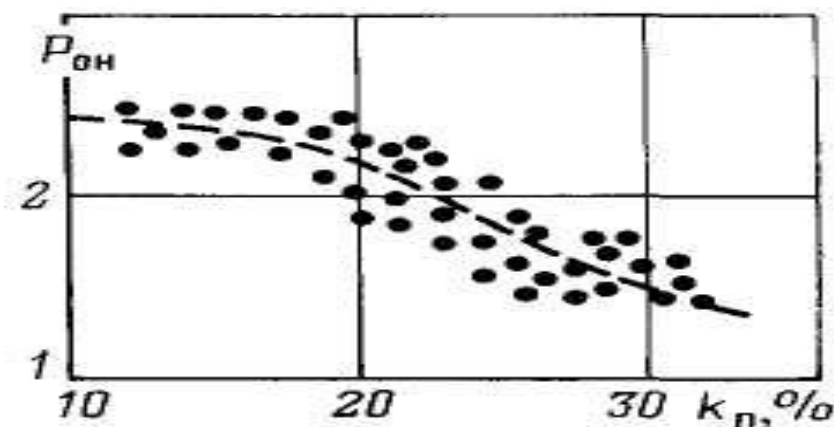


Рисунок 8.2- Сопоставление коэффициента увеличения сопротивления $P_{он}$ промытой зоны с пористостью $k_{п}$ (по В. Д. Шароварину)

При отсутствии достоверных данных о значении коэффициента остаточной нефтегазонасыщенности $k_{он}$ ее принимают приближенно равной

0,2; тогда соответственно формуле
 $E_{пс} = -K_T \lg \rho_{ф}/\rho_{в} = -K_T \lg \rho_{в, пп}/\rho_{вп}, P_{он} = 1,6.$

Способ по приведенным относительному сопротивлению $P_{прив}$ и коэффициенту увеличения сопротивления $P_{н. прив}$

Против слоистых глинистых песчаников амплитуда отклонения кривой ПС определяется с помощью выражения

$$\frac{1}{\rho_{п}} = \frac{C_{гл}}{\rho_{гл}} + \frac{1 - C_{гл}}{P_{пч}\rho_{в}} k_{в, пч}^2; \quad \rho_{п} = \rho_{в} P_{пч} / k_{в, пч}^2, \quad (a)$$

Коэффициент $\alpha_{пс}$ учитывает снижение амплитуды аномалий ПС против глинистого песчаника по сравнению с амплитудой против чистого песчаного пласта.

Для глинистого полностью водонасыщенного пласта $k_{вп} = k_{в, пп} = 1$, следовательно, формула (a) принимает вид

$$E_{пс} = -K_T \lg (\rho_{пп}/\rho_{вп}). \quad (8.2)$$

Это выражение с некоторым допущением справедливо и для глинистых водонасыщенных песчаников с любым распределением глинистости.

С помощью методики определения удельного сопротивления пластовой воды по кривой ПС, рассчитанной для чистых песчаников,

в глинистых песчаниках определяют величину кажущегося удельного сопротивления пластовой воды $\rho_{в.к}$. Таким образом,

$$E_{пс} = -K_T \lg (\rho_{ф}/\rho_{в.к}). \quad (8.3)$$

Величина $\rho_{в.к}$ выше истинного сопротивления пластовой воды $\rho_{в}$, что свидетельствует о содержании в пласте глинистого материала.

Приравняв правые части уравнений (8.2) и (8.3), получим

$$\rho_{пп}/\rho_{вп} \approx \rho_{ф}/\rho_{в.к};$$

$$\rho_{вп} = \frac{\rho_{пп}\rho_{в.к}}{\rho_{ф}} \approx P_{пп}\rho_{в.к}.$$

Следовательно, удельное сопротивление глинистого коллектора при его

100 %-ной водонасыщенности определяется приближенно произведением $P_{пп}\rho_{в.к}$. Соответственно приведенное относительное сопротивление для водоносного глинистого коллектора.

$$P_{прив} = \rho_{пп}\rho_{в.к}/\rho_{ф}\rho_{в}. \quad (8.4)$$

Для нефтегазоносного глинистого пласта коэффициент остаточной нефтегазонасыщенности зоны проникновения глинистого коллектора учитывается коэффициентом увеличения сопротивления $P_{он}$, и формула (8.4) приобретает следующий вид:

$$P_{прив} = \rho_{пп}\rho_{в.к}/\rho_{ф}\rho_{в}P_{он}. \quad (8.5)$$

При использовании формулы (8.5) следует учитывать, что остаточная нефтегазонасыщенность приводит к увеличению удельного сопротивления

промытой зоны $\rho_{пп}$ и снижению величины $E_{пс}$. Поэтому приведенное относительное сопротивление $R_{прив}$, определенное для нефтегазонасного пласта по формуле (8.5), окажется завышенным. Соответственно приведенный коэффициент увеличения сопротивления окажется несколько заниженным.

$$R_{п.прив} = \rho_{п}/\rho_{вп} = \rho_{п}\rho_{ф}/\rho_{пп}\rho_{в.к} \quad (8.6)$$

Следовательно, по формуле (8.6) можно вычислить лишь оценочные критерии нефтегазонасыщенности глинистого коллектора.

Пример. Глинистый песчаник нижнемеловых отложений Прикумской области имеет следующие параметры: $\rho_{п} = 14$ Ом-м; $\rho_{пп} = 20$ Ом-м; $\rho_{ф\tau} = 0,7$ Ом-м; $\rho_{в\tau} = 0,02$ Ом-м; $E_{пс} = -97,5$ мВ; $k_{\tau} = 110$ мВ. Для определения пористости и нефтегазонасыщенности песчаника воспользуемся известными выражениями. По формуле (3) $E_{пс} = -110 \lg(0,7/\rho_{в.к})$; $\rho_{в.к} \approx 0,092$ Ом-м; $P_{пп\rho_{в.к}} = 28,5$; $\rho_{вп} = P_{пп\rho_{в.к}} \approx 2,65$ Ом-м; $R_{п.прив} = \rho_{п}/\rho_{вп} = 5,3$.

При показателе степени водонасыщенности $n = 2$ по формуле

$$1/P_{п} = \rho_{вп}/\rho_{нг} = P\rho_{в}/\rho_{нг} = k_{в}^n.$$

находим: $5,3 = 1/k_{в}^2$; $k_{в} = 0,43$. Следовательно, $k_{п} = 1 - k_{в} = 0,58$. Для рассматриваемых отложений известно, что при критическом значении $k_{в} = 0,5$ пласт нефтеносен, что подтвердилось его испытанием.

Для оценки $k_{п}$ рассчитаем по формуле (8.5) величину $R_{прив}$ при

$K_{он} \approx 0,3$ и соответственно $R_{он} \approx 2$; $R_{прив} = \rho_{пп}\rho_{в.к}/\rho_{ф}\rho_{в}P_{он} \approx 65,1$. Для исследуемых отложений между $k_{п}$ и $R_{пред}$ установлена следующая экспериментальная зависимость: $R_{пред} = 0,94/k_{в}^{2,3}$, отсюда $k_{п} = 0,161$, что приблизительно соответствует данным лабораторных анализов кернa.

Нейтронный гамма-,плотностной гамма-гамма-и акустический каротаж

Наличие глинистого материала в породе существенно осложняет обработку данных НГК, ГГКП 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 ГГКП. 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 % — ГГКП и 2 % — АК.

По данным нейтронного гамма-каротажа определяется общее водородосодержание породы ($\omega_{\Sigma} = k_{п\text{ нгк}}$), которое зависит от общей пористости $k_{п\text{ общ}}$ 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

$$k_{п\text{ НГК}} = k_{п\text{ общ}} + \omega_{г\text{л}} C_{г\text{л}}; \quad (8.7)$$

$$k_{п.\text{общ}} = k_{п\text{ НГК}} - \omega_{г\text{л}} C_{г\text{л}}, \quad (8.8)$$

где $\omega_{г\text{л}}$ — объемное содержание кристаллизационной и гигроскопически связанной воды в глинистой компоненте.

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 $\omega_{г\text{л}}$ в общем случае изменяется в сравнительно узких пределах 0,2—0,3. С увеличением глубины залегания пород и уменьшением содержания монтмориллонита и гидрослюды в глинистой компоненте наблюдается снижение $\omega_{г\text{л}}$.

Показания плотностного гамма-гамма-каротажа ГГКП отражают объемную плотность пород, слагающих разрез, — $\delta_{п}$. 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

$$\delta_{п} = (1 - k_{п.\text{общ}} - C_{г\text{л}}) \delta_{ск} + k_{п.\text{общ}} \delta_{ж} + C_{г\text{л}} \delta_{г\text{л}} \quad (8.9)$$

или

$$k_{п\text{ общ}} = [(\delta_{ск} - \delta_{п})/(\delta_{ск} - \delta_{ж})] - [C_{г\text{л}} (\delta_{ск} - \delta_{г\text{л}})/(\delta_{ск} - \delta_{ж})]. \quad (8.10)$$

С учетом формулы (8.10) кажущаяся пористость по плотностному гамма-гамма-каротажу

$$k_{п\text{ ГГКП}} = k_{п.\text{общ}} + [C_{г\text{л}} (\delta_{ск} - \delta_{г\text{л}})/(\delta_{ск} - \delta_{ж})]. \quad (8.11)$$

Допуская, что средние плотности минералов скелета и глин незначительно различаются между собой, выражение $(\delta_{ск} - \delta_{г\text{л}})/(\delta_{ск} - \delta_{ж})$ 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 $\Delta t_{п} = k_{п} \Delta t_{ж} + (1 - k_{п}) \Delta t_{ск}$, можно рассчитать следующим образом:

$$\Delta t = (1 - k_{п} - C_{г\text{л}}) \Delta t_{ск} + k_{п} \Delta t_{ж} + C_{г\text{л}} \Delta t_{г\text{л}}; \quad (8.12)$$

кажущаяся пористость по данным акустического каротажа аналогично выражению (11) определяется

$$k_{п\text{ АК}} = k_{п} + [C_{г\text{л}} (\Delta t_{г\text{л}} - \Delta t_{ск})/(\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск})]. \quad (8.13)$$

Значения отношения $(\Delta t_{\text{гл}} - \Delta t_{\text{ск}})/(\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{ск}})$ 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 (8.13) применимо и для терригенных пород со структурной глинистостью.

Показания акустического каротажа в рассеянных (дисперсных) глинах могут быть приравнены к показаниям жидкости, заполняющей поры ($\Delta t_{\text{гл.д}} \approx \Delta t_{\text{ж}}$), соответственно пористость, определенная по АК, в рассеянных глинах, $k_{\text{п.АК гл.д}} = 1$. Согласно лабораторным и скважинным исследованиям такое допущение справедливо при отношении $C_{\text{гл}}/k_{\text{п.СА}}$, не превышающем 40—50 %. При большем содержании глинистого материала порода имеет низкую пористость и представляет собой неколлектор.

Для песчано-глинистых пород с рассеянной глинистостью справедливо выражение

$$k_{\text{п.АК}} = k_{\text{п}} + C_{\text{гл.д}} = k_{\text{п.ск}}.$$

В связи с значительным различием интервального времени распространения упругих волн в породах с рассеянной и слоистой глинистостью диаграммы АК используют ограниченно для оценки пористости (за исключением явно выраженной слоистости глин).

На основании формул (8.8), (8.10) и (8.11) оценка пористости глинистых коллекторов возможна путем совместного изучения диаграмм НГК и ГГКП как для слоистых, так и для рассеянных глин. Наиболее благоприятные результаты могут быть получены в случае водонасыщенной глинистой породы с известной и выдержанной литологией.

Уравнения (8.8), (8.10) и (8.11) решают графически. Треугольник на рис. 3, *a* определяется точками *B* (скелет), *C* (жидкость) и *D* (глина). Расположение этих точек для данного случая соответствует следующим условиям: $\delta_{\text{ск}} = 2,65 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ (песок), $\delta_{\text{гл}} = 2,45 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ (слоистые или рассеянные глины), $\delta_{\text{ж}} = 10^3 \text{ кг/м}^3$ (вода). Объемное содержание водорода в глинах (пористость по НГК) принимается равным 50 % (точка *D*). Треугольник разделен двумя группами параллельных прямых линий. Одна из них, параллельная линии *BD*, соответствует значениям $k_{\text{п}}$, другая, параллельная *CB*, — величинам $C_{\text{гл}}$.

Точка *A* поддиаграмме ГГКП имеет плотность $\delta_{\text{п ГГКП}} = 2,2 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, а по диаграмме НГК $k_{\text{п НГК}} = 33 \%$. Путем интерполяции получаем $k_{\text{п}} = 27 \%$. $C_{\text{гл}} = 20 \%$.

Описанный способ дает возможность оценивать общее содержание глин и применим, когда параметры скелета известны и относительно постоянны.

На рис. 8.3 показана аналогичная зависимость $k_{\text{п ГГКП}}$ и $k_{\text{п НГК}}$ для мощной толщи глинистых известняков, когда параметры скелета неизвестны. Чтобы получить $k_{\text{п ГГКП}}$ по формуле (8.11), были взяты $\delta_{\text{ж}} = 10^3 \text{ кг/м}^3$, $\delta_{\text{ск}} = 2,71 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. Точки, расположенные на линии с наклоном 45° , соответствуют чистым породам ($C_{\text{гл}} = 0$). Правая нижняя часть графика ограничена прямой, проходящей через начало координат, и соответствует значениям $k_{\text{п}} = 0$.

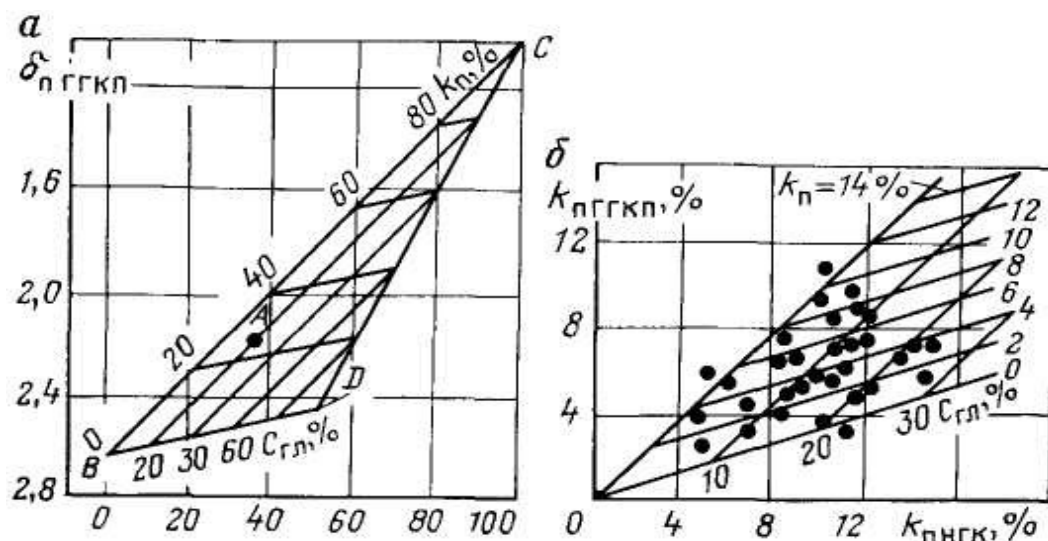


Рисунок 8.3. Треугольная номограмма для определения пористости k_p и глинистости C_{gl} по НГК и ГГК (по данным фирмы Шлюмберже)
Зависимости: а - $\delta_{п\text{ ггкп}} = f(k_{п\text{ нгк}})$, б- $k_{п\text{ ггкп}} = f(k_{п\text{ нгк}})$

После того как проведем граничные линии $k_p = 0$ и $C_{gl} = 0$, можно построить и остальную часть палетки. Линии постоянной пористости k_p проводят параллельно прямой $k_p = 0$, они пересекают линию $C_{gl} = 0$ в точках $k_p = k_{п\text{ нгк}}$. Линии постоянной C_{gl} параллельны прямой $C_{gl} = 0$; на заданной площади они пересекают линию $k_p = 0$ при сохранении условий (8.7). При $C_{gl} = 100\% k_{п\text{ нгк}} = 0,5 C_{gl}$. Линии с постоянными значениями C_{gl} позволяют для каждой точки определять пористость и объемное содержание глин.

По номограмме на рис. 8.3, б можно найти плотность глин δ_{gl} . Для примера возьмем точку А, соответствующую $k_p = 0$ и $C_{gl} = 20\%$ ее координаты $k_{п\text{ нгк}} = 10\%$, $k_{п\text{ ггкп}} = 3,6\%$. По уравнению (8.11) имеем $0,036 = 0,2 (2,71 - \delta_{gl}) / (2,71 - 1)$, отсюда $\delta_{gl} = 2,40 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$.

Номограмма, представленная на рис. 8.3, может быть использована в условиях 100% ной водонасыщенности исследуемой зоны. Присутствие газа и легких углеводородов снижает $k_{п\text{ нгк}}$ и δ_p (удельную плотность породы) и увеличивает $k_{п\text{ ггкп}}$. В связи с этим точка, соответствующая такой породе, смещается вверх и влево. Для оценки пористости подобной породы требуются дополнительные сведения о ее глинистости и газосодержании. График зависимости показаний АК и ГГКП строится аналогично графикам, изображенным на рис. 8.3.

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	Сопротивл пласта	Минерализация	Температура	Сопротив. ПП	Сопротив. ПЗ	Сопрот. ПЖ	Кп	Кон

--	--	--	--	--	--	--	--	--

7. Вопросы для защиты работы.

1. Какими свойствами должен характеризоваться пласт коллектор
2. Факторы влияющие на определение k_n по данным ГИС
3. Какие методы наиболее информативны при определении k_n в сложном терригенном разрезе.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 9

Тема: Методика определения K_n по данным АК, НГК, ГГК в карбонатном разрезе

1. ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Приобретение навыков качественной интерпретации данных современного комплекса ГИС с целью определения k_n в сложном карбонатном разрезе.

2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

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. ЗАДАНИЯ ПО ЛАБОРАТОРНОЙ РАБОТЕ

Диаграммы комплекса методов ГИС для литологического расчленения разреза и подсчета k_n в сложном карбонатном разрезе (выдается 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

Метод АК

Пористость пород находится по интервальному времени пробега продольной волны с использованием формулы среднего времени $k_n = (\Delta t_n - \Delta t_{ск}) / (\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск})$.

В трещинно-каверново-гранулярных коллекторах вычисленная пористость удовлетворяет условию $k_{п.бл} \leq k_{п.ак} < k_{п.общ}$. Из формулы следует, что расчет пористости сводится к определению интервального времени в скелете $\Delta t_{ск}$ и жидкости $\Delta t_{ж}$.

В связи с этим рекомендуется проводить уточнение $A_{i_{ск}}$ для конкретных объектов исследования.

Выделение трещинных коллекторов основано на сравнении характеристик поглощения акустических волн (амплитуд затухания, волновых картин и фазокорреляционных диаграмм).

Основные признаки таких коллекторов следующие: а) существенное снижение амплитуд продольных и поперечных волн, интенсивное их затухание, б) уменьшение общей деятельности волновой картины, в) сложная конфигурация фазокорреляционных диаграмм и нарушение на ней осей синфазности. На фазокорреляционных диаграммах в трещинных зонах можно выделить лишь пуг колебаний продольной волны.

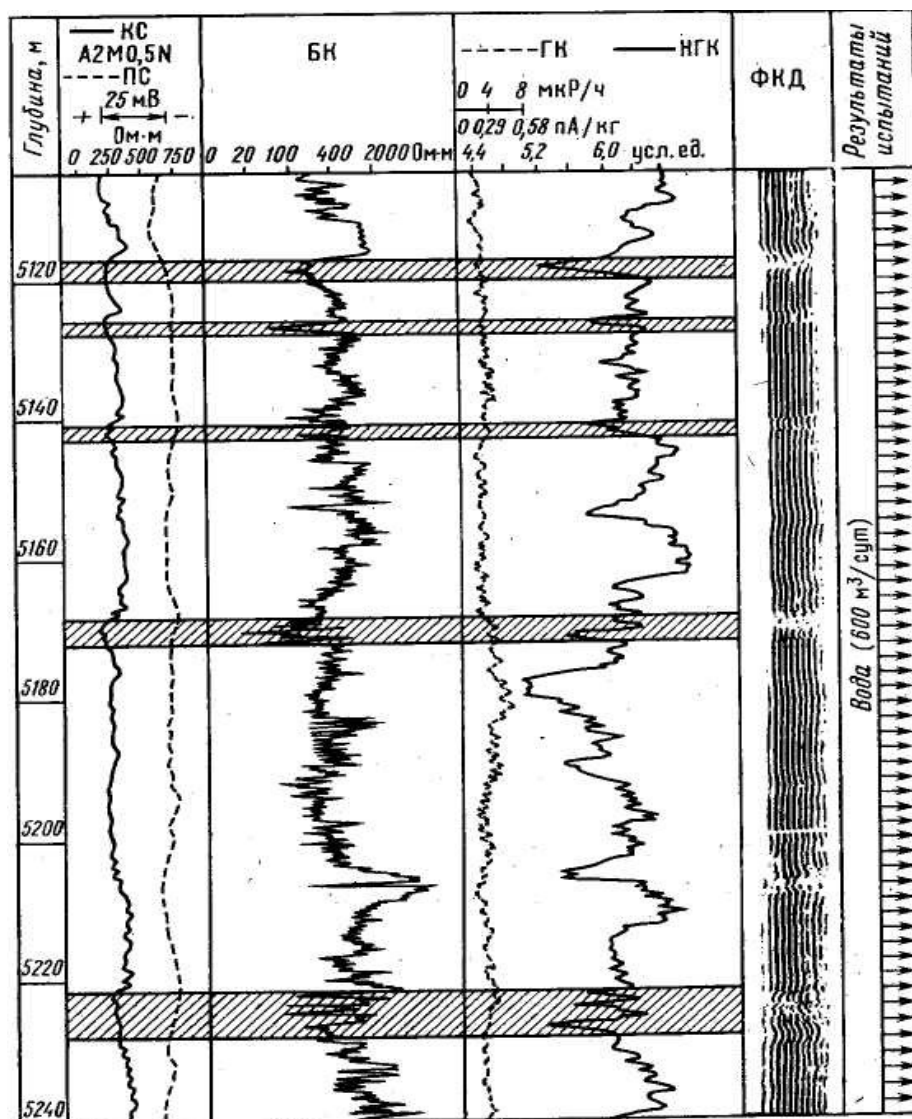


Рисунок 9.1- Выделение трещинных коллекторов по фазокорреляционной диаграмме
(по А. Ф. Боярчуку) Здесь $\rho_c = 1.08$ Ом-м

Следует заметить, что серийная аппаратура АК не всегда обеспечивает необходимую точность измерения основных параметров по поглощения акустических волн, что существенно ограничивает использование этого метода при выделении трещинных коллекторов. Как установлено на основе многолетних исследований трещинных коллекторов, в них преобладают вертикальные трещины, которые практически не влияют на распространение продольных волн.

В связи с этим использование параметров этих волн при выделении трещинных коллекторов малоэффективно.

Наибольшей чувствительностью к трещиноватости пород обладают динамические параметры поперечной волны: амплитуды, энергия, коэффициент затухания. Повышенное затухание поперечной волны и практически отсутствие затухания продольной при высокой скорости их распространения, характерные для плотных пород, к которым обычно

приурочены трещинные зоны, в сочетании с наличием на фазокорреляционных диаграммах волн вторичного типа являются критериями выделения трещин в горной породе.

Если повышенное затухание поперечной волны сопровождается уменьшением скорости ее распространения, что может быть связано с высокой пористостью, глинистостью или слоистостью пород, для однозначного выделения зон трещиноватости необходимо привлекать данные других методов (ГК, НГК, БК и т. п.). Трещинные породы могут быть выделены по данным динамических параметров волн (амплитуд, затуханию) анализом полных волновых картин, а также по фазокорреляционным диаграммам. Пример выделения трещинных коллекторов по фазокорреляционной диаграмме показан на рис. 9.1. Коллекторы отмечаются усложнением конфигурации ФКД и нарушением на ней осей синфазности (заштрихованные участки). Выделенные интервалы хорошо прослеживаются и на диаграммах других методов.

Графические сопоставления показаний ГГКП и НК.

Графическое сопоставление применимо для получения данных о пористости и литологии по двум видам каротажа. На рис. 2 приведена зависимость показаний ГГКП и НК. Чистым водонасыщенным породам определенной литологии на графике соответствуют линии (песчаник, известняк, доломит), которые проградуированы в единицах пористости. Номограмма построена по значениям k_n , рассчитанным при условии, что параметры скелетов исследуемой породы и известняка аналогичны.

На оси абсцисс отложена кажущаяся пористость известняка, получаемая непосредственно по диаграммам нейтронного каротажа, а на оси ординат слева — объемная плотность, отсчитанная по диаграммам ГГКП; справа — кажущаяся пористость известняка рассчитанная по объемной плотности. При таком построении линия известняка является прямой равных пористостей по нейтронному и плотностному гамма-гамма-каротажу. Для расчета номограммы использовано выражение $k_n = (\delta_{ск} - \delta) / (\delta_{ск} - \delta_{ж})$ и зависимость показаний нейтронного каротажа от пористости для пород различной литологии (см. рис. 9.3).

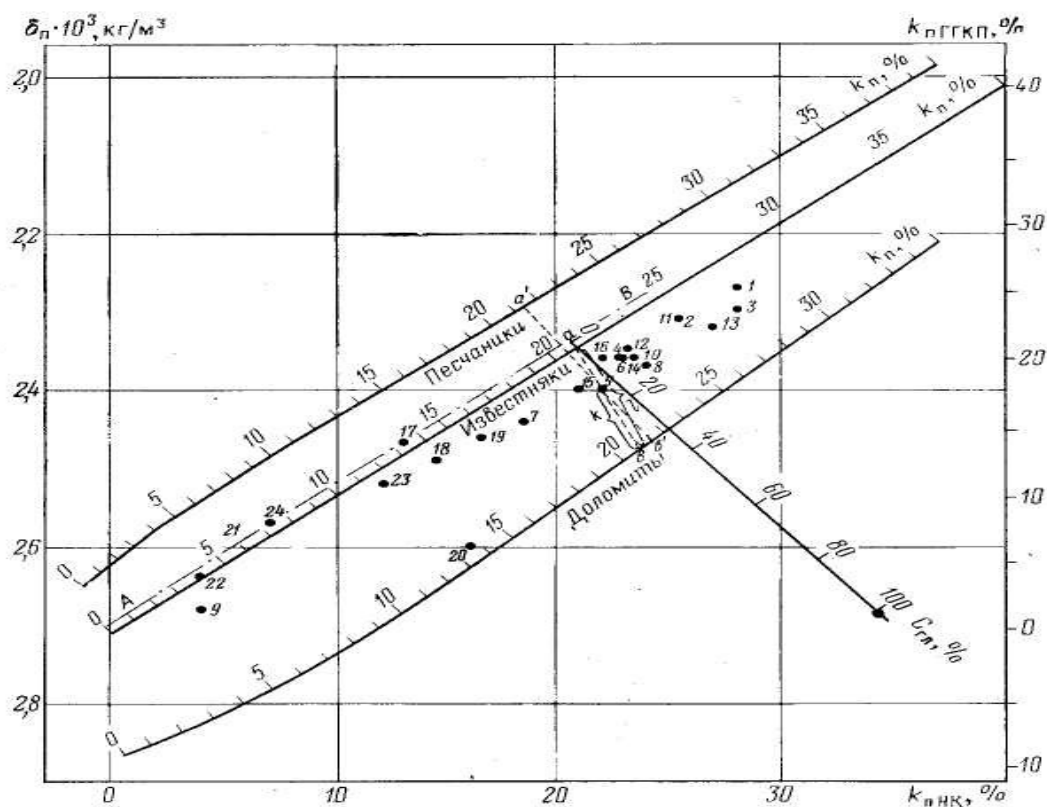


Рисунок 9.2- Номограмма для определения пористости и литологии пород по плотностному гамма-гамма- и нейтронному гамма-каротажу в скважинах, заполненных водой или глинистым раствором, приготовленным на воде. Точки соответствуют номерам пластов, выделенных по каротажным диаграммам на рис. 9.4

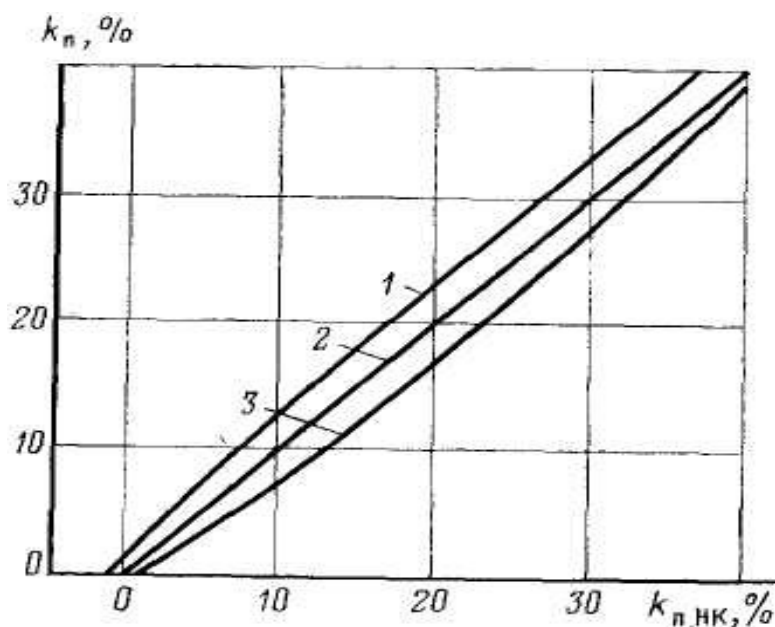


Рисунок 9.3- Сравнение истинной пористости k_n и пористости $k_{\text{п.н.к.}} >$ определенной по нейтронному гамма-каротажу для пород различной литологии : 1 — песчаник; 2 — известняк; 3 — доломит

В качестве примера рассмотрим порядок расчета k_n для доломита с пористостью 10 %. Как следует из рис. 3, при истинной пористости доломита, равной 10%, кажущаяся пористость для известняка, отсчитанная по диаграмме нейтронного каротажа, составит 14 %.

По формуле $\delta = k_n \delta_{\text{ж}} + (1 - k_n) \delta_{\text{ск}}$ получим, что в пласте доломита $\delta_{\text{ск}} = 2,87 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$; $\delta_{\text{ж}} = 10^3 \text{ кг/м}^3$; $\delta_n = 2,68 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$.

Рассчитанное значение объемной плотности при условии, что литология пласта представлена известняком ($\delta_{\text{ск}} = 2,71 \cdot 10^3$) даст следующее значение кажущейся пористости $k_n \text{ гткп} = 0,017$ или 1,7%. Величины кажущихся пористостей $k_{n\text{нк}} = 14\%$ и $k_n \text{ гткп} = 1,7\%$ и объемной плотности $\delta_n = 2,68 \cdot 10^3$ являются координатами точки с истинной пористостью 10 % на линии доломитов номограммы (см. рис. 9.2).

Указанным способом рассчитываются линии для доломитов, песчаников и пород другого состава. Как видно из рис. 9.2, расхождение между линиями для песчаников, известняков и доломитов указывает на значительное влияние литологии.

Практически на приведенную номограмму наносятся точки с определенными значениями $k_{n\text{нк}}$ и

$k_n \text{ гткп}$ и по их положению оценивается пористость и литологический состав породы.

В качестве примера рассмотрим результаты обработки комплекса промыслово-геофизических исследований, полученных в одной из скважин в интервале залегания мощной продуктивной толщи карбонатных поровых коллекторов (рис. 9.4, табл. 9.1). Карбонатные породы представлены здесь преимущественно известняками с примесью песчаного и доломитового материалов. Если порода представлена известняком, фактические точки расположатся на линии известняка, и по их положению легко найти истинную пористость. Так, для пласта 22 пористость составляет 4 % (см. рис. 9.2, 9.4 и табл. 9.1).

Когда скелет состоит из бинарной смеси известной литологии (в рассматриваемой скважине песчанистый или доломитизированный известняк), точки располагаются между соответствующими литологическими линиями. По положению фактических точек на графике видно, что большинство пластов представлено доломитизированными известняками и лишь пласты 17, 21, 24 сложены известняками с примесью терригенного материала. Для определения пористости с бинарным составом породы через фактическую точку (пласт 5, рис. 9.10, табл. 9.3) проводится прямая ab , пересекающая литологические кривые при одном значении пористости на кривых для доломита и известняка. Полученное значение $k_n = 20,8\%$ и является искомой величиной.

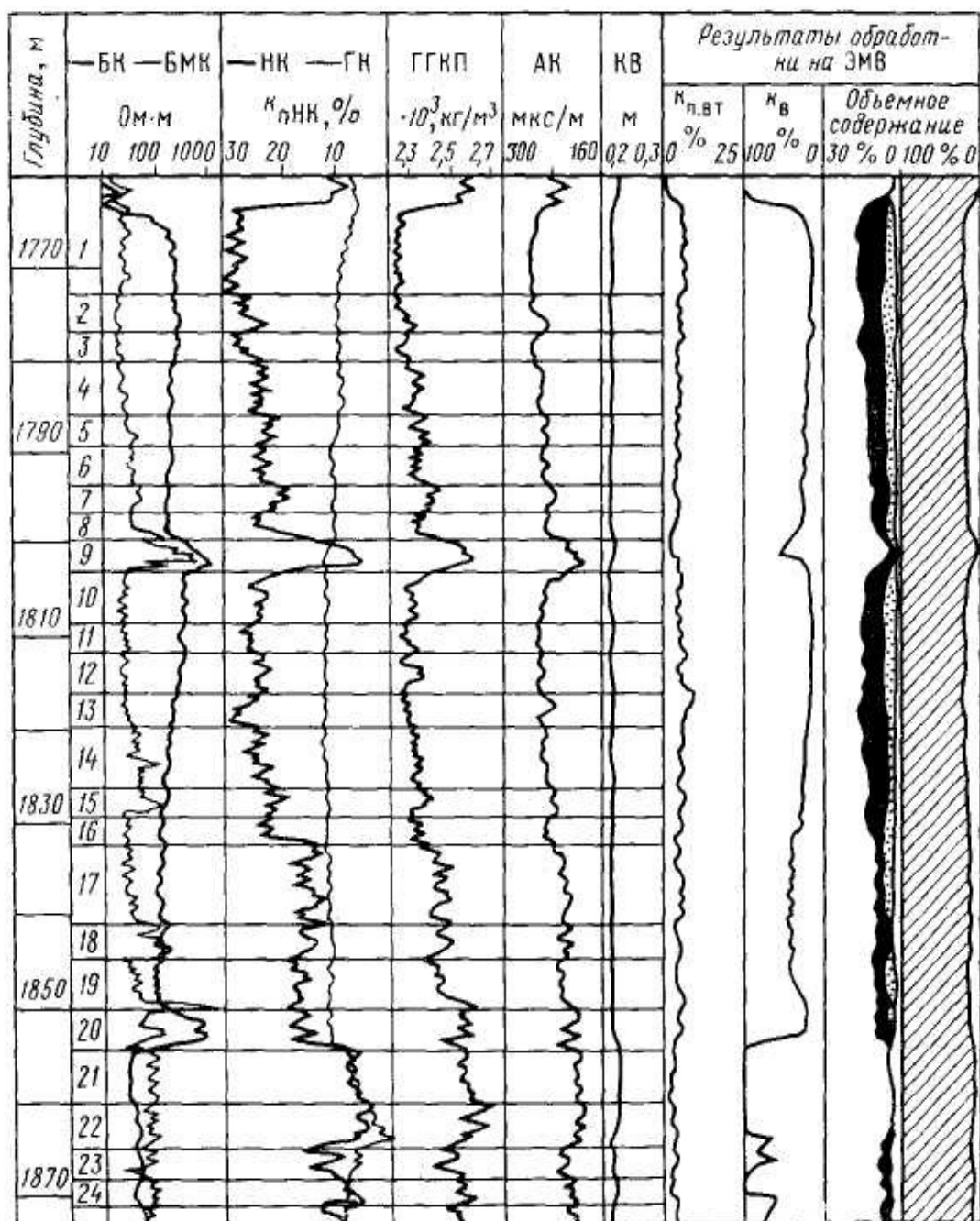


Рисунок 9.4-Пример интерпретации полного комплекса геофизических исследований в карбонатном разрезе

Объемное содержание: 1 — неподвижных углеводородов, 2 — подвижных углеводородов, 3 — матрицы породы

Количественное содержание известняка и доломита в породе пропорционально расстоянию по прямой ab от точки, соответствующей пласту 5, до литологических линий известняка и доломита и может быть рассчитано по формулам

$$C_{\text{изв}} = k/l = 0,6;$$

$$C_{\text{дол}} = (l - k)/l = 0,4,$$

где l — расстояние от точки a до точки b ; k — расстояние от точки 5 до точки b .

Следовательно, пласт 5 имеет пористость 20,8 % и представлен доломитизированным известняком с содержанием $C_{изв}$ — 60 % и $C_{дол}$ = 40 %. Подобным образом определяется пористость и литология для всех рассматриваемых пластов.

Если не имеется сведений о составе скелета, но известно, что породы представлены смесью кварца, известняка, доломита и ангидрита (исключены гипс и глины), ошибка, связанная с неправильной оценкой литологии, не приведет к большим погрешностям в определении пористости. Так, для пласта 5 при выборе пары песчаник—доломит (прямая $a'b'$, рис. 9.2) пористость оказалась бы равной 21,4 % вместо 20,8 %, а соотношение минералов— 62 % доломита и 38 % кварца (см. рис. 9.2).

Подобные номограммы могут быть построены по данным акустического и нейтронного, а также акустического и плотностного гамма-гамма-каротажа. Из приведенных данных следует, что по двум видам каротажа (ПК и НК или АК и НК) удается определять пористость, а при известной литологии и рассчитывать количественное содержание минералов в породе.

Результаты обработки комплекса ГИС в карбонатном разрезе

Таблица 1

Номер пласта	Интервал залегания пласта, м	d_c , м	$\rho_{БК}$, Ом·м	$\Delta f_{П}$, мкс/м	$k_{ПНК}$, %	$\rho_{БМК}$, Ом·м	$\phi_{П}$, 10 ³ кг/м ³	$k_{ПГГКП}$, %	$\phi_{СК}$, 10 ³ кг/м ³	$C_{изв}$, %	$C_{дол}$, %	$C_{пес}$, %	$\Delta f_{СК}$, мкс/м	$k_{ПАК}$, %
1	1764,0—1773,0	0,216	230	263	22,0	29	2,27	20,8	2,76	69,0	31,0	-	152	23,5
2	1773,0—1777,0	0,216	280	263		20	2,31		2,75	75,0	25,0	-	153,5	23,4
3	1777,0—1780,0	0,216	300	263		20	2,30		2,79	50,0	50,0	-	149	25,0
4	1780,0—1786,0	0,216	190	250		25	2,36		2,75	75,0	25,0	-	153,5	20,7
5	1786,0—1789,5	0,214	190	245		31	2,40		2,77	62,5	37,5	-	151	20
6	1789,0—1793,5	0,210	190	250		38	2,36		2,75	75,0	25,0	-	153,5	20,7
7	1793,5—1796,5	0,210	170	229		53	2,44		2,75	75,0	25,0	-	153,5	14,4
8	1796,5—1799,5	0,210	160	245		37	2,37		2,78	56,0	44,0	-	150	20,2
9	1799,5—1803,0	0,216	1300	183		500	2,68		2,74	81,5	18,5	-	154	5,8
10	1803,0—1808,5	0,215	330	250		27	2,36		2,76	69,0	31,0	-	152	21
11	1808,5—1811,5	0,216	300	256		27	2,31		2,75	75,0	25,0	-	153,5	22,1
12	1811,5—1816,0	0,216	310	253		27	2,55		2,75	75,0	25,0	-	153,5	21,5
13	1816,0—1819,5	0,214	220	245		28	2,32		2,79	50,0	50,0	-	149	22,0
14	1819,5—1826,0	0,216	180	250		50	2,37		2,78	56,0	44,0	-	150	21,3
15	1826,0—1829,0	0,216	180	239	4,0	70	2,40	4,0	2,76	69,0	21,0	-	152	18,6
16	1829,0—1832,0	0,216	150	245		30	2,36		2,74	81,5	18,5	-	154	19,5
17	1832,0—1840,5	0,216	140	220		32	2,47		2,70	83,5	-	16,5	160	13,0
18	1840,5—1844,5	0,216	140	216		100	2,49		2,73	87,45	12,5	-	155,5	12,8
19	1844,5—1850,0	0,216	95	222		40	2,46		2,74	81,5	18,5	-	154	14,4
20	1850,0—1854,5	0,216	750	206		70	2,60		2,83	25,0	75,0	-	146	13,5
21	1854,5—1860,0	0,220	35	197		80	2,59		2,70	83,5	-	16,5	160	8,3
22	1860,0—1865,0	0,220	50	190		80	2,64		2,71	100,0	0	0	156	7,3
23	1865,0—1868,5	0,220	60	216		51	2,52		2,73	87,5	12,5	-	155,5	12,7
24	1868,5—1871,5	0,220	45	206		80	2,57		2,70	83,5	-	16,5	160	10,0

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	Сопротивл. пласта	Минерализация	Температура	Сопротив. ПП	Сопротив. ПЗ	Сопротив. ПЖ	Кп	Кон

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 определение $k_{п}$ в сложном карбонатном разрезе.

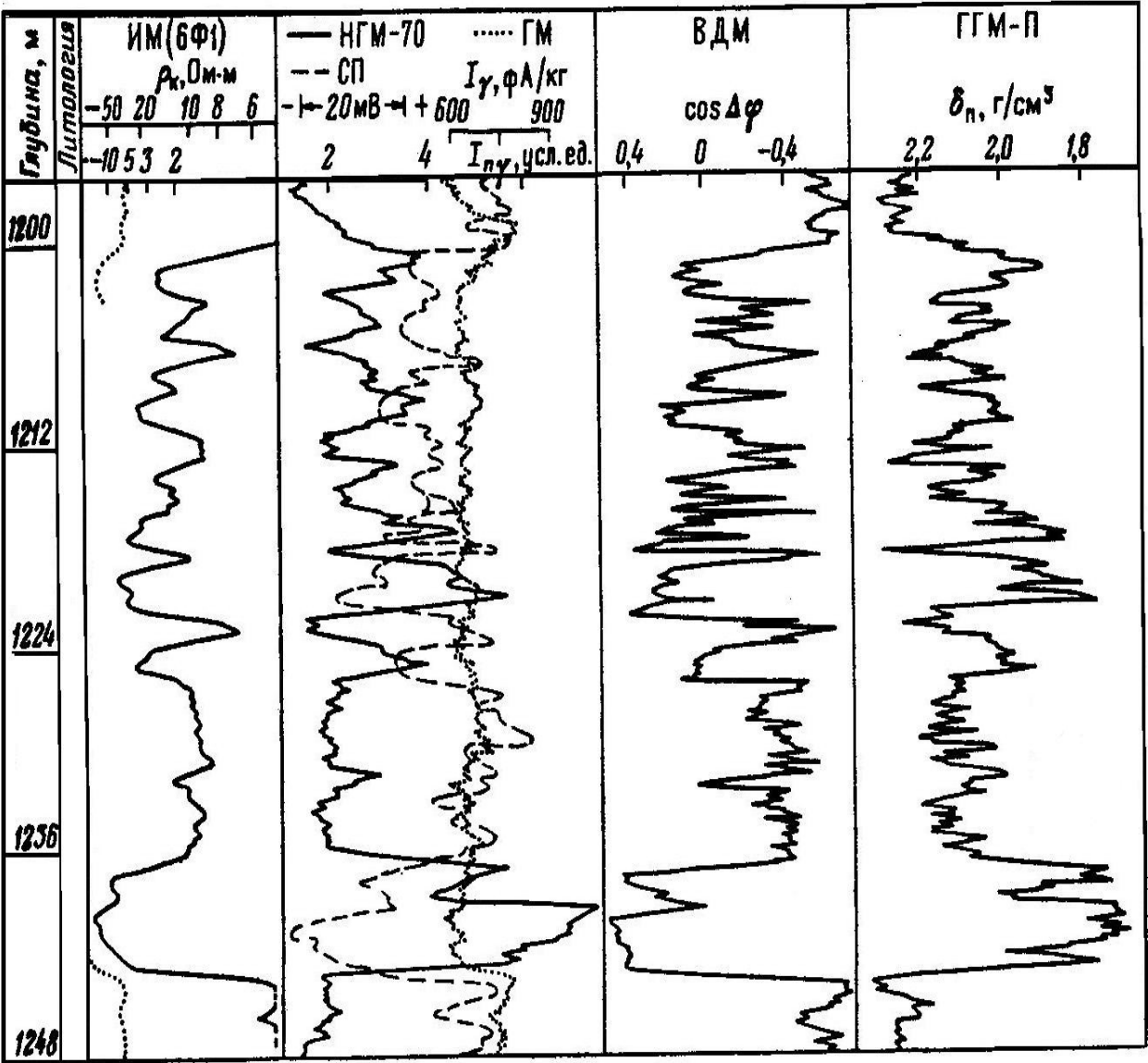


Рисунок 9.5- Диаграмма для работы

Рекомендуемая литература

Основная литература:

- Геофизические исследования скважин: Справочник мастера по промысловой геофизике / под ред. В.Г. Мартынов, Н.Е. Лазуткина, М.С. Хохлова. - М. : Инфра-Инженерия, 2009. - 960 с. - ISBN 978-5-9729-0022-0 ; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=144623>
- Карнаухова, М.Л. Современные методы гидродинамических исследований скважин: Справочник инженера по исследованию скважин : учебное пособие / М.Л. Карнаухова, Е.М. Пьянкова. - М. : Инфра-Инженерия, 2010. - 432 с. : табл., схем. - (Библиотека нефтегазодобытчика и его подрядчиков). - ISBN 978-5-9729-0031-2 ; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=144684>
- Попов, В.В. Геолого-технологические исследования в нефтегазовых скважинах : учебное пособие / В.В. Попов, Э.С. Сианисян ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Южный федеральный университет», Геолого-географический факультет. - Ростов-н/Д : Издательство Южного федерального университета, 2011. - 344 с. - ISBN 978-5-9275-0811-2 ; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=241183>

Дополнительная литература:

- Богданович Н.Н., Добрынин В.М. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике / под общ. Ред. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткиной, М.С.Хохловой. – М.: Инфа – инженерия, 2009.-960с.
- Латышова, М. Г. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС : учеб. пособие / М. Г. Латышова, В. Г. Мартынов, Т. Ф. Соколова ; РГУ нефти и газа. - Москва : Недра, 2007. - 326 с. : ил. - (Приоритетные национальные проекты. Образование). – Библио
- Добрынин, В. М. Петрофизика (физика горных пород) : учебник для вузов / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников. - М. : Нефть и газ ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. - 368 с. : ил. - Библиогр.: с. 355-357. - Предм. указ.: с.358-36
- Промысловая геофизика : учебник для вузов / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов, А. Н. Африкян ; под ред. В. М. Добрынина, Н. Е. Лазуткиной. - М. : Издательство "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. - 400 с. : ил. – Предм

Методическая литература:

- ЭКЛ по дисциплине «Комплексная интерпретация геофизических данных»
- МУ для выполнения лабораторных работ по дисциплине «Комплексная интерпретация геофизических данных»
- МУ для выполнения практических занятий по дисциплине «Комплексная интерпретация геофизических данных»

Интернет-ресурсы:

1. <http://eLibrary.ru/> - Научная электронная библиотека
2. wwwURL: <http://www.biblioclub.ru/> - Электронная библиотечная система «Университетская библиотека онлайн»
3. <http://ansatte.uit.no/webgeology/> сайт Университета Тромсё (Universiti of Tromsø), Норвегия
4. [http://www.gtokniga.org/inbo\[es – Геологический портал GeoKniga](http://www.gtokniga.org/inbo[es)
5. <http://oilcraft.ru/load/2> – нефтегазовый портал

Программное обеспечение

Для выполнения лабораторных работ по дисциплине необходимо иметь следующее программное обеспечение:

- Microsoft Office 2010
- ГеоПоиск

Материально-техническое обеспечение дисциплины

1. Проектор Acer PD527 D
2. Интерактивная доска Hitachi-Trio-77.1573*1180mm, US
3. Лаборатория промышленной геофизики НЗ06.
4. Скважинные приборы
5. Каротажные диаграммы
6. Палетки и номограммы

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

**Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ СТУДЕНТОВ ПО ОРГАНИЗАЦИИ
САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ПО ДИСЦИПЛИНЕ**

Комплексная интерпретация геофизических данных

Специальность

21.05.02 Прикладная геология

Специализация

Геология месторождений нефти и газа

Содержание

ВВЕДЕНИЕ		
1	Общая характеристика самостоятельной работы студентов при изучении дисциплины	
2	План-график выполнения самостоятельной работы	
3	Методические рекомендации по изучению теоретического материала	
4	Методические рекомендации по организации работы с литературой	
5	Критерии оценивания компетенций	

ВВЕДЕНИЕ

Современные стандарты подготовки специалистов предусматривают значительный объем внеаудиторной работы. Освоение программы курса предполагает получение, как теоретических знаний, так и формирование навыков практической работы. Поэтому самостоятельная работа в рамках курса ориентирована как на теоретический, так и на практический аспект.

Самостоятельная работа студентов – это выполнение теоретических и практических заданий студентами по усвоению изучаемой дисциплины «Комплексная интерпретация геофизических данных».

Дидактические цели самостоятельных занятий:

- формирование профессиональных умений;
- формирование умений и навыков самостоятельного умственного труда;
- мотивирование регулярной целенаправленной работы по освоению специальности;
- развитие самостоятельности мышления;
- формирование убежденности, волевых черт характера, способности к самоорганизации;
- овладение технологическим учебным инструментом.

Самостоятельная работа включает те разделы курса, которые не получили достаточного освещения на лекциях по причине ограниченности лекционного времени и большого объема изучаемого материала.

Методическое обеспечение самостоятельной работы дисциплине состоит из:

- 1) Определения учебных вопросов, которые студенты должны изучить самостоятельно;
- 2) Подбора необходимой учебной литературы, обязательной для проработки и изучения;
- 3) Поиска дополнительной научной литературы, к которой студенты могут обращаться по желанию, если у них возникает интерес в данной теме;
- 4) Определения контрольных вопросы, позволяющих студентам самостоятельно проверить качество полученных знаний;
- 5) Организации консультаций преподавателя со студентами для разъяснения вопросов, вызвавших у студентов затруднения при самостоятельном освоении учебного материала.

Самостоятельная работа студента – это особым образом организованная деятельность, включающая в свою структуру такие компоненты, как:

- уяснение цели и поставленной учебной задачи;
- четкое и системное планирование самостоятельной работы;
- поиск необходимой учебной и научной информации;
- освоение собственной информации и ее логическая переработка;
- использование методов исследовательской, научно-исследовательской работы для решения поставленных задач;
- выработка собственной позиции по поводу полученной задачи;
- представление, обоснование и защита полученного решения;
- проведение самоанализа и самоконтроля

1 Общая характеристика самостоятельной работы студентов при изучении дисциплины «Комплексная интерпретация геофизических данных»

Цель: ознакомить студентов с теоретическими и геологическими основами радиоактивных и ядерных методов бескерновой геологической документации разрезов скважин.

Задачи:

- ознакомление студентов с общими принципами и научными основами проведения исследований в открытом стволе скважины в процессе её строительства целью литологического расчленения разреза, определения подсчетных параметров и с целью установления качества изоляции заколонного пространства;
- ознакомление студентов с общими принципами и научными основами проведения исследований в колонне во время разработки месторождений и эксплуатации ПХГ в эксплуатационных, нагнетательных и наблюдательных скважинах с целью определения технического состояния эксплуатационной и технической колонны, выявления работающих интервалов, определения текущего ВНК и определения состава притока;
- ознакомление с техникой и технологией проведения исследований

Дисциплина относится к дисциплинам базовой части Б1.О.40. Её освоение происходит в 7 семестре.

Основными видами самостоятельной учебной деятельности студентов являются:

- 1) предварительная подготовка к аудиторным занятиям, в том числе и к тем, на которых будет изучаться новый, незнакомый материал.
- 2) своевременная доработка конспектов лекций;
- 3) подбор, изучение, анализ и при необходимости – конспектирование рекомендованных источников по учебным дисциплинам;
- 4) выяснение наиболее сложных, непонятных вопросов и их уточнение во время консультаций;
- 5) подготовка к контрольным занятиям и экзамену;
- 6) систематическое изучение периодической печати, научных монографий, поиск и анализ дополнительной информации по учебным дисциплинам.

Виды самостоятельной работы по дисциплине могут быть разделены на основные (аудиторные) и дополнительные (внеаудиторные).

Основные виды самостоятельной работы выполняются в обязательном порядке с последующим контролем результатов преподавателем, который проводит практические занятия в студенческой группе.

Дополнительные (внеаудиторные) виды самостоятельной работы выполняются по заданию преподавателя без его непосредственного участия.

Дополнительные виды самостоятельной работы по дисциплине рекомендуются тем студентам, которые наиболее заинтересованы в изучении этой дисциплины.

К основным (обязательным) видам самостоятельной работы студентов при изучении дисциплины относятся:

- а) самостоятельное изучение теоретического материала;
- б) подготовка к лабораторным работам
- в) подготовка к практическим занятиям
- г) подготовка к экзамену.

2 План-график самостоятельной работы студентов по дисциплине «Комплексная интерпретация геофизических данных»

Виды и содержание самостоятельной работы; формы их контроля

Вид деятельности студентов	Итоговый продукт самостоятельной работы	Средства и технологии оценки	Объем часов
Подготовка к лекциям	Конспект	Устный опрос	10

Подготовка к лабораторным работам	Отчет о выполненных работах	Защита отчетов	26
Итого за 9 семестр			36

3 Методические рекомендации по изучению теоретического материала

Самостоятельное изучение теоретического материала по дисциплине «Комплексная интерпретация геофизических данных» предусмотрено на всём протяжении курса. Такая работа сопровождает лекционные, практические и лабораторные занятия, промежуточный и итоговый контроль, и в то же время является отдельным видом самостоятельной работы студента.

Источниками для самостоятельного изучения теоретического курса по дисциплине выступают:

- учебники по предмету;
- курсы лекций по предмету;
- учебные пособия по отдельным темам;
- научные статьи в периодической геологической печати и рекомендованных сборниках;
- научные монографии.

В ходе лекций раскрываются основные вопросы в рамках рассматриваемых тем, делаются акценты на наиболее сложные и интересные положения изучаемого материала, которые должны быть приняты студентами во внимание. Материалы лекций являются основой для подготовки студентов к практическим занятиям.

Работа с конспектом лекций

Просмотрите конспект сразу после занятий. Отметьте материал конспекта лекций, который вызывает затруднения для понимания. Попытайтесь найти ответы на затруднительные вопросы, используя предлагаемую литературу. Если самостоятельно не удалось разобраться в материале, сформулируйте вопросы и обратитесь на текущей консультации или на ближайшей лекции за помощью к преподавателю.

Каждую неделю отводите время для повторения пройденного материала, проверяя свои знания, умения и навыки по контрольным вопросам и тестам. Умение студентов быстро и правильно подобрать литературу, необходимую для выполнения учебных заданий и научной работы, является залогом успешного обучения. Самостоятельный подбор литературы осуществляется при подготовке к семинарским, лабораторным занятиям, при написании курсовых работ, научных рефератов.

Выполнение СРС на занятиях с проверкой результатов преподавателем позволяет студентам усваивать изучаемый материал более глубоко, меняется отношение к лекциям, так как без понимания теории предмета, без хорошего конспекта трудно рассчитывать на успех в решении заданий. Это улучшает посещаемость как практических, так и лекционных занятий.

При подготовке к лекциям-беседам тема сообщается студентам заранее.

Участники дискуссии делятся на группы по 8 человек, в течение 10—15 мин подготавливают свой вариант решения проблемы. Следующим этапом дискуссии является выступление представителей от каждой группы из 8 человек и защиты своего варианта решения. В конце общего обсуждения ведущий подводит итоги дискуссии, дает оценку совместно найденного варианта решения.

4 Методические рекомендации по организации работы с литературой

Изучение и анализ литературных источников является обязательным видом самостоятельной работы студентов. Изучение литературы по избранной теме имеет своей задачей проследить характер постановки и решения определенной проблемы различными

авторами, аргументацию их выводов и обобщений, провести анализ и систематизировать полученный материал на основе собственного осмысления с целью выяснения современного состояния вопроса.

Проработка отобранного материала обязательно должна идти с одновременным ведением записей прочитанного и своих замечаний. Запись может иметь как форму конспекта, так и выписок, а также картотеку положений, тезисов, идей, методик, что в дальнейшем облегчит классификацию и систематизацию полученного материала. Такого рода записи являются лучшим способом накопления и первичной обработки материал, одной из обязательных форм организации умственного труда.

Планом удобно пользоваться при подготовке к устному выступлению по выбранной теме. Каждый пункт плана должен раскрывать одну из сторон избранной темы, а весь план должен охватывать ее целиком.

Тезисы предполагают сжатое изложение основных положений текста в форме утверждения или отрицания. Они являются более совершенной формой записей и представляют основу для дискуссии. К тому же их легко запомнить.

Аннотация – краткое изложение содержания – дает общее представление о работе.

Резюме кратко характеризует выводы, главные итоги источника.

Конспект является наиболее распространенной формой ведения записей.

Основную ткань конспекта составляют тезисы, дополненные доказательствами и рассуждениями. Конспект может быть текстуальным, свободным или тематическим. Текстуальный представляет собой цитатник с сохранением логики работы и структуры текста. Свободный конспект основан на изложении материала в том порядке, который более удобен автору. В этом смысле конспект представляет собрание воедино мыслей, разбросанных по всей книге. Тематический конспект может быть составлен по нескольким источникам, где за основу берется тема, интерпретируемая по-разному.

Экономия времени дает использование при записях различного рода сокращений, аббревиатуры и т.д. многие используют для регистрации исследуемых тем систему карточек. Преимущество карточек в том, что тема там излагается очень сжато, и они очень удобны в использовании, т.к. их можно разложить на столе, перегруппировать и без труда найти искомую тему.

5 Критерии оценивания компетенций

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- сформированность общеучебных умений;
- 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.