Федеральное агентство по образованию
Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М. Губкина

КАФЕДРА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ

Г.М.Золоева, Н.Е.Лазуткина

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС

Утверждено Ученым Советом
РГУ НГ им. акад. И.М.Губкина
в качестве учебного пособия

для филиала РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина
в городе Ташкенте
(Республика Узбекистан)

Москва 2007 г.

УДК 550.83

Г.М.Золоева, Н.Е.Лазуткина. Интерпретация данных ГИС. Учебное пособие, М., РГУ НГ им.акад.И.М.Губкина, 2002, - 119 с.

Учебное пособие «Интерпретация данных ГИС» предназначено для студентов, обучающихся по специальности 080500 «Геология нефти и газа» и является продолжением дисциплины «Геофизические исследования скважин». Издание является полезным также для работников интерпретационных служб производственных и научно-исследовательских организаций.

В пособии рассмотрены основы теории и ряд методик комплексной и обобщающей интерпретации данных стандартного и расширенного комплексов геофизических исследований разрезов нефтегазовых скважин. Для освоения пособия требуется предварительное изучение физических основ и методик индивидуальной интерпретации данных методов ГИС.

Издание включает графические приложения: диаграммы ГИС в разрезах нефтегазовых скважин, палетки и номограммы для рассмотренных методик интерпретации.

Рецензент: к. г.-м. н., доц. кафедры ГИС В.Н.Черноглазов,
к. г.-м. н. Н.Л.Позина (УИЦ РГУ НГ им.акад.И.М.Губкина)

ВВЕДЕНИЕ

Дисциплина «Интерпретация данных ГИС» знакомит студентов с основами теории и методики комплексной и обобщающей интерпретации результатов геофизических исследований скважин, проводящейся с целью получения наиболее полного представления о геологическом разрезе скважины, вскрытых ею полезных ископаемых и их содержании, о характере геологического строения изучаемого района.

Задачами дисциплины являются - изучение петрофизических моделей коллекторов нефти и газа, алгоритмов комплексной количественной интерпретации данных ГИС, изучение свойств геологического разреза по данным геолого-технологических исследований скважин в процессе бурения, ознакомление с методами контроля разработки нефтяных и газовых месторождений.

Комплексная геологическая интерпретация диаграмм различных геофизических методов исследования скважин предусматривает на основе комплексного изучения физических свойств горных пород решение задачи установления их литологии, выделения коллекторов и определения их коллекторских свойств в разрезах изучаемых скважин, выявления полезных ископаемых и оценки их содержания.

Обобщающая интерпретация данных ГИС по ряду скважин, расположенных в пределах изучаемой территории, позволяет изучить геологическое строение продуктивной залежи, выявить характер изменения литологии и толщин отдельных геологических подразделений, изменений коллекторских свойств, нефте- и газонасыщения пород по площади, произвести подсчет удельного нефтегазосодержания на основе использования результатов комплексной интерпретации.

Дисциплина «Интерпретация данных ГИС» изучается на основе знаний, полученных при прохождении ранее курсов «Геофизические исследования скважин», общей геологии, минералогии, петрографии осадочных пород и физико-математических дисциплин.

В результате изучения дисциплины студент должен

Знать:

- петрофизические модели «простых» (межзерновых) и сложных коллекторов нефти и газа;
- алгоритмы комплексной количественной интерпретации данных ГИС при оценке параметров к подсчету запасов углеводородов;
- принципы построения модели резервуара по данным ГИС и детальной сейсморазведки;

- теоретические основы методов контроля разработки нефтяных и газовых месторождений.

Овладеть:

- способами оценки подсчетных параметров (эффективных толщин, пористости, нефтегазонасыщенности) по комплексу геофизических данных в «простых» и сложных коллекторах нефти и газа;
- способами обработки и анализа результатов геолого-технологических исследований;
- методами и способами интерпретации данных ГИС-контроля.

Уметь:

- использовать геофизическую информацию для определения объема резервуара – объекта разработки нефти и газа;
- определять плотность (линейных) запасов нефти и газа по данным ГИС;
- применять полученные знания для построения моделей резервуара по данным ГИС и детальной сейсморазведки.

Прохождение курса предусматривает выполнение студентами лабораторных, самостоятельных и контрольных работ, необходимых для закрепления знаний, полученных на лекциях.

Дисциплина изучается в 9-ом семестре: лекции – 15 часов (1 час в неделю), лабораторные работы – 30 часов (2 часа в неделю). Вид итогового контроля – зачет.

ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ ОСАДОЧНОГО РАЗРЕЗА ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСА ГИС. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ПРИЗНАКИ ОСНОВНЫХ ТИПОВ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД.

ЦЕЛЬ РАБОТЫ. Геологическая документация разрезов скважин – составление детального геологического разреза по данным комплекса ГИС. Определение глубин залегания границ и толщин пластов в скважинах различной конфигурации (вертикальных, наклонно-горизонтальных).

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

Расчленение разрезов скважин по методам ГИС основано на знании физических свойств пород и определяющих их геофизических параметров. Литологическую характеристику пород устанавливают по сумме признаков, выявленных на диаграммах различных геофизических методов. Следует, однако, иметь в виду, что существующие методы ГИС часто дают одинаковые признаки пород разного литологического состава. Поэтому при решении данной задачи необходимо использовать весь комплекс геолого-геофизических исследований.

Наиболее уверенно литология пород по данным ГИС определяется в разрезах, сложенных однотипными породами (терригенными, карбонатными, гидрохимическими). В разрезах, представленных породами различного литологического состава на первом этапе строят условную геологическую колонку по физическим признакам, которую в дальнейшем уточняют, привлекая результаты описания, петрографических и петрофизических исследований образцов.

При составлении литологического разреза скважины можно использовать информацию об основных физических признаках пород, приведенных в таблице 1. Данная таблица составлена для наиболее ярко выраженных типов пород и коллекторов с межзерновой пористостью при условии вскрытия разреза на пресной промывочной жидкости ($\rho_ф > \rho_п$).

Анализ признаков, приведенных в табл.1, показывает, что в терригенно-карбонатном разрезе достаточно уверенно по геофизическим данным можно выделить глины, глинистые сланцы и плотные карбонатные породы.

При качественных замерах микрозондов хорошо выделяются пласты-коллекторы с развитой межзерновой пористостью, которые могут быть представлены как терригенными, так и карбонатными породами.

С уплотнением осадочных пород и уменьшением их пористости задача установления литологии пластов становится сложной, так как породы, различные по литологическому составу могут иметь похожую геофизическую

Таблица 1. Характеристика основных типов осадочных пород по данным стандартного комплекса геофизических методов (пресный глинистый раствор)

Породы	Методы сопротивления $\rho_к$	Метод СП $U_{сп}$	Микрозонды $\rho_к^{мгз}$ $\rho_к^{мпз}$	Гамма-метод I_γ	Нейтронные методы $I_{нт}$, $I_{нк}$	Плотностной гамма-гамма метод $I_{\gamma\gamma}$	Акустический метод $\Delta T_п$	Метод продолжительн. проходки $\tau_{пр}$	Кавернограмма d_c
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Глины	Низкое. Повышается в известковистых глинах и очень глубоком их залегании	Положительные (максимальные). Увеличиваются с ростом дисперсности глины.	Низкие, совпадающее для микрозондов разной длины. В кавернах (d_c >0,2 м) $\rho_к \approx \rho_п$	Максимальные	Максимальные	Высокие, реже сред. Наблюдается существенное влияние диаметра скважины.	Высокие. Заметно убывают с увеличением глубины залегания глин	Низкая	$d_c > d_д$
Глинистые сланцы	Низкое и среднее	Положительные	Средние, совпадающие для микрозондов разной длины	Повышенные, высокие. Тем выше чем более дисперсны, глубоководны и битуминозны глинистые сланцы	Низкие и средние	Средние	Высокие. Убывают с увеличением плотности сланцев	Низкая и средняя	$d_c \approx d_q$

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Мергели	Среднее и высокое. Увеличивается с возрастанием плотности и известковистости.	Положительные (максимальные) Возможно уменьшение при большом содержании карбонатного материала	Высокие и средние, совпадающие для микрозондов разной длины	Повышенные. Понижаются в доломитизированных мергелях	Средние	Пониженные. Тем больше, чем больше карбонатного материала	Средние и повышенные в рыхлых мергелях	Средняя в рыхлых мергелях Высокая в плотных	$d_c \approx d_д$
Пески, песчаники, высокопористые карбонатные коллекторы, насыщенные высокоминерализованной водой	Низкое	Отрицательные (минимальные). Тем более отрицательны, чем менее глинисты и сцементированы.	Средние, не совпадающие для микрозондов разной длины. $\rho_к^{мин} > \rho_к^{мин}$	Низкие и средние. Увеличиваются по мере возрастания степени глинистости	Средние	Средние и повышенные. Увеличиваются с увеличением пористос-ти	Средние	Низкая в песках, средняя в песчаниках и карбонатах	$d_c < d_д$
Пески, песчаники, высокопористые карбонатные коллекторы, насыщенные нефтью с небольшим содержанием остаточной воды	Среднее и высокое	То же	То же	То же	То же	То же	То же	То же	То же

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Пески, песчаники, высокопористые карбонатные коллекторы, насыщенные газом с неболь-шим содержанием остаточной воды	То же	То же	То же	То же	Максимальные	То же	То же	То же	То же
Карбонатные, низкопористые, чистые	Высокое	Отрицательные (минимальные)	Максимальные, совпадающие для микрозондов разной длины, резко меняющиеся	Минимальные	Максимальные	Низкие	Низкие	Высокая	$d_c = d_д$
Карбонатные, низкопористые. Глинистые	То же	Положительные (максимальные)	То же	Средние	Средние	То же	То же	То же	То же

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ангидриты	Максимальное	Отрицательные (минимальные)	Максимальные, резко меняющиеся	Минимальные	Максимальные	Минимальные	То же	То же	То же
Гипсы, сильно загипсованные породы	То же	То же	То же	То же	Минимальные	Повышенные	То же	Средняя	То же
Галит (каменная соль)	То же	То же	Минимальные при $d_c >> d_д$	Очень низкие	Показания меняются от средних до высоких с изменением d_c	То же	Повышенные	Низкая и средняя	$d_c = d_д$ при предельном насыщении раствора солью. Во всех остальных случаях $d_c > d_д$
Сильвин (калийная соль)	То же	То же	То же	Аномально высокие	То же	То же	То же	То же	То же

характеристику. Так, например, мало отличаются друг от друга низкопористые песчаники и алевролиты, основная масса известняков и доломитов.

Увеличение песчанистости глины приводит к ее уплотнению, увеличению удельного сопротивления и уменьшению вероятности образования каверны.

С другой стороны, увеличение глинистости в продуктивном песчанике существенно снижает его сопротивление, уменьшает амплитуду СП и увеличивает показания гамма-метода.

В случае, если разрез представлен породами сложного минерального состава, с различными типами коллекторов и насыщающих их флюидов, построение литологической колонки возможно лишь на основании количественной интерпретации геофизических данных с привлечением геологической информации об изучаемом разрезе.

При составлении разрезов скважин, вскрывших гидрохимические осадки, важная роль принадлежит методам рассеянного гамма-излучения (ГГМ-П, ГГМ-С) и акустическому, которые позволяют более уверенно выделять в разрезах скважин ангидриты, гипсы и соли по характерным для них константам (см.табл.2).

При составлении литолого-стратиграфической колонки скважины большое значение имеют данные анализов керна, шлама и образцов пород, отобранных скважинными керноотборниками и боковыми грунтоносами. Особое внимание уделяется палеонтологическим определениям, на основании которых устанавливается возраст пород.

Таблица 2.

Значения минералогической плотности, интервального времени и эффективного атомного номера для основных породообразующих минералов

Минерал	$\sigma_{тв}$, г/см^3	$\Delta T_п$, мкс/м	$Z_{эф}$
Кальцит	2,71	155	15,14
Доломит	2,87	142	13,12
Кварц	2,65	164	11,58
Ангидрит	2,96	164	15,60
Гипс	2,32	172	14,55
Галит	2,50	208	15,19

Положение границ пластов и их толщин в разрезе скважины устанавливают по правилам, сформулированным для каждого геофизического метода. Предпочтение отдается методу, который наиболее четко фиксирует изучаемый объект.

Если угол встречи пласта со скважиной отличается от 90°, истинную толщину пласта рассчитывают по формуле

$$h = h_{ф} [\cos\delta \cos\alpha - \sin\delta \sin\alpha \cos(\theta - \varphi)],$$

где $h_{ф}$ - толщина наклонно залегающего пласта, измеренная в направлении искривления скважины; δ - угол искривления скважины; α - угол падения пласта; θ - азимут падения пласта; φ - азимут искривления скважины.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Назовите комплекс геофизических признаков, позволяющих выделять в разрезе скважины различные типы терригенных пород
2. Назовите комплекс геофизических признаков, позволяющих выделять в разрезах скважины различные типы карбонатных пород.
3. Какими признаками на диаграммах геофизических методов характеризуются гидрохимические осадки?
4. Какими показаниями характеризуются глинистые пласты на диаграммах: а)гамма-метода? б)стационарных нейтронных методов? в)методов КС?
5. Какими показаниями характеризуются плотные пласты на диаграммах нейтронных методов?
6. Какие горные породы отмечаются низкими показаниями $I_{\gamma\gamma}$ на диаграммах гамма-гамма-плотностного метода?
7. Какие горные породы отмечаются высокими показаниями на диаграммах градиент-зондов с АО>3м?
8. Изложите способы определения глубины залегания, границ и толщин пластов.

ЗАДАЧИ

1. Терригенно-карбонатный разрез. Отложения представлены песчаником кварцевым, известняками, глинами, алевролитами. Коллекторами являются песчаники. Для проведения литологического расчленения разреза заполните таблицу, используя значения «высокие», «низкие», «средние». Какими породами на рис.1а,б приложения 1 представлены пласты, обозначенные буквами А, В, С?

Горные породы	ДС	КС	ПС	МКЗ	ГМ	НГМ
Песчаники кварцевые нефтенасыщенные						
Песчаники кварцевые водонасыщенные						
Известняки плотные неглинистые						
Глины размытые						
Алевролиты (неразмытые)						

2. Проведите литологическое расчленение терригенно-карбонатного разреза, представленного на рис.2 приложения 1.

3. Отложения представлены: известняками, глинами, полимиктовыми песчаниками, встречаются гидрохимические осадки (галит, ангидрит); продуктивными являются полимиктовые песчаники (содержащие глауконит и калиевые полевые шпаты). Комплекс ГИС включает кавернометрию, электрометрию (КС, ПС), радиометрию (ГМ, НГМ, ГГМ).

Заполните таблицу, используя значения: "высокие", "низкие", "средние"

Горные породы	ДС	КС	ПС	ГМ	НГМ	ГГМ
Песчаник полимиктовый нефтенасыщенный						
Известняк плотный неглинистый						
Галит (соль NaCl)						
Ангидрит						
Глины						

4. Какими породами на рис.3 приложения 1 представлены пласты, обозначенные буквами A, B, C, D, E, F, G, H?

1) песчаник нефтенасыщенный
2) песчаник водонасыщенный
3) глины размытые
4) глинистые уплотненные породы
5) известняк
6) известняк глинистый

5. На рис.4 приложения 1 представлена компонентная модель терригенно-карбонатных отложений и приведены диаграммы гамма-метода, ГГМ-С ($Z_{эфф}$), нейтронной пористости $K_{п,н}$ (по известняку) и пористости, определенной по данным ГГМ-П с учетом литологического состава пород. Установите литологию пород, обозначенных на рисунке цифрами 1, 2, 3.

ВЫДЕЛЕНИЕ МЕЖЗЕРНОВЫХ ГИДРОФИЛЬНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В ТЕРРИГЕННОМ И КАРБОНАТНОМ РАЗРЕЗАХ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

ЦЕЛЬ РАБОТЫ. Овладение различными способами выделения межзерновых коллекторов по данным ГИС с использованием качественных и количественных признаков. Разделение коллекторов на продуктивные и водоносные, продуктивных на нефте- и газоносные.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

Выделение продуктивных коллекторов в разрезе скважины осуществляется в два этапа. На первом этапе непосредственно выделяют коллекторы, на втором – оценивают характер их насыщения.

Способы выделения коллектора зависят от его типа, свойств применяемой промывочной жидкости (растворы на водной РВО и нефтяной РНО основах). Учитываются также условия проведения измерений ГИС – в открытом или обсаженном стволе скважины.

Наиболее разработаны способы выделения межзерновых продуктивных коллекторов в скважинах, пробуренных на РВО.

Выделение коллекторов

Межзерновый коллектор в терригенном и карбонатном разрезах выделяют по его качественным и количественным признакам.

Качественные признаки межзернового коллектора связаны с проникновением фильтрата промывочной жидкости в породу, которое приводит к образованию глинистой корки на границе скважина-пласт и формированию зоны проникновения фильтрата.

Прямыми качественными признаками коллектора являются:

1) сужение ствола скважины против пласта-коллектора, отмечаемое на кавернограмме, профилеграмме или коркограмме;
2) превышение показаний микропотенциал-зонда $\rho_к^{мпз}$ над показаниями микроградиент-зонда $\rho_к^{мгз}$;
3) наличие радиального градиента сопротивления, устанавливаемого путем сравнения показаний разноглубинных зондов метода сопротивлений;
4) изменение показаний электрических и других методов ГИС против пластов-коллекторов при проведении повторных замеров (временные исследования).

Все эти признаки надежны, если скважина бурилась на пресном глинистом растворе ($\rho_р$ при 20° больше 0,5 ом.м) с низкой водоотдачей (не более 5-6 см^3/30 мин) и минимальных репрессиях на пласт. При оптимальной водоотдаче толщина глинистой корки не должна превышать 1-2 см.

При бурении на технической воде корка в коллекторах отсутствует, если в разрезе скважины нет пластов глин; при наличии в разрезе глин техническая вода приобретает свойства плохого глинистого раствора (с высокой водоотдачей), что приводит к образованию очень толстой корки. В этих условиях реализация первого и второго признаков затруднена. В случае толстой глинистой корки различие $\rho_к^{мп}$ и $\rho_к^{мгз}$ незначительно или отсутствует, поскольку с помощью обоих зондов исследуют корку.

При бурении на минерализованном растворе ($\rho_р$ < 0,2 омм) показания $\rho_к^{мпз}$ и $\rho_к^{мгз}$ также отличаются несущественно или одинаковы из-за близости значений удельных сопротивлений глинистой корки $\rho_{гк}$ и промытой части пласта $\rho_{пп}$.

Радиальный градиент сопротивления в коллекторе связан с наличием в нем зоны проникновения, удельное сопротивление которой в большинстве случаев отличается от удельного сопротивления неизмененной проникновением части пласта. Удельное сопротивление коллектора изменяется от удельного сопротивления промытой зоны, расположенной непосредственно у стенок скважины до величины $\rho_п$. В случае понижающего проникновения, характерного для слабоглинистых продуктивных коллекторов - $\rho_{пп} < \rho_п$, при повышающем проникновении в водоносных и глинистых продуктивных коллекторах - $\rho_{пп} > \rho_п$.

Наличие радиального градиента сопротивления устанавливают путем сравнения показаний однотипных зондов с разным радиусом исследования (например, градиент зондов различного размера), разноглубинных экранированных и индукционных зондов. Радиальный градиент сопротивления определяется также в результате количественной интерпретации БЭЗ (повышающее или понижающее проникновение фильтрата ПЖ).

Отсутствие радиального градиента сопротивления в коллекторе возможно при очень глубоком проникновении фильтрата промывочной жидкости. В данном случае зонды с малым и большим радиусом исследования исследуют только зону проникновения, поэтому их показания практически не различаются.

Повторные замеры методами ГИС, выполняемые через различное время после вскрытия разреза бурением, проводят по определенной программе в оценочных или базовых скважинах. Их относят к разряду специальных

исследований. Они позволяют выделять в разрезах скважины коллекторы в интервалах изменения показаний ГИС во времени, что является следствием формирования или расформирования во времени зоны проникновения. Более подробно о специальных исследованиях ГИС будет изложено ниже (см. лабораторную работу № 3).

Выделение коллекторов по количественным критериям основано на следующих представлениях.

1. В конкретном разрезе породы-коллекторы отличаются от вмещающих пород-неколлекторов величинами пористости, проницаемости, глинистости и связанных с ними значениями геофизических параметров.
2. Для изучаемого разреза существуют граничные значения (или узкий диапазон граничных значений) указанных параметров, которые делят породы на коллекторы и неколлекторы.

Сравнивая показания каждого геофизического метода пористости (НМ, ГГМ-П, АМ) или глинистости (ПС, ГМ) с его граничным значением, либо коэффициент пористости $K_п$ или глинистости $K_{гл}$, определенный по данным ГИС, с соответствующим граничным значением $K_{п.гр}$ или $K_{гл.гр}(\eta_{гл.гр})$ можно установить наличие коллектора или неколлектора.

Граничное значение каждого параметра определяют статистически на основе совместного анализа данных ГИС, керна и результатов испытаний интервалов с однозначной геофизической характеристикой, представленных разными породами (статистический способ) и по петрофизическим исследованиям на представительной коллекции образцов изучаемого геологического объекта (петрофизический способ). Для петрофизического обоснования граничных значений параметра коллектора применяют способы, основанные на использовании корреляционной связи параметра, граничное значение которого требуется установить, с коэффициентом проницаемости $K_{пр}$ или коэффициентом остаточной водонасыщенности $K_{во}$.

Если для изучаемого объекта известны граничные $K_{пр.гр}$ или $K_{во.гр}$, то используя корреляционную связь с $K_{пр}$ (или $K_{во}$) соответствующего геофизического параметра, коэффициента пористости или глинистости, находят граничное значение данного параметра.

В дальнейшем для выделения коллекторов могут использоваться либо методы пористости, либо методы глинистости. Зная граничное значение геофизического параметра ($\Delta J_{нг}^*$, $\Delta T_п^*$, $\alpha_{сп}^*$, ΔJ_γ^* и т.д.), проводят на диаграмме соответствующего метода ГИС линию, которая делит породы в исследуемом разрезе на коллекторы и неколлекторы.

В терригенном разрезе, где пористость и проницаемость коллекторов зависят от глинистости, для выделения коллекторов используют методы СП и

ГМ. В случае, если в таком разрезе имеются пласты, содержащие неактивный силикатный или карбонатный цемент, для выделения коллекторов необходимо привлечь методы пористости (НГМ, ННМ, ГГМ-П, АК).

Диаграммы СП в терригенном разрезе служат для выделения как кварцевых, так и полимиктовых коллекторов. Диаграммы ГМ служат в основном для выделения кварцевых или преимущественно кварцевых терригенных коллекторов. Для обнаружения полимиктовых коллекторов диаграммы ГМ используют только в случае отсутствия или незначительного присутствия в скелете песчаников и алевролитов зерен калиевых полевых шпатов.

В карбонатном разрезе при выделении коллекторов предпочтение отдается методам пористости.

Выделение межзерновых коллекторов по качественным и количественным признакам дает практически одинаковые результаты при наличии оптимальных условий реализации качественных признаков и обоснованных количественных критериев коллектора.

Единственным методом ГИС, позволяющим получить прямую информацию о коллекторе, является метод ядерного магнитного резонанса (ЯММ). Получаемая в результате интерпретации кривых сигнала свободной прецессии (ССП) величина индекса свободного флюида (ИСФ) тождественна коэффициенту эффективной пористости $К_{п.эф}$. Поэтому все аномалии на диаграмме ИСФ, превышающие уровень помех, соответствуют коллекторам с любой геометрией пор (ИСФ > 1 %).

Дополнительную информацию о наличии коллекторов в разрезе скважин можно получить по данным методов геолого-технологического контроля (ГТИ) и гидродинамических исследований аппаратурой АИПД, разработанной на основе опробователя пластов на кабеле.

Среди методов ГТИ наибольшее значение для выделения коллекторов как межзерновых, так и сложных, имеют два: фильтрационный (ФМ) и детальный механический метод (ДММ). По диаграмме ФМ выделяют все пласты, поглощающие промывочную жидкость в процессе бурения. Количество жидкости, поглощаемое при бурении 1 м разреза, позволяет судить о фильтрационных свойствах коллектора. На диаграмме ДММ коллекторы выделяются аномалиями повышенной скорости или пониженной продолжительности бурения.

Аппаратура АИПД позволяет выделять пласты-коллекторы по величинам эффективной проницаемости, устанавливаемым в процессе количественной обработки результатов измерений в скважине.

Определение характера насыщения коллекторов

Скважина пробурена на РВО. Характер насыщения межзернового коллектора в терригенном и карбонатном разрезах устанавливают способом критических значений параметров $\rho_{п.кр}$, $P_{н.кр}$, $K_{в.кр}$.

Предварительно в результате количественной интерпретации методов сопротивления и пористости для пласта-коллектора определяют удельное сопротивление неизмененной части пласта $\rho_п$, удельное сопротивление $\rho_{вп}$ при полной насыщенности его водой и параметр насыщения $P_н = \rho_п/\rho_{вп}$.

В дальнейшем сравнивают $\rho_п$ и $\rho_{вп}$. Если $\rho_п \approx \rho_{вп}$ - коллектор водоносный. При $\rho_п > \rho_{вп}$ коллектор содержит нефть или газ. Для установления промышленной продуктивности коллектора величины $\rho_п$, $P_н$, а также значение коэффициента водонасыщенности $K_в$, найденное в соответствии с вычисленным $P_н$, сравнивают с граничными (критическими) значениями $\rho_{п.кр}$, $P_{н.кр}$, $K_{в.кр}$, известными для изучаемого класса коллекторов данного месторождения. Если $\rho_п > \rho_{п.кр}$, $P_н > P_{н.кр}$, $K_в < K_{в.кр}$, то коллектор продуктивный, рекомендуется к испытанию и из него будет получен безводный (или с небольшим количеством воды до 5%) приток нефти или газа. Если $\rho_п < \rho_{п.кр}$, $P_н < P_{н.кр}$, $K_в > K_{в.кр}$, - коллектор непромышленно продуктивный, при испытании он даст приток нефти или газа с водой, воду с пленкой нефти или разгазированную воду.

Критические значения параметров для данного типа коллекторов устанавливают:

а) на основе статистического анализа значений $\rho_п$, $P_н$, $K_в$ по большому числу испытанных нефтегазоносных и непродуктивных коллекторов;

б) на основе петрофизических связей, полученных в лаборатории для изучаемых коллекторов, между параметрами $P_н$ и $\rho_п$, фазовой проницаемостью для нефти $K_{пр.н}$ и воды $K_{пр.в}$, коэффициентами нефте- ($K_н$) и водонасыщенности $K_в$.

На рис.1 приведена зависимость $P_н = f(K_в)$ для чистого песчаного коллектора [10].

По кривым относительной фазовой проницаемости установлены три характерных интервала значений $K_в$:

1) область однофазного течения нефти при $K_{в.св} < K_в < K_в^*$;
2) область двухфазного течения при $K_в^* < K_в < K_в^{**}$;
3) область однофазного течения воды при $K_в^{**} < K_в < 1$.

Величина $K_{в.св}$ характеризует минимально возможную для данного коллектора водонасыщенность.

Значения $K_{в.кр}$ и $P_{н.кр}$ соответствуют точке пересечения кривых $K_{пр.н} = f(K_в)$ и $K_{пр.в} = f(K_в)$ на графике фазовых проницаемостей.

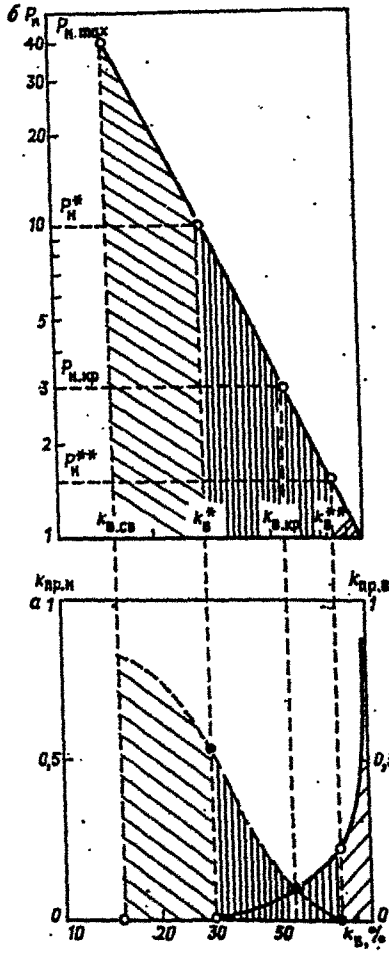
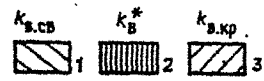


Рис.1. Зависимости $K_{пр.н} = f(K_н)$ и $K_{пр.в} = f(K_в)$ (а); $P_н = f(K_в)$ (б): 1,2,3 – области течения нефти (1), нефти с водой (2), воды (3).



В качестве критических значений используют значения $K_{в.кр} = K_в^*$, $P_{н.кр}=P_н^*$, $\rho_{н.кр} = \rho_н^*$. В случае $K_в < K_в^*$, $P_н>P_н^*$, $\rho_н>\rho_н^*$ коллектор при испытании дает приток чистой нефти или газа. Более мягким является критерий $K_{в.кр} = K_в^* + \Delta K_в$, где $\Delta K_в^* = 0.02 - 0.05$ и соответствующий ему критерий $P_{н.кр}$. В этом случае при $K_в < K_{в.кр}$, $P_н>P_{н.кр}$ и $\rho_н>\rho_{н.кр}$ возможно

получение как безводного притока нефти или газа, так и притока углеводородов с небольшим содержанием воды. В межзерновых коллекторах с большим диапазоном изменения пористости для оценки характера насыщения можно использовать палетку, приведенную на рис.2 [11]. Поле палетки разделено на две области – неколлекторов (А) и коллекторов (Б) по величине граничного значения пористости $К_{п.гр}$.

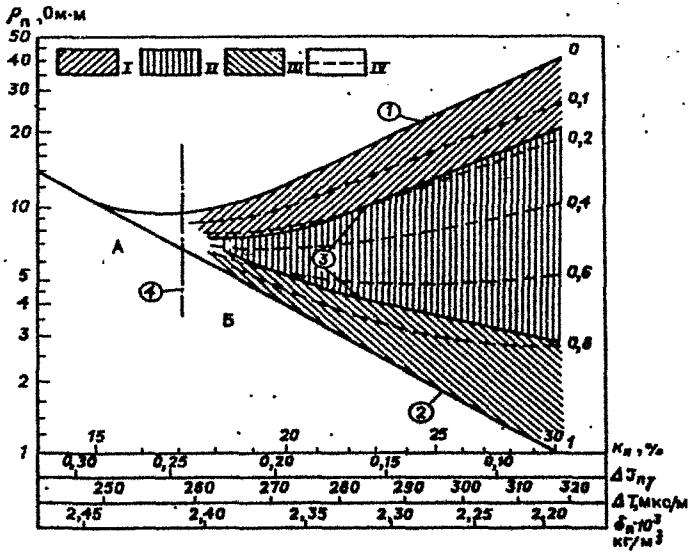


Рис.2. Кривые зависимости $Р_н=f(К_п)$, используемые для оценки продуктивности коллекторов. Шифр кривых - $\overline{K_e}$.

Цифры в кружках: 1- $\rho_{п\,max}=f(К_п)$; 2 - $\rho_{вн} = f f К_п)$; 3 - $\rho_п^* = f(К_п)$ и $\rho_п^{**}=f(К_п)$; 4 – граница «коллектор-неколлектор», соответствующая Кп.гр; I - область безводной нефти; II - двухфазная область нефти с водой; III - область воды; IY - кривые $\rho_н = f(К_н)$ для коллекторов с разной глинистостью.

В области коллекторов находится семейство графиков $\rho_п=f(К_п)$, построенных на основе комплексного анализа связей $Р_н$ - $К_н$, $Р_н$ – $К_в$, $К_{во}$ – $К_п$, $К_{пр.н}(К_{пр.г})$ – $К_в$, $К_{пр.в}$ – $К_в$.

Зависимости $\rho_н = f(К_н)$ построены для разных величин коэффициента относительной водонасыщенности.

$$\overline{K_в}=\frac{K_в-K_{во}}{1-K_{во}}$$

Величина $K_в$ изменяется от 0 для предельно нефтегазонасыщенных коллекторов до 1 для полностью водонасыщенных коллекторов.

Зависимость $\rho_{п.макс}=f(K_п)$ соответствует предельно нефтегазонасыщенному коллектору. Зависимость $\rho_{вп} = f(K_п)$ – полностью водонасыщенной породе. Графики $\rho_п^* = f(K_п)$ и $\rho_п^{**} = f(K_п)$ построены на основе анализа кривых относительной фазовой проницаемости. Для определения характера насыщенности и прогноза результатов испытания коллектора точку с координатами $\rho_п$, $K_п$, соответствующую анализируемому пласту, наносят на график (рис.2). Область, в которой окажется точка, определяет характер насыщенности коллектора и позволяет дать прогноз результатов испытания.

В случае, если изучаемый объект представлен совокупностью нескольких классов коллекторов с характерными для них значениями $K_п$, $K_{пр}$, $K_{гя}$, для оценки характера насыщения коллекторов определенного класса необходимо располагать семейством зависимостей $P_н = f(K_в)$, дифференцированных по какому либо параметру ($\alpha_{сп}$, $K_{пр}$, $\eta_{гя}$ и т.п.). Пример такой палетки приведен на рис.3 [11]. Классы коллекторов характеризуются средним значением относительной амплитуды СП - $\alpha_{сп}$. Каждая зависимость $P_н = f(K_в)$ является результатом осреднения ряда экспериментальных графиков $P_н=f(K_в)$, относящихся к одному и тому же классу коллекторов. Семейство зависимостей $P_н = f(K_в)$ дополнено графиком $P_{н.пред} = f(K_{в.св})$, который описывает коллекторы в зоне предельного насыщения нефтью или газом, и кривыми $P_н^* = f(K_в)$ и $P_н^{**}=f(K_в^{**})$, разделяющими координатное поле на зоны, соответствующие однофазному течению жидкостей (П) и однофазному течению воды (Ш). Прогноз результатов испытания коллектора по данным ГИС зависит от области, в которую попадает точка с координатами $P_н$, $K_в$ или $P_н$, $\alpha_{сп}$, характеризующими исследуемый пласт.

Способ нормализации (функциональных преобразований) выделения продуктивных коллекторов. В основу способа положена идея сопоставления значений $\rho_п$, определяемых по данным электрических методов, и расчетных значений $\rho_{вп}$ водоносной породы непрерывно по изучаемому участку разреза.

Способ реализуется в двух вариантах.

1. В исследуемом разрезе проводят попластовую или непрерывную поточечную интерпретацию диаграмм методов сопротивлений и методов пористости, в результате которой строят графики $\rho_п = f$ (H) и $\rho_{вп} = f$ (H), где H – глубина залегания пласта (точки). Полученные графики совмещают

накладывая один на другой. В неколлекторах и водоносных пластах значения $\rho_п$ и $\rho_{вл}$ совпадают или близки, в продуктивных коллекторах $\rho_н > \rho_{вп}$. Следует иметь ввиду, что при глубоком повышающем проникновении в водоносных коллекторах будет также наблюдаться превышение показаний $\rho_п$ над $\rho_{вп}$.

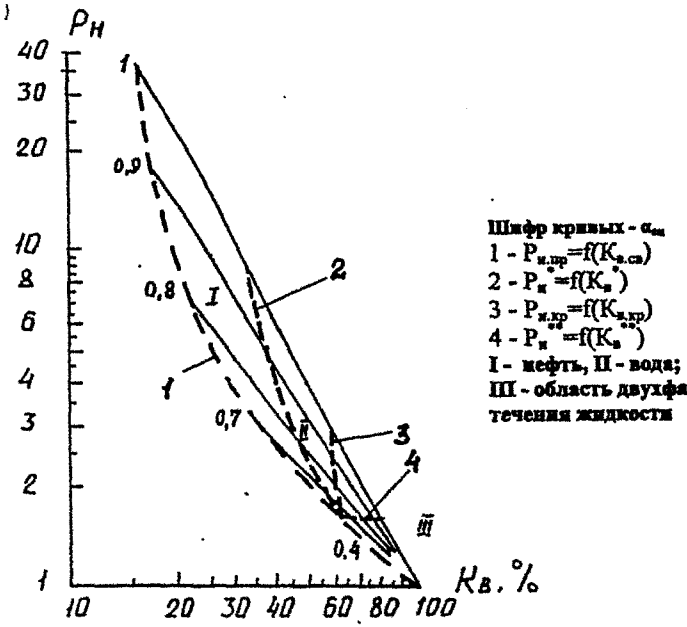


Рис.3. Зависимость параметра насыщения $P_н$ от $K_в$ для разных показателей глинистости.

Для окончательного заключения о промышленной продуктивности коллекторов необходимо сравнение $\rho_п$ с $\rho_{п.кр}$.

2.В исследуемом разрезе сопоставляют диаграмму $\rho_к$ зарегистрированную одним из фокусированных зондов (ЭЗ или ИМ), с диаграммой одного из методов пористости (НМ, ГГМ, АК).

Кривую $\rho_к$ предварительно перестраивают так, чтобы шкала пористости метода сопротивления совпадала со шкалой пористости используемого геофизического метода пористости.

Накладывая преобразованную кривую $\rho_к$ на кривую пористости при совмещенных шкалах пористости по расхождению сравниваемых кривых выделяют продуктивные или водоносные коллекторы с глубоким повышающим проникновением.

При бурении скважины на минерализованном растворе ($\rho_ф \approx \rho_в$) расхождение будет наблюдаться только в продуктивных коллекторах, в водоносных кривые $\rho_п$ и $\rho_{вп}$ будут совпадать.

Способ радиального градиента сопротивлений. Данный способ рекомендуется для слабоглинистых коллекторов с преимущественно межзерновой или межзерново-кавернозной пористостью. При соотношении $\rho_ф/\rho_в \geq 2$ и незначительной глинистости коллекторов понижающее проникновение - признак продуктивного, повышающее проникновение – признак водоносного коллектора. Может быть реализован в двух вариантах.

1.Сопоставляют в прямоугольной системе координат величины удельных сопротивлений, рассчитанных по диаграммам малого и большого зонда.

2.Сравнивают методом наложения (как в способе нормализации) диаграммы $\rho_к$ двух разноглубинных фокусированных зондов, зарегистрированных в одинаковых линейных или логарифмических масштабах сопротивлений.

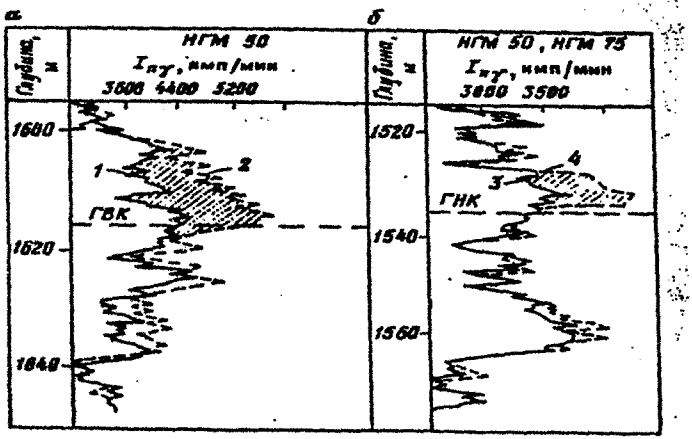


Рис.4 Пример определения газоводяного (а) и газонефтяного контакта по материалам повторных исследований НМ в обсаженной скважине.
1,2 – кривые НГМ, зарегистрированные в обсаженном стволе соответственно до и после расформирования зоны в коллекторе с ГВК; 3,4 – то же, в коллекторе с ГНК. Штриховка соответствует газоносному коллектору.

Разделение продуктивных коллекторов на газоносные и нефтеносные по данным ГИС, полученным в открытом стволе с РВО не производят. Задачу решают по данным испытателей пластов (ИПТ) или опробователей пластов на кабеле (ОПК), по данным ГИС при бурении скважины на РНО или по материалам специальных исследований ГИС после спуска колонны. Здесь основная роль принадлежит нейтронным методам исследования скважин (рис.4[11]). Газоносные коллекторы выделяют в интервалах, где на диаграммах нейтронных методов, зарегистрированных в колонне, через различное время после обсадки происходит заметный рост показаний НМ в отличие от нефтеносных коллекторов, в которых такое изменение не наблюдается.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Назовите основные качественные признаки, позволяющие выделять в разрезах скважин коллекторы с межзерновой пористостью.
2. В каких случаях затруднено или невозможно использование качественных признаков для выделения межзерновых коллекторов?
3. При каких геолого-технологических условиях по данным микрозондирования можно надежно выделить коллекторы? Информативно ли проведение скважинных исследований методом микрозондирования в карбонатных коллекторах с трещинным типом пористости?
4. При каких геолого-технологических условиях по данным метода собственных потенциалов (СП) надежно выделяются коллекторы?
5. Какие способы применяют для установления количественных критериев выделения коллекторов?
6. Как влияют возраст коллектора и характер его насыщения на значения количественных критериев выделения межзерновых коллекторов?
7. Какие методы ГТИ используют для выделения коллекторов?
8. Изложите физические основы способа нормализации диаграмм ГИС.
9. С помощью каких методов ГИС можно оценить характер насыщения коллекторов? Изложите физические основы определения характера насыщения коллекторов по данным ГИС.
10. В чем особенность оценки характера насыщения коллекторов в объекте, представленном несколькими классами коллекторов?
11. Как определить характер насыщения коллекторов с большим диапазоном изменения пористости?
12. Приведите способы разделения продуктивных коллекторов на газо- и нефтенасыщенные.

ЗАДАЧИ

1. Предложите комплекс ГИС для выделения глинистых терригенных коллекторов, содержащих плотные прослои или прослои с карбонатным цементом.

2. Предложите комплекс методов ГИС для выделения терригенных глинистых межзерновых коллекторов межсолевой толщи.

3. Разрез представлен терригенно-карбонатными отложениями. Песчаники нефте- и водонасыщенные, встречаются плотные известковистые прослои. Какие задачи можно решить способом нормализации диаграмм нейтронного и индукционного методов?

А) Выделение коллекторов

Б) Выделение плотных непроницаемых прослоев

В) Оценка характера насыщения коллекторов

Г) Выделение глинистых пластов

4. Выделите коллекторы на рис.2 приложения 1.

5. Разрез представлен карбонатными отложениями. Бурение проведено с использованием раствора на нефтяной основе. Комплекс ГИС включает ДС, ИМ, АК, ГГМ-П, ГМ, НГМ – рис.5 приложения 1 (месторождение Ю.Кемачи).

Задание:

1) Определите граничные значения геофизических параметров для методов АК, ГГМ-П, НГМ ($\Delta T_{гр}$ и $\delta_{гр}$, $\Delta I_{нг}$) , если граничное значение пористости равно 8%. Расчеты проводите в предположении: с $\delta_{фл}$ = 1г/см^3 $\delta_{ск}$= 2,71г/см^3 , $\Delta T_{ск}$ =155 мкс/м, $\Delta T_{фл}$ = 437 мкс/м . Минимальные и максимальные показания НГМ в опорных пластах 1,5у.е. и 3,8у.е., водородосодержание опорных пластов соответственно 40% и 1%.

2) Определите характер насыщения коллекторов. Установите положение водо-нефтяного контакта.

6. Разрез представлен терригенными отложениями. По данным на рис.6а,б приложения 1 назовите качественные признаки коллекторов и выделите коллекторы в предлагаемых разрезах. Определите характер проникновения промывочной жидкости в пласт. Оцените характер насыщения коллекторов.

7. Разрез представлен карбонатными отложениями (рис.7 приложения 1-месторождение Каламкас, Мангышлак). Комплекс ГИС включает КС, СП, БК, МБК, ГМ, НГМ. Предложите способ выделения коллекторов и приведите его

физическое обоснование. Выделите коллекторы и определите их характер насыщения.

8. Определите характер насыщения коллекторов, обозначенных *а* и *б* на рис. 8 приложения 1 по комплексу методов ГИС.

9. В разрезе присутствуют пласты, содержащие гипс. На рис.9 приложения 1 приведены диаграммы комплекса ГИС. Проведена процедура нормализации диаграмм НГМ и ИМ. Выделите коллектор по данным ГИС и объясните результат нормализации диаграмм НГМ и ИМ.

ВЫДЕЛЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В РАЗРЕЗАХ СКВАЖИН И ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ.

ЦЕЛЬ РАБОТЫ. Овладение принципами выделения и оценки характера насыщенности различных типов сложных коллекторов по данным стандартного комплекса и специальных исследований ГИС.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

К сложным коллекторам в первую очередь относят породы-коллекторы со сложным минеральным составом скелета, сложной структурой порового пространства, а также с высоким содержанием глинистого материала. Ниаболее типичными среди них являются:

- карбонатные трещинные, трещинно-кавернозные, трещинно-кавернозно-межзерновые, а также метаморфизованные терригенные – трещинные и трещинно-межзерновые;
- терригенные межзерновые с высоким содержанием рассеянного глинистого материала в виде прослоев и включений;
- вулканогенные, для которых характерно повышенное содержание высокодисперсных минералов и сложная морфология пор;
- плутонические (интрузивные) породы от гранитов до диоритов, трещинные и трещинно-кавернозные, в различной степени глинистые и цеолитизированные.

При выделении глинистых терригенных коллекторов применяют способы, описанные выше для терригенных межзерновых коллекторов с некоторыми ограничениями, вызванными особенностями этих коллекторов – тонкой слоистостью и полимиктовым составом. Наибольшие трудности возникают при выделении в разрезе по данным ГИС трещинных и трещинно-кавернозных коллекторов.

К трещинным коллекторам относят породы-коллекторы с непроницаемой межзерновой матрицей (блоком), рассеченной системами трещин при отсутствии в породе каверн и крупных полостей выщелачивания.

Трещинно-кавернозный тип объединяет различные классы коллекторов, для которых общими особенностями являются: непроницаемая межзерновая матрица, эффективное поровое пространство образовано системой трещин, соединяющих вторичные пустоты (от небольших каверн до карстовых полостей).

Основные признаки коллекторов трещинного и трещинно-кавернозного типа по данным стандартного комплекса ГИС

1. При низких показаниях на диаграммах ГМ и СП возможно незначительное и непостоянное увеличение по разрезу диаметра скважины d_c по сравнению с номинальным d_c, которое имеет тенденцию роста во времени на диаграммах повторных замеров каверномером и профилемером.

2. Резкое снижение $\rho_п$ в участках развития трещиноватых или трещинно-кавернозных пород при вскрытии разреза на минерализованном растворе ($\rho_ф \approx \rho_в$), либо при замене на этот раствор пресного, на котором первоначально пробурена скважина.

3. Интенсивное поглощение промывочной жидкости, отмечаемое на диаграмме фильтрационного метода, и резкое снижение продолжительности проходки (особенно в трещинно-кавернозных коллекторах) на диаграмме детального механического метода.

4. На диаграммах повторных замеров методов глинистости СП и ГМ наблюдается рост отрицательной амплитуды $\Delta U_{сп}$ за счет увеличения фильтрационной компоненты СП и показаний ГМ, вследствие глинизации породы по трещинам и крупным сообщающимся полостям.

5. На диаграмме стандартного акустического метода (аппаратура СПАК) наблюдается увеличение коэффициента поглощения α_p продольной волны в участках развития пород с трещинной и трещинно-кавернозной пористостью, при хаотическом расположении трещин и пустот выщелачивания.

6. Значение $\rho_п$, определенное по данным метода сопротивлений близко к расчетному $\rho_{вп} = \rho_в / k_п^m$ при вскрытии разреза бурением на пресном глинистом растворе ($\rho_ф > 5 \div 10\ \rho_в$).

Для выделения трещинных и трещинно-кавернозных коллекторов эффективны специальные методы исследования скважины.

Основные виды специсследований ГИС и способы выделения коллекторов сложного строения по их данным

1. *Волновой (широкополосный) акустический метод.* Зоны трещиноватости и кавернозности отмечаются интенсивным поглощением упругих волн, которое фиксируется снижением амплитуд продольной A_p, поперечной A_s волны и волны Лэмба A_L (соответственно увеличением α_p, α_s и α_L), а также резким изменением волновой картины, вплоть до полного исчезновения сигнала на фазокорреляционной диаграмме (ФКД).

2. *Исследование по схеме ГИС—воздействие—ГИС.* Здесь наиболее широко применяются следующие: а) ГИС—давление—ГИС; б)ГИС—испытание—ГИС; в) ГИС—активация ПЖ—ГИС. В первых двух методах вызывают изменение показаний геофизических методов, в первую очередь электрических, за счет искусственного формирования или расформирования зоны проникновения.

В способе ГИС—давление—ГИС в качестве геофизического метода используют экранированные зонды (боковой каротаж), в способе ГИС—испытание—ГИС также экранированные зонды, реже индукционный метод. В первом способе создается дополнительная репрессия на породы в интервале исследования, усиливающая формирование зоны проникновения, во втором – с помощью испытателя пластов на трубах в интервале испытания создается депрессия, вызывающая расформирование зоны и приток пластового флюида в скважины.

В способе ГИС—активация ПЖ—ГИС повторное геофизическое исследование выполняется после проработки и промывки ствола скважины в интервале исследования промывочной жидкостью со свойствами, отличными от свойств ПЖ, на которой бурилась скважина перед первым исследованием.

Наиболее распространены следующие модификации схемы ГИС—активация ПЖ—ГИС:

а) изменение минерализации промывочной жидкости и фиксирование зон, поглотивших минерализованную воду путем повторных измерений методом сопротивлений (способ двух растворов) или импульсным нейтронным;

б) смена первоначальной ПЖ на жидкость, содержащую нейтронно-активные элементы (хлор, бор, кадмий) или радиоактивные (например, радон) элементы, и выделение трещинных и трещинно-кавернозных участков по изменениям показаний нейтронного или гамма-метода.

Комплекс «Скважинный акустический телевизор (САТ) – наклонометрия - дебитометрия в открытом стволе» – один из важнейших средств изучения и выделения локальных трещинных и трещинно-

кавернозных зон, и особенно зон дробления, характерных для геосинклинальных областей со сложной тектоникой.

В стадии разработки находятся новые модификации схемы ГИС—воздействие—ГИС, связанные с воздействием на прискважинную зону искусственно создаваемого физического поля с помощью источника упругих волн, тепла и т.п.

Признаки, характерные для коллекторов трещинного типа:

- отсутствует радиальный градиент сопротивления по диаграммам разноглубинных микрозондов и экранированных зондов (БК, МБК);
- на диаграммах методов пористости (НМ, ГГМ, АК) трещинные породы характеризуются низкими величинами общей пористости (не более 5÷10%);
- на диаграмме ядерно-магнитного метода трещинный коллектор отмечается низким сигналом ИСФ (не выше порогового 1%), так как коэффициент трещиноватости обычно не превышает 0,5 – 1,0%.

Признаки отличия трещинно-кавернозного коллектора от трещинного:

- коэффициент общей пористости породы по данным радиоактивных методов может достигать десятков процентов в случае интенсивного карстообразования;
- закономерное расхождение величин пористости $К_{п.общ}$, установленных по данным ядерных методов (НМ, ГГМ), и значений межзерновой пористости матрицы $К_{п.мз}$, определенных по диаграммам методов - акустического, сопротивлений, или представительному керну. Различие $К_{п.АМ}$ и $К_{п.общ}$ тем больше, чем больше пористость, размеры пустот вышелачивания и удаленность их друг от друга. В идеальном случае $К_{п.АМ}$ совпадает с $К_{п.мз}$. При бурении скважины на пресном глинистом растворе удельное сопротивление коллектора близко к удельному сопротивлению матрицы, поэтому в данном случае $К_{п.мз}$ можно определить по методу сопротивлений;
- диаграмма ЯММ выделяет аномалиями ИСФ участки разреза с трещинно-кавернозной пористостью, если они расположены в разрезе среди пород, где сигнал ИСФ не превышает порогового значения (1%);
- Более эффективны, чем для выделения трещинных коллекторов способы по схеме ГИС—воздействие—ГИС, волновой акустический метод и записи акустическим телевизором.

Трещинно-кавернозно-межзерновый коллектор. Такой коллектор, в отличие от трещинно-кавернозного, имеет проницаемую матрицу, содержащую систему эффективных пор. В зависимости от соотношения межзерновых пор $К_{п.мз}$, трещинной $К_{п.т}$ и кавернозной $К_{п.к}$ пористости в этом

типе коллектора будут преобладать признаки межзернового или трещинно-кавернозного типа. Поэтому здесь используют те приемы выделения коллекторов, разделения их на продуктивные и водоносные, определения положения флюидальных контактов и эффективных толщин, которые наилучшим образом соответствуют изучаемому объекту.

Оценка характера насыщения сложных коллекторов

Для глинистых терригенных межзерновых и трещинно-кавернозно-межзерновых карбонатных коллекторов с преобладанием межзерновой эффективной пористости используют способы оценки характера насыщенности, разработанные для межзерновых коллекторов.

Возможными способами оценки характера насыщения трещинных и трещинно-кавернозных коллекторов, определения ВНК (ГВК) в массивной залежи нефти (газа) могут быть:

- исследования сверхбольшими симметричными градиент-зондами или сверхбольшими потенциал-зондами для установления среднего уровня значений ρ_n в продуктивной части залежи и ниже ВНК (ГВК);
- исследования по схеме "ГИС—испытание—ГИС" при регистрации зондов с большой глубинностью;
- повторные исследования стационарными и импульсными нейтронными методами в обсаженных скважинах.

Основным средством установления продуктивности трещинных и трещинно-кавернозных коллекторов, определения флюидальных контактов (ВНК, ГВК, ГНК) в массивной залежи являются результаты испытания испытателем пластов на трубах (ИПТ) в открытом стволе и перфорация в колонне.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Приведите примеры петрофизических моделей простых и сложных коллекторов.
2. Назовите типы сложных коллекторов и дайте геологическую характеристику разреза, содержащего тот или иной тип коллектора.
3. Назовите характерные признаки диаграмм ГИС, указывающие на неоднородность порового пространства. Как прогнозировать зоны трещинной и кавернозной пористости?
4. Опишите методики, позволяющие выделить в изучаемом разрезе коллекторы разных типов по морфологии порового пространства.
5. Назовите комплекс геофизических признаков, позволяющих в разрезах скважин выделять различные типы коллекторов.

6. Какие специсследования ГИС используются для выделения коллекторов со сложной структурой порового пространства?

7. Какими признаками характеризуется трещинный коллектор на диаграммах экранированных зондов, методов пористости, ядерно-магнитного метода?

8. Как определить характер насыщения в различных типах коллекторов?

ЗАДАЧИ

1. Проведены специальные исследования по схеме БК—испытание—БК. Как изменятся показания аппаратуры при движении зонда от забоя к устью скважины:

1) в нефтенасыщенной части коллектора?

2) в водонасыщенной части коллектора при $\rho_ф > \rho_в$?

Выберите ответ:

а) не изменятся б) увеличатся в) уменьшатся.

2. Проведены специальные исследования по схеме БК—давление—БК. Как изменятся показания аппаратуры при движении зонда от забоя к устью скважины:

1) в нефтенасыщенной части коллектора?

2) в водонасыщенной части коллектора при $\rho_ф > \rho_в$?

Выберите ответ:

а) не изменятся б) увеличатся в) уменьшатся.

3. Проведены исследования индикаторным методом по радону (ИМР). Как изменятся показания гамма-метода в интервалах коллекторов после закачки индикаторной жидкости?

4. Проведены исследования методом двух растворов. Как изменятся показания методов электрометрии в интервале коллекторов при смене пресного раствора на минерализованный?

5. Выберите комплекс методов для выделения карбонатных коллекторов с трещинным типом порового пространства:

а) СП, МКЗ, ДС б) БК, МБК в) ГИС—воздействие—ГИС

6. Выделите коллекторы в разрезе скважины по данным ГИС на рис.10 приложения 1.

7. Выделите коллекторы по результатам замеров методами ГИС на двух растворах и определите их характер насыщения (рис.11 приложения 1 - Уренгой, сеноман). Объясните эффекты на диаграммах повторных замеров ВДМ, ГГМ-П, ННМ-т.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ФЛЮИДАЛЬНЫХ КОНТАКТОВ (ВНК, ГВК, ГНК) ПО ДАННЫМ ГИС

ЦЕЛЬ РАБОТЫ. Овладение способами определения положения флюидальных контактов по данным электро- и радиометрии в терригенных и карбонатных коллекторах, при отсутствии и наличии переходных зон.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

Межзерновый коллектор, скважина пробурена на РВО

При выделении контактов в терригенных и карбонатных межзерновых коллекторах используют один и тот же комплекс ГИС и приемы интерпретации диаграмм. Особенностями карбонатного разреза являются более глубокие зоны проникновения в пласт фильтрата РВО и значительная неоднородность карбонатных отложений по разрезу, что осложняет решение задачи определения флюидальных контактов.

Определение ВНК и ГВК

В нефтяной залежи при отсутствии переходной зоны нефтенасыщенная часть коллектора граничит непосредственно с водонасыщенной, ВНК совпадает с зеркалом воды и определяется по диаграммам больших зондов БЭЗ (с радиусом исследования более 4 м), индукционного и экранированного (БК) как нижняя граница пласта высокого сопротивления, представленного нефтенасыщенным коллектором.

На практике нередки случаи наличия переходных зон от чисто нефтенасыщенной к водонасыщенной части коллектора.

Толщина переходной зоны нефтяной или газовой залежи изменяется от минимальной (менее 1 м) до нескольких десятков метров (нефтяные месторождения Западной Сибири). Принято считать, что переходная зона отсутствует в гидрофильном суперколлекторе с очень высокой проницаемостью или в частично гидрофобном коллекторе с любой проницаемостью.

Наличие переходной зоны возможно только в гидрофильных коллекторах. Толщина ее тем больше, чем ниже проницаемость коллекторов. Такая трактовка основана на предположении об образовании переходной зоны под действием капиллярных сил. Однако только действием капиллярных сил невозможно объяснить те случаи, когда толщина переходной зоны достигает 20-30 м. Некоторые исследователи считают, что подобные зоны возникли в

результате гравитационного перераспределения нефти и воды при формировании нефтяной залежи.

При наличии переходной зоны ВНК методом сопротивлений находят следующим образом.

1. Устанавливают нижнюю границу зоны предельной нефтенасыщенности как подошву пласта высокого сопротивления и положение зеркала воды. Эти поверхности служат верхней и нижней границами переходной зоны. В пределах переходной зоны $K_в$ изменяется сверху вниз от $K_{в.мин}$ до 1, $K_н$ - от $K_{н.макс}$ до 0, $\rho_п$ - от $\rho_{п.макс}$ до $\rho_{вп}$.
2. Определяют удельные сопротивления коллектора в предельно нефтенасыщенной $\rho_{п.макс}$ и водонасыщенной $\rho_{вп}$ частях.
3. Полагая линейным закон изменения $\rho_п$ с глубиной, в переходной зоне строят график $\rho_п=f(H)$, соединяя прямой точки с координатами $\rho_п=\rho_{п.макс}$ и $\rho_п=\rho_{вп}$.
4. Зная граничное значение $\rho_{п.гр}$ для изучаемого геологического объекта, установленное одним из способов рассмотренных ранее (см. лабораторную работу № 2, на графике $\rho_п=f(H)$ находят точку, соответствующую $\rho_п=\rho_{п.гр}$ и проводят горизонтальную линию, которая определяет глубину ВНК.

В качестве граничного значения $\rho_п$ используют как $\rho_п^*$, так и $\rho_{п.кр}$, рассчитанные соответственно для $K_в^*$ и $K_{в.кр}$. В первом случае выше ВНК будет получен приток чистой нефти, во втором – промышленный приток нефти с небольшим количеством воды в потоке (до 5 – 10%). Слой, заключенный между первым и вторым ВНК может содержать значительные запасы нефти, особенно при протяженной переходной зоне толщиной до 20-30 м (месторождения Среднеобского района Тюменской области).

Аналогичным образом поступают при определении ГВК для газовой залежи в отсутствие нефтяной оторочки.

При определении ВНК и ГВК в коллекторах с высокой вертикальной проницаемостью следует учитывать возможное влияние на точность определения контакта методом сопротивлений гравитационного перераспределения фильтрата промывочной жидкости в прискважинной зоне.

При бурении на пресном глинистом растворе фильтрат тяжелее нефти, но легче минерализованной пластовой воды. В результате гравитационного перераспределения фильтрат уходит постепенно из прискважинной зоны и скапливается в виде слоя, подстилающего нефтенасыщенную часть коллектора. Толщина этого слоя может достигать 1 – 1,5 м. По удельному сопротивлению его нельзя отличить от нефтенасыщенной части, поэтому

контакт, установленный методом сопротивлений, будет расположен ниже истинного. Для правильного определения ВНК (ГВК) в этом случае целесообразно комплексировать метод сопротивлений с нейтронными методами (замеры в колонне).

При бурении на высокоминерализованном растворе гравитационное перераспределение может привести к образованию в подошвенной части продуктивного коллектора слоя с низким удельным сопротивлением, который ошибочно может быть принят за водонасыщенную часть коллектора с неправильным установлением ВНК (ГВК) на уровне этого слоя, тогда как истинный контакт расположен ниже.

Определение ГНК

Для определения газонефтяного контакта при разведке газовой залежи с нефтяной оторочкой или нефтяной залежи с газовой шапкой применяют один из следующих способов.

1. На основе комплексной интерпретации данных методов сопротивлений и результатов специальных исследований стационарными нейтронными методами (НМ), выполненных в скважине после спуска колонны.

В данном случае реализуется методика повторных замеров стационарными нейтронными методами. Повторные замеры в обсаженной скважине выполняют по специальной программе до стабилизации повышенных показаний НМ во времени, что свидетельствует о завершении процесса расформирования зоны проникновения. Время, необходимое для полного расформирования зоны проникновения тем больше, чем ниже проницаемость коллектора и больше радиус зоны проникновения, сформировавшейся к моменту спуска колонны.

Предпосылкой для выделения газонасыщенной части коллектора по диаграммам повторных замеров НМ является существенное различие водородосодержания углеводородного газа $W_г$ и нефти $W_н$ при пластовых условиях, соответствующих глубинам менее 3-4 км. Это создает значительное превышение показаний НМ в газоносном коллекторе по сравнению с показаниями этого метода в нефтяном коллекторе в условиях полного расформирования зоны проникновения. ГНК определяется как нижняя граница пласта с высокими показаниями НМ, представленного газонасыщенной частью коллектора.

2. По данным однократных исследований стационарными или импульсными НМ в необсаженной скважине, пробуренной на нефильтрующемся растворе (РНО).

3. Выделение газоносных коллекторов и определение ГНК по данным газометрии в процессе бурения скважины.

4. Определение состава углеводородов при анализе пробы пластового флюида, отобранной при исследовании опробователем пластов на кабеле (ОПК).

Карбонатный разрез, сложные коллекторы

В сложных карбонатных коллекторах с преобладанием эффективной межзерновой пористости положение флюидальных контактов по данным ГИС устанавливается способами, рассмотренными выше для межзерновых коллекторов.

В трещинно-кавернозных карбонатных коллекторах при величинах $K_{п.тк}$ выше 5% контакты определяют по данным нейтронных методов, записанных в скважинах с РВО после обсадки (запись в колонне), а также по диаграммам НМ и диэлектрического метода в скважинах с РНО.

В трещинных коллекторах задача определения контактов по данным ГИС без использования прямых методов (газометрия, ОПК, испытание пластов испытателями на трубах) не решается.

Положение контактов в массивной нефтегазовой залежи, в которой встречаются различные типы карбонатных коллекторов, входящие в единый резервуар, можно определять способами, рассмотренными для межзерновых коллекторов.

Для определения ВНК или ГВК в необсаженной скважине с РВО при глубоком проникновении фильтрата промывочной жидкости в коллекторы рекомендуется проводить замеры сопротивлений сверхбольшими зондами – симметричными градиент-зондами с АО = 8, 16, 25 м и потенциал-зондом с АМ > 4 м.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Перечислите методы ГИС для определения положения ВНК и ГВК в коллекторах с межзерновым типом пористости в необсаженной скважине. Дайте физическое обоснование использования предложенных методов для установления ВНК.
2. Что такое переходная зона? Как связана толщина переходной зоны с проницаемостью пласта? Приведите способ определения ВНК и ГВК при наличии переходной зоны.
3. Какие особенности определения ВНК и ГВК в коллекторах с высокой вертикальной проницаемостью при заполнении скважины глинистым раствором

а) на пресной воде;

б) на минерализованной воде?

1. Перечислите способы определения ГНК на этапе разведки месторождения. Приведите физическое обоснование предложенных способов.

2. Как определить положение флюидальных контактов в сложных карбонатных коллекторах

а) с преобладанием межзерновой пористости?

б) с межзерно-кавернозным типом порового пространства?

в) с трещинным типом пористости?

ЗАДАЧИ

1. Как изменятся показания методов электрометрии в интервале газонефтяного и газо-водяного контактов? Как изменятся показания стационарных нейтронных методов в интервалах газожидкостных контактов? Предложите методы ГИС для определения ГВК в скважине заполненной

а) раствором на нефтяной основе;

б) раствором на высокоминерализованной воде.

2. Как изменятся показания стационарных нейтронных методов (НГМ, ННМ-т, ННМ-нт) в интервале водонефтяного контакта коллекторов с межзерновым типом порового пространства при минерализации пластовой воды

а) Св=150г/л?

б) Св=15г/л?

Поставьте знаки в таблице (">", "<" , " ≈ "), соответствующие соотношению показаний в интервале ВНК:

Метод	НГМ		ННМ-т		ННМ-нт	
Характер насыщения	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода
Св=150г/л	$I_{нг}$ ...	$I_{пг}$	$I_{нп,т}$ ...	$I_{вп,т}$	$I_{нп,нт}$ ...	$I_{вп,нт}$
Св=15г/л	$I_{нг}$ ...	$I_{пг}$	$I_{нп,т}$ ...	$I_{вп,т}$	$I_{нп,нт}$ ...	$I_{вп,нт}$

3. Определите положение ВНК по диаграммам ГИС, представленным на рис.5 приложения 1.

4. На рис.12 приложения 1 приведены диаграммы ГИС в продуктивном карбонатном разрезе. Бурение проведено на РНО с последующей заменой на РВО. Комплекс ГИС, включающий ВДМ, выполнен при двух растворах.

1) Рассчитайте граничное значение интервального времени $\Delta T_{гр}$ используя значения $K_{п,гр}$=6% и принимая $\Delta T_{ск}$ =155 мкс/м, $\Delta T_{фл}$ = 600 мкс/м.

2) Выделите коллекторы по данным АК (по граничным значениям).

3) Определите характер насыщения коллекторов, наличие (или отсутствие) флюидальных контактов.

1) Объясните расхождение на диаграммах ВДМ.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ТОЛЩИНЫ ПРОДУКТИВНОГО КОЛЛЕКТОРА

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

При решении задачи определения $h_{эф}$ продуктивного коллектора возможны следующие случаи:

1.Однородный коллектор с однородным насыщением;

2. Однородный коллектор с неоднородной насыщенностью;

3. Неоднородный коллектор с однородной насыщенностью;

4. Неоднородный коллектор с неоднородным насыщением.

Однородный коллектор с однородным насыщением

В данном случае под однородным коллектором понимается пласт, представленный породой-коллектором без прослоев неколлектора, насыщенный нефтью или газом. Эффективная толщина такого пласта равна непосредственно толщине пласта, определенной в результате интерпретации методов ГИС, обеспечивающих выделение исследуемого пласта с высокой точностью.

Однородный коллектор с неоднородным насыщением

Под однородным коллектором с неоднородной насыщенностью понимают такой коллектор, в пределах которого есть нефте- и водонасыщенная или газо- и водонасыщенная, а также газо- , нефте- и водонасыщенная части. Для каждого из этих вариантов предварительно по данным ГИС должны быть определены соответственно ВНК, ГВК и ГНК.

В первом варианте $h_{эф}$ нефтенасыщенной части коллектора устанавливают как толщину пласта, заключенную между кровлей коллектора и положением ВНК.

Во втором варианте $h_{эф}$ газонасыщенной части коллектора считают толщину пласта, заключенную между кровлей коллектора и ГВК.

В коллекторе с нефте- и газонасыщенной частями определяют раздельно $R_{эф}$ газонасыщенной части как расстояние между кровлей

коллектора и ГНК и нефтенасыщенной части как расстояние между ГНК и подошвой коллектора.

В четвертом варианте, когда есть одновременно газо-, нефте- и водонасыщенные части коллектора выделяют $h_{эф}$ газонасыщенной части как расстояние от кровли коллектора до ГНК, нефтенасыщенной части - как расстояние между ГНК и ВНК.

Неоднородный коллектор с однородной насыщенностью.

Терригенный разрез.

Неоднородным является коллектор, содержащий прослои неколлектора. Различают два типа неоднородного пласта-коллектора.

I. Каждый прослой неколлектора в продуктивном пласте можно выделить по данным ГИС. В этом случае по диаграммам геофизических методов выделяют все прослои неколлектора, вычисляют их суммарную толщину $\Sigma h_{пр}$, а эффективную толщину вычисляют по разности :

$$h_{эф} = h - \Sigma h_{пр},$$

где h –общая толщина продуктивного пласта. Для терригенного разреза наиболее характерны три типа прослоев неколлектора – глины, глинистые плотные алевролиты с активным глинистым или глинисто-железистым цементом и плотные песчаники и алевролиты с неактивным карбонатным или силикатным цементов.

Глины достаточно уверенно выделяются по диаграммам электрических микрометодов и фокусированных зондов, кавернометрии, СП и ГМ, АК, НМ и ГГМ.

Глинистые плотные алевролиты с активным цементом выделяют по диаграммам обычных и микрофокусированных зондов, методов глинистости (СП и ГМ), пористости (АК, НМ, ГГМ), при благоприятных условиях по кавернограмме.

Плотные песчаники и алевролиты с неактивным цементом выделяются высокими показаниями на диаграммах микрозондов (обычных и фокусированных), экранированных зондов и нейтронных методов и практически не прослеживаются на диаграммах СП и ГМ, где показания против этих прослоев такие же низкие, как и в коллекторах.

II. Пачка представлена чередованием продуктивного коллектора и неколлектора. Толщина прослоев неколлектора настолько мала, что их невозможно выделить даже с помощью микрометодов ГИС. Суммарную эффективную толщину такого коллектора находят расчетным путем по

интегральным характеристикам пачки в целом. Наиболее часто встречаются следующие три случая.

1. *Пачка, представленная чередованием прослоев продуктивного песчаника (или алевролита) и глины.* Такой коллектор часто называют глинистым терригенным со слоистой глинистостью в отличие от глинистого терригенного с рассеянной глинистостью. Эффективную толщину такого коллектора определяют по данным методов сопротивлений и глинистости, используя формулу:

$$h_{эф} = h_{пач} (1 - \chi_{гл}) \qquad (5.1)$$

где $\chi_{гл}$ – доля суммарной толщины глинистых прослоев в пачке одним из методов ГИС.

Известен ряд способов определения $\chi_{гл}$ геофизическими методами.

А. Среднее удельное сопротивление слоистой глинистой пачки определяется выражением:

$$\frac{1}{\varrho_{п.ср}} = \frac{\chi_{гл}}{\varrho_{гл}} + \frac{1-\chi_{гл}}{\varrho_{нп}} \qquad (5.2)$$

где $\rho_{нп}$ и $\rho_{гл}$ – удельные сопротивления соответственно прослоев продуктивного коллектора и глины.

Уравнение (5.2) решают относительно $\chi_{гл}$, если известны $\rho_{п.ср}$, $\rho_{нп}$ и $\rho_{гл}$. Значение $\rho_{п.ср}$ определяют по диаграммам БЭЗ или индукционного метода. За $\rho_{нп}$ принимают $\rho_п$ в ближайшем чистом или слабоглинистом пласте продуктивного коллектора, либо рассчитывают с использованием наиболее вероятных величин $K_п$ и $K_{во}$, установленных по керну или методам ГИС. Значение $\rho_{гл}$ полагают равным удельному сопротивлению глин, вмещающих пачку.

Зная $\chi_{гл}$ и установив толщину пачки $h_{пач}$ по комплексу ГИС, рассчитывают $h_{эф}$ по формуле (5.1).

Б. Определяют $\chi_{гл}$ по кривым $\alpha_{сп} = f(\chi_{гл})$, построенным по формулам Г.Долля для фиксированных значений $\rho_{нп}/\rho_{гл}$ и $\rho_{нп}/\rho_{пп}$.

Относительная амплитуда $\alpha_{сп}$ в слоистом глинистом коллекторе определяется выражением:

$$\alpha_{сп} = \frac{\lg(u+q)/(1+q)}{\lg u},$$

где $u=\rho_{нп}/\rho_{пп}$; $q = \chi_{гл}\rho_{нп} / (1-\chi_{гл})\rho_{гл}$.

Здесь $\rho_{пп}$ – удельное сопротивление промытой зоны продуктивных прослоев.

Величину $\alpha_{сп}$ рассчитывают как отношение средней аномалии $\Delta E_{сп}$ в пачке, определенной по методу ПС, к статическому значению $\Delta E_{сп,макс}$ в чистом коллекторе, аналогичном по литологии и минерализации пластовой воды прослоям коллектора в пачке. При отсутствии чистого песчаника величину $\Delta E_{сп}^{max}$ рассчитывают по формуле $\Delta E_{сп} = K_{сп} \lg(\rho_{ср}/\rho_в)$, используя известные для изучаемого объекта значения $K_{сп}$, $\rho_{ср}$ и $\rho_в$.

Как и в предыдущем случае, в качестве $\rho_{гл}$ принимают удельное сопротивление вмещающих глин, а в качестве $\rho_{пл}$ и $\rho_{пп}$ – соответствующие значения параметров чистого коллектора.

В соответствии с полученными значениями $\rho_{пл}/\rho_{гл}$ и $\rho_{пл}/\rho_{пп}$ выбирают палетку $\alpha_{сп}=f(\chi_{гл})$ и нужную кривую на ней, а потом находят значение $\chi_{гл}$, соответствующее известному $\alpha_{сп}$. После определения $\chi_{гл}$ находят $h_{эф}$ по формуле (5.1).

В. Если для изучаемого геологического объекта известна связь между ΔI_γ и объемной глинистостью породы $K_{гл}$, то можно получить зависимость между ΔI_γ и параметром $\chi_{гл}$, воспользовавшись следующим соотношением между $\chi_{гл}$ и $K_{гл}$ для слоистого объекта:

$$\chi_{гл} = K_{гл.ср}\,(1 - K_{п.гл}),$$

где $K_{п.гл}$ – коэффициент пористости глинистых прослоев. По зависимости $\Delta I_\gamma=f(\chi_{гл})$ находят значение $\chi_{гл}$, которое используют для расчета $h_{эф}$.

2. *Пачка, представленная чередованием прослоев продуктивного коллектора и плотных песчаников или алевролитов с неактивным цементом.* Для определения $h_{эф}$ такой пачки используют комплекс методов сопротивления и пористости.

Среднее удельное сопротивление пачки $\rho_{п.ср}$ в данном случае определяется уравнением:

$$\frac{1}{\rho_{п.ср}} = \frac{\chi_{пл}}{\rho_{пл}} + \frac{1-\chi_{пл}}{\rho_{нп}}, \qquad (5.3)$$

где $\rho_{пл}$ и $\chi_{пл}$ – соответственно удельное сопротивление плотных прослоев и их доля в суммарной толщине пачки.

Решать уравнение (5.3) относительно $\chi_{пл}$ целесообразно только при существенном отличии $\rho_{пл}$ от $\rho_{нп}$, например при $\rho_{пл}/\rho_{нп} \geq 4$, поскольку при близких значениях $\rho_{пл}$ и $\rho_{нп}$ погрешность оценки $\chi_{пл}$ очень велика. Для получения $\chi_{пл}$ по уравнению (5.3) используют наиболее вероятное значение $\rho_{пл}$, определенное статистическим путем для плотных прослоев изучаемого горизонта по диаграммам экранированных зондов, либо получают

расчетным путем, зная величину коэффициента пористости плотной породы. Значения $\rho_{п.ср}$ и $\rho_{нп}$ устанавливают описанными выше способами.

Эффективную толщину такой пачки устанавливают по формуле

$$h_{эф} = h_{пач}(1-\chi_{пл}).$$

3. *Пачка, представленная чередованием прослоев продуктивного коллектора, глин и плотных песчаников или алевролитов с неактивным цементом.* Удельное сопротивление такой пачки определяется выражением:

$$\frac{1}{\varrho_{п.ср}} = \frac{\chi_{гл}}{\varrho_{гл}} + \frac{\chi_{пл}}{\varrho_{пл}} + \frac{(1-\chi_{гл}-\chi_{пл})}{\varrho_{нп}} \qquad (5.4)$$

Эффективную толщину находят по формуле:

$$H_{эф} = h_{пач}(1 - \chi_{гл} - \chi_{пл}).$$

Величину $\chi_{гл}$ устанавливают по данным СП или ГМ способами, рассмотренными выше, полагая, что диффузионно-адсорбционная активность и естественная радиоактивность прослоев продуктивного коллектора и плотной породы с неактивным цементом одинаковы.

Величину $\chi_{пл}$ находят по выражению (5.4). Пачки такого типа являются наиболее сложными объектами для определения $h_{эф}$ и подсчета запасов нефти и газа.

Карбонатный разрез

1. *Продуктивные отложения представлены чередованием межзернового коллектора и плотного неколлектора.* Если прослои неколлектора уверенно выделяются по диаграммам методов сопротивлений (БК, МБК, микрозонды) и пористости (НМ, ГГМ, АК), то $h_{эф}$ определяют также, как и для неоднородного терригенного коллектора (см. п.1).

2. *Продуктивные отложения представлены чередованием коллекторов межзернового типа и с вторичной пористостью.* Пласты коллекторов выделяют по данным ГИС способами изложенными выше (см. лабораторную работу № 3). Суммарную эффективную толщину определяют для каждого типа коллектора, поскольку при подсчете запасов используют индивидуальные значения параметров $K_п$ и $K_{нг}$, характерные для данного типа.

3. *Продуктивные отложения представлены чередованием коллекторов с вторичной пористостью и неколлекторов.* В данном случае суммарная эффективная толщина равна сумме толщин прослоев коллекторов с трещинно-кавернозной пористостью.

Неоднородный коллектор с неоднородным насыщением

Здесь имеется в виду наличие в пределах пластового пересечения неоднородного коллектора, насыщенного в разных интервалах газом, нефтью и водой. В этом случае вначале определяют положение ГНК, ВНК или ГВК, затем для интервалов, представленных газо- или нефтенасыщенным коллектором определяют величину $h_{эф}$ способом, соответствующим типу коллектора и характеру его неоднородности.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Дайте определения однородного коллектора с однородным насыщением, однородного коллектора с неоднородным насыщением, неоднородного коллектора с однородным насыщением.
2. Как определить эффективную мощность неоднородного коллектора?
3. Как определить суммарную толщину глинистых прослоев в пачке, представленной чередованием глинистых и песчаных прослоев?
4. Приведите способы оценки эффективной мощности в пачке, представленной чередованием продуктивного коллектора и неколлектора
5. Как определить эффективную мощность коллектора, включающего плотные прослои с неактивным цементом?
6. Как определить эффективную толщину продуктивнызх карбонатных отложений представленных чередованием
   а) межзернового коллектора и плотного неколлектора;
   б) прослоев с межзерновым и вторичным типом порового пространства;
   в) коллекторов с вторичной пористостью и неколлекторов.
7. Как определяют эффективную толщину неоднородных коллекторов с неоднородным насыщением?

ЗАДАЧИ

1. Выберите правило снятия отсчетов $\rho_к$ по диаграммам градиент-зондов в пласте высокого сопротивления при AO>h и AO<h

а) $\rho_к max$ б) $\rho_к min$ в) $\rho_к опт$ г) $\rho_к ср$

2. Выберите правило определения границ пластов по диаграммам гамма-метода, нейтронного гамма-метода

а) по началу крутого подъема кривой;

б) по середине аномалии со смещением граничных точек на l/2 размера зонда;

в) по началу крутого подъема кривой в подошве пласта и началу спада кривой в кровле пласта.

3. Определите характер насыщения и эффективные толщины коллекторов на рис.1 приложения 1.

4. Определите суммарную эффективную толщину коллекторов на рис.5 приложения 1 (Ю.Кемачи). Воспользуйтесь результами решения задачи 5 к лабораторной работе 2.

5. Выделите коллекторы, определите их характер насыщения и эффективную толщину по диаграммам стандартного комплекса ГИС на рис.12 приложения 1.

Разрез представлен глинами, песчаниками, алевролитами. Продуктивными являются песчаники и песчано-алеролитовые пачки. Для определения эффективной толщины горизонтов *I* и *II* используйте методики оценки $h_{эф}$ в тонкослоистом разрезе.

Сопротивление чистого продуктивного песчаника и максимальное значение амплитуды СП определите по показаниям ГИС в продуктивном интервале *III*. Заполните таблицу 3.

6. Разрез представлен глинами с прослоями песчаников и алевролитов газонасыщенных (рис.13 приложения 1 - Мирненское месторождение, Ставропольский край). Определите эффективную мощность пачки *I*, представленной переслаиванием песчаников и глин.

Сопротивление чистого продуктивного песчаника и максимальное значение амплитуды СП определите по показаниям ГИС в продуктивном интервале *II*. Заполните таблицу 3 для горизонта *I*.

Таблица 3.

Горизонт	$\rho_{пачки}$, Ом.м	$\rho_{пп}$, Ом.м	$\rho_{гл}$, Ом.м	$\rho_{пп}/\rho_{гл}$ Ом.м	$\rho_{п}/\rho_{пп}$, Ом.м	$\alpha_{сп}$	$\chi_{гл}$
I							
II							

ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ И ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ ПОРОД ПО ДАННЫМ ВОЛНОВОГО АКУСТИЧЕСКОГО МЕТОДА.

ЦЕЛЬ РАБОТЫ. Овладение методикой и способами качественной и количественной интерпретации данных волнового акустического метода.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

В волновом акустическом методе осуществляется регистрация волн различных типов – продольных, поперечных, Лэмба-Стоунли и вторичного происхождения (отраженных, дифрагированных, обменных). В аппаратуре ВАК предусмотрено получение в аналоговой форме кинематических и динамических параметров основных видов упругих волн (P, S, L), а также фазокорреляционных диаграмм (ФКД) и волновых картин (ВК).

К числу основных задач, решаемых волновым АМ относятся следующие:

- выявление в разрезах скважин коллекторов со сложной структурой порового пространства;
- оценка вторичной пористости в коллекторах трещинных, кавернозных и *смешанного типа*;
- оценка проницаемости коллекторов;
- оценка преимущественной ориентации трещи н по отношению к оси скважины;
- выделение нефтегазонасыщенных коллекторов.

Выделение коллекторов со сложной структурой порового пространства

Основные признаки коллекторов с вторичной пористостью (трещиноватостью, кавернозностью) на диаграммах волнового АМ следующие:

- нарушение синфазности фазовых линий на ФКД;
- уменьшение амплитуд (соответственно увеличение коэффициента затухания) продольных, поперечных и лэмбовских волн;
- повышенные значения интервального времени продольных волн в участках разреза, где преимущественно развита горизонтальная трещиноватость.

Однако аналогичная картина может наблюдаться против глинистых пород, интервалов переслаивания пластов с резкими границами и т.п. Поэтому окончательную идентификацию коллектора, отнесение его к тому или иному

типу по структуре порового пространства осуществляют в результате анализа всего комплекса данных АМ с привлечением других, наиболее информативных методов ГИС, позволяющих исключить мешающие факторы. К таким методам относятся методы радиометрии (ГМ, НГМ), кавернометрия, микрозондирование.

Интерпретационная схема для выделения в скважинах коллекторов с вторичной пористостью, составленная И.П.Дзебанем (1980 г.) представлена на рис.5.

Межзерновой коллектор на диаграммах АМ характеризуется наличием четко выраженных фазовых линий от продольных, поперечных и лэмбовских волн,увеличением интервального времени за счет повышенной межзерновой пористости, слабым уменьшением амплитуд S-волн, сильным снижением амплитуд L-волн и некоторым увеличением амплитуд P-волн. Против межзерновых газонасыщенных коллекторов возможно понижение A_p, что объясняется их повышенным затуханием за счет наличия газа. В межзерновых коллекторах $K_{п.АМ} \approx K_{п.НМ(ГГМ)}$.

Для *межзерново-трещинного коллектора* характерно увеличение интервального времени Δt_p искажение фазовых линий, особенно в области поперечных волн, уменьшение амплитуд поперечных и лэмбовских волн на аналоговых кривых и волновых картинах. Уменьшение амплитуд продольных волн в этом коллекторе отмечается только в интервалах с сильно развитой трещиноватостью, где наблюдается значительное уменьшение A_p за счет затухания упругих волн, обусловленное наличием трещин.

Значения коэффициентов пористости по АМ и НГМ в данном коллекторе совпадают, что свидетельствует о преобладающем влиянии на Δt развитой межзерновой пористости.

Низкопористые межзерново-трещинные коллекторы характеризуются снижением амплитуд поперечной волны, увеличением степени искажений фазовых линий (особенно в области поперечной волны) на ФКД, что связано с наличием трещиноватости, превышением значений $K_{п.АМ}$ над $K_{п.НМ}$.

Кавернозно-трещинный и межзерново-кавернозно-трещинный коллекторы на диаграммах волнового АМ характеризуются одинаковыми признаками: увеличением интервального времени, уменьшением амплитуд P-, S- и L- волн, сильным искажением фазовых линий, вплоть до их исчезновения на ФКД. Отличить кавернозно-трещинный коллектор от межзерново-кавернозно-трещинного можно, привлекая данные других методов ГИС (НГМ, ГГМ, микрокаверномер, коркомер).

В зависимости от процентного содержания трещин и каверн в данных коллекторах значения $K_{п.НМ}$ и $K_{п.АМ}$ либо совпадают, либо $K_{п.НМ} > K_{п.АМ}$.

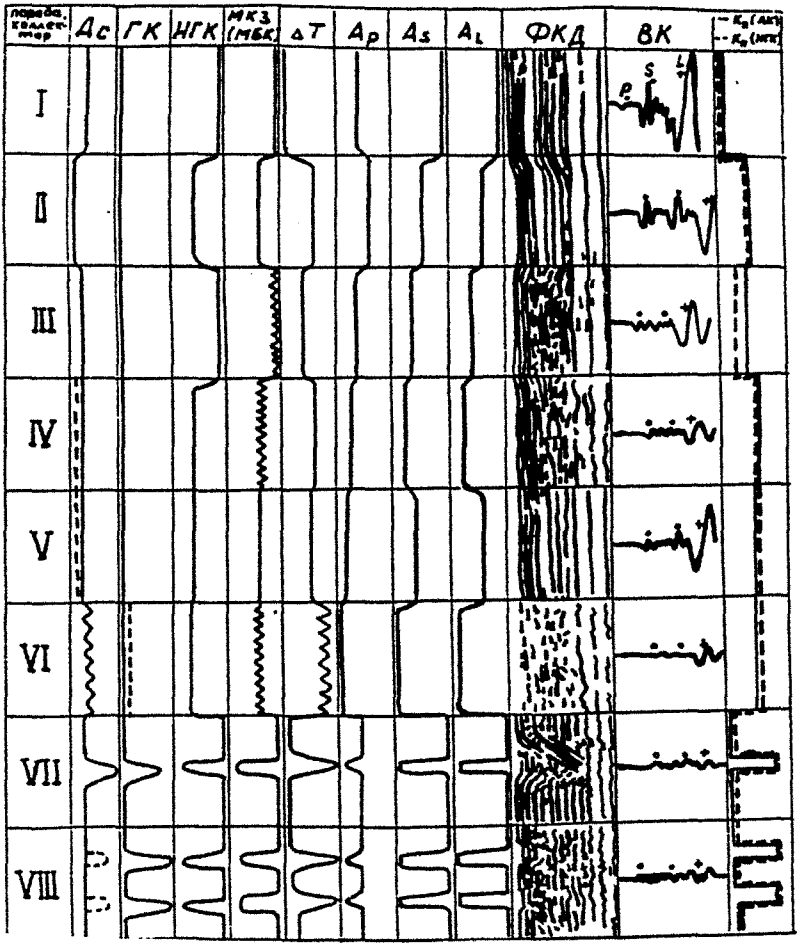


Рис.5. Интерпретационная схема для выделения коллекторов со вторичной пористостью в карбонатном разрезе

I - известняк плотный
II - известняк пористый
III - известняк низкопористый микротрещиноватый
IV - известняк межзерново-трещинный
V - известняк межзерново- кавернозный
VI - известняк межзерново-трещинно-кавернозный
VII - размытый глинистый пласт в плотном известняке (каверна)
VIII - переслаивание плотных известняков и глин

Выделение в разрезе коллекторов с интенсивно развитыми вторичными пустотами возможно также по кинематическим и динамическим параметрам только продольных волн. Для них характерно повышенное затухание продольных волн, превышение коэффициента пористости, определенного по данным методов радиометрии, над $K_{п.АМ}$. Однако и в этом случае для однозначной идентификации пород следует привлекать комплекс методов ГИС, чтобы исключить мешающие факторы, о которых говорилось выше.

Определение коэффициентов трещинной и кавернозной пористости

Коэффициент сжимаемости породы ($\beta_{п.тк}$), содержащей трещины, каверны и межзерновые поры, в общем виде определяется следующим выражением (В.М.Добрынин, 1970):

$$\beta_{п.тк} = \frac{K_{п.т}}{K_п}\beta_т + \frac{K_{п.кав}}{K_п}\beta_{кав} + \frac{K_{п.мз}}{K_п}\beta_{п.мз} \qquad (6.1)$$

где $K_п$, $K_{п.т}$, $K_{п.КАВ}$ и $K_{п.мз}$- коэффициенты общей, трещинной, кавернозной и межзерновой пористости соответственно: $\beta_т$, $\beta_{кав}$ и $\beta_{п.мз}$- коэффициенты сжимаемости трещин, кавери и межзерновых пор.

Для коллектора межзерново-трещинного типа уравнение (6.1) приобретает вид :

$$\beta_{п.т} = \frac{K_{пт}}{K_п}\beta_т + \frac{K_{п.мз}}{K_п}\beta_{п.мз} = \frac{K_{п.т}}{K_п}(\beta_т - \beta_{п.мз}) + \beta_{п.мз} \qquad (6.2)$$

где $\beta_{п.т}$ – коэффициент сжимаемости породы межзерново-трещинного типа. Поскольку $\beta_т >> \beta_{п.мз}$, последнее равенство можно упростить

$$\beta_{п.т} = \frac{K_т}{K_п}\beta_т + \beta_{п.мз} \qquad (6.3)$$

Для породы межзерново-кавернового типа уравнение (6.1) можно записать в виде

$$\beta_{п.кав} = \frac{K_{п.кав}}{K_п}\beta_{кав} \frac{K_{п.мз}}{K_п}\beta_{п.мз} = \frac{K_{п.кав}}{K_п}(\beta_{кав} - \beta_{п.мз}) + \beta_{п.мз} \qquad (6.4)$$

Из уравнений (6.2) и (6.4) можно получить выражение для коэффициентов трещинной

$$K_{п.т} = \frac{\beta_т - \beta_{п.мз}}{K_п(\beta_{п.т} - \beta_{п.мз})} \qquad (6.5)$$

и кавернозной пористости

$$K_{п.к} = \frac{\beta_к - \beta_{п.мз}}{K_п(\beta_{п.к} - \beta_{п.мз})} \qquad (6.6)$$

Коэффициент сжимаемости породы ($\beta_{п.т}$, $\beta_{п.кав}$, $\beta_{п.тк}$) можно определить по известной величине скорости распространения упругой продольной, поперечной волны или интервального времени Δt.

Связь интервального времени продольной волны с коэффициентов сжимаемости породы описывается следующим выражением:

$$\beta_п = \frac{3(1-\nu)}{\delta_п(1+\nu)}\Delta t_п^2 \qquad (6.7)$$

Входящий в уравнение (6.7) коэффициент Пуассона определяют через скорости или интервальные времена распространения продольных и поперечных волн:

$$\nu = \frac{1}{2}\left[\frac{\Delta t_s^2 - 2\Delta t_p^2}{\Delta t_s^2 - \Delta t_p^2}\right] \qquad (6.8)$$

В случае отсутствия полной волновой картины, или невозможности оценки Δt_s по ВК и ФКД (при сильном затухании поперечных волн на трещинах) приближенные значения коэффициента Пуассона можно установить по корреляционной зависимости $\nu=f(K_п)$, построенной для пород определенной литологии. Экспериментально установлено, что ν варьирует: для известняков и доломитов от 0,30 (кальцит) до 0,35 (высокопористые разности), для песчаников от 0,10 (кварц) до 0,20 (высокопористые разности).

Входящий в уравнения (6.2-6.4) коэффициент сжимаемости межзерновых пор $\beta_{п.мз}$ можно определить по уравнению

$$\beta_{п.мз} = \frac{\beta_п - \beta_{тв}}{K_п},$$

используя результаты исследований керна.

Как показывают лабораторные данные, в условиях, приближающихся к пластовым (эффективное напряжение 40-50 МПа, глубина залегания более 2000 м), коэффициент сжимаемости пор пород с межзерновым типом пористости ($\beta_{п.мз}$) почти не зависит от величины самой пористости. Поэтому для практических расчетов можно принять значения $\beta_{п.мз}$: в доломитах -

$10 \cdot 10^{-5}$ Мпа$^{-1}$, в известняках - $15 \cdot 10^{-5}$ Мпа$^{-1}$ и в кварцевых слабоглинистых песчаниках - $20 \cdot 10^{-5}$ Мпа$^{-1}$.

Коэффициент сжимаемости трещин можно определить несколькими способами:

- по формуле $\beta_т = \ln(K_1/K_2)/3\Delta P$, где K_1 и K_2 – коэффициенты продуктивности для двух значений пластового давления P_1 и P_2 в установившемся режиме, различающихся на величину ΔP;
- методом интерполяции, применяя следующее выражение $\beta_т = a \cdot 10^{-3}/P_{эф}$, где а- коэффициент, изменяющийся от 25 (мелкозернистый известняк) до 135 (кварциты).

Значения коэффициента **а** для известняков с пористостью 2 и 11% соответственно равны 43,4 и 12,1 (ВНИИЯГГ, 1981). При отсутствии данных о коэффициенте (а) в первом прирближении можно использовать среднюю арифметическую величину из двух крайних значений (а≈80).

Теоретическая оценка показывает, что сжимаемость вторичных изометрических пор (каверн) равна

$$\beta_{кав} = \frac{3(1-\nu_м)}{2(1-2\nu_м)}\beta_м \qquad (6.9)$$

где $\beta_м$ – сжимаемость вмещающей каверны породы (матрицы), содержащей гидравлически не сообщающиеся между собой поры; $\nu_м$ – коэффициент Пуассона матрицы.

Коэффицнент Пуассона матрицы в пластовых условиях может принимать значения от 1/5 до 1/3, поэтому найденный с помощью уравнения (6.9) коэффициент сжимаемости каверн будет $\beta_{кав} \approx (2\text{-}3)\beta_м$.

В низкопористых карбонатных породах ($K_{п.мз}$=5%) коэффициент сжимаемости каверн $\beta_{кав} = 4 \cdot 10^{-5}$ Мпа$^{-1}$.

В породах с пористостью блоков выше 10% $\beta_{кав}$ в первом приближении можно принять равным $10 \cdot 10^{-5}$ Мпа$^{-1}$.

Основываясь на вышеизложенных теоретических представлениях и экспериментальных данных, В.М.Добрыниным предложена методика, позволяющая по данным двух геофизических методов (акустического и нейтронного, или гамма-гамма плотностного метода) устанавливать тип пористости, оценивать межзерновую пористость, долю трещин и каверн в общей пористости в сложных карбонатных коллекторах. На рис.6 изображены теоретические зависимости между интервальным временем $\Delta t_п$ и общей пористостью карбонатных пород, вычисленные по уравнениям (6.2, 6.4, 6.7).

При использовании способа В.М.Добрынина следует иметь в виду, что $\beta_м$, $\beta_т$ и $\beta_{кав}$ могут изменяться в зависимости от глубины залегания и типа

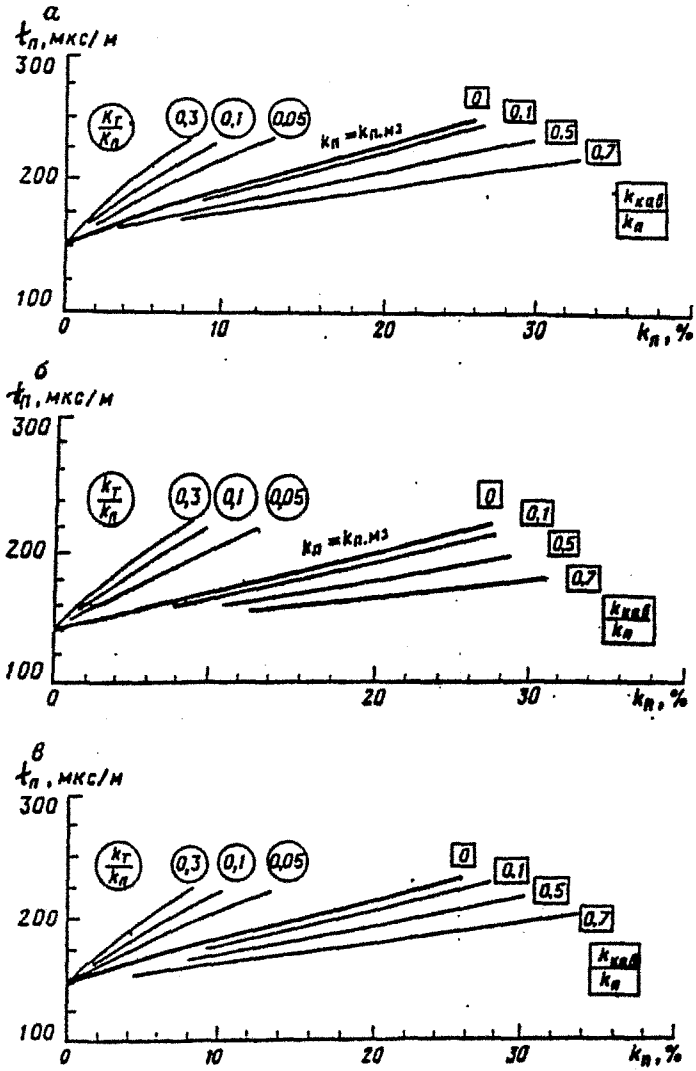


Рис.6. Теоретические зависимости $\Delta t_п = f(K_п, K_г, K_{кав})$ для карбонатных пород с межзерновой ($K_п = K_{п.м3}$), межзерново-трещинной ($K_г/K_п$) и межзерново-кавернозной ($K_{кав}/K_п$) пористостью для водонасыщенных и продуктивных пород, вскрытых скважинами на РВО (В.М.Добрынин 1991г.).

а - известняки, б - доломиты, в - доломитизированные известняки

построены палетки для известняков, доломитов и доломитизированных известняков месторождения Тенгиз, представленные на рис.6.

Наряду с описанным способом на практике широко используют следующее *выражение для оценки трещинно-кавернозной пористости пород.*

$$K_{п.тк} = \frac{(K_п - K_{п.АМ})}{(1 - K_{п.АМ})}, \qquad (6.10)$$

где $K_п$ – общая пористость породы, определяемая по данным нейтронных или гамма-гамма плотностного методов. Выражение (6.10) справедливо, когда расстояние между кавернами сравнимо с длиной волны или больше нее, то есть когда каверны расположены в породе редко. В этом случае упругая волна огибает каверны и распространяется преимущественно по высокоскоростному скелету. Во всех остальных случаях получаемое по уравнению (6.10) значение кавернoвой пористости характеризует лишь минимально возможную величину.

Определение проницаемости коллекторов

Решение данной задачи на качественном уровне по данным волнового АМ осуществляют с использованием динамических параметров лэмбовских волн – амплитуды A_L и коэффициента затухания α_L. С этой целью на диаграммах аналоговых кривых A_L и α_L выделяют интервалы, характеризующиеся повышенным затуханием и снижением амплитуд волн Лэмба относительно плотных непроницаемых участков разреза. Затем выделенные аномалии исправляют за влияние мешающих факторов (изменение диаметра скважины, наличие глинистых прослоев). По величине аномалий A_L и α_L, оставшихся после исправления кривых, судят о проницаемости коллектора.

В настоящее время в стадии разработки находятся методы определения $k_{пр}$ по величине динамических параметров поперечных волн и волн Лэмба. В основе их лежит повышенная чувствительность параметров $A_S(\alpha_S)$ и $A_L(\alpha_L)$ к увеличению фильтрационной способности горных пород, особенно в интервалах с вторичной пористостью и в первую очередь в трещиноватых коллекторах.

Изучая изменение динамических параметров S- и L- волн во времени, можно контролировать изменение проницаемости коллектора в процессе разработки залежи. По результатам $A_S(\alpha_S)$, полученным до и после обсадки скважины, можно определить изменение проницаемости вследствие

проникновения в поровое пространство цементного раствора и изменение раскрытости пор за счет перераспределения горного давления.

Определение характера насыщения коллекторов, установление ВНК и ГЖК, выявление интервалов обводнения продуктивных пластов в процессе их эксплуатации

Определение характера насыщенности коллекторов по данным АМ основано на следующих факторах:

- высокая чувствительность динамических параметров упругих волн к насыщению пород водой, нефтью или газом, особенно в случае сложного состава заполнителя порового пространства;
- зависимость радиуса исследования АМ от частоты излучения,что позволяет использовать низкочастотный фариант АМ для изучения свойств пласта в радиальном направлении как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах.

Влияние насыщенности на динамические параметры продольных и поперечных волн особенно проявляется при высокой пористости коллекторов. С увеличением пористости возрастают потери энергии упругих волн за счет термического и вязко-инерционного поглощения. Это приводит к тому, что в высокопористых породах наблюдается следующее распределение коэффициентов поглощения продольных и поперечных волн в зависимости от характера насщенности: $\alpha_{p\ вп}<\alpha_{p\ нп}<\alpha_{p\ гп}$, $\alpha_{s\ вп}>\alpha_{s\ нп}>\alpha_{s\ гп}$ (вп, нп, гп – соответственно водо-, нефте- и газонасыщенный пласты). Дифференциация пород, насыщенных разными флюидами, по параметрам α_p и α_s превышает 40%, достигая в высокопористых коллекторах 300-400%.

Высокочастотная модификация АМ (стандартный АМ) – эффективное средство выделения продуктивных коллекторов при неглубоких зонах проникновения в сочетании с электрическими или радиоактивными методами ГИС.

Пористость, определяемая по АМ, в коллекторах разных типов отражает межзерновую, межзерново-трещинную или общую пористость породы. Величины пористости по удельному сопротивлению $K_{п.р}$ в продуктивных коллекторах в значительной степени занижены. Следовательно, в нефтегазонасыщенных пластах выдерживается соотношение $K_{п.р}<K_{п.АМ}$. В водонасыщенных породах $K_{п.р}\approx K_{п.АМ}$. Некоторое превышение $K_{п.р}$ над $K_{п.АМ}$ возможно в трещиноватых коллекторах, при насыщении трещин водами высокой минерализации.

Незначительное влияние газонасыщенности пород на величину интервального времени $\Delta t_п$ позволяет в залежах с газовой шапкой по

комплексу АМ и НГМ не только оценить характер насыщенности коллекторов, но и установить в разрезе положение ГНК. В газонасыщенных интервалах отмечается существенное превышение $K_{п.АМ}$ над $K_{п.НГМ}$. Дополнительный признак газонасыщенных коллекторов – увеличение коэффициента затухания α_p.

Разновидность данного способа – *сравнение нормализованных по пористости кривых АМ, НГМ и одного из электрических методов.* При наличии в разрезе нескольких литологических типов пород необходимо предварительно произвести учет литологии и только после этого решать задачу оценки характера насыщения.

Применение волнового АМ позволяет увеличить радиус исследования и повысить эффективность определения положения ВНК и ГНК, а также интервалов обводнения продуктивных пластов в обсаженных скважинах, осуществляя комплексный анализ амплитуд продольных и поперечных волн. Положение ВНК устанавливают по значительному снижению амплитуд продольной волны и увеличению амплитуд поперечной волны в нефтенасыщенной части разреза скважины по сравнению с показаниями в водонасыщенном коллекторе. Дифференциация показаний на ВНК для продольной волны составляет около 400%, а для поперечной – более 300%.

Высокую эффективность при оценке степени насыщенности коллекторов нефти и газа имеют также и кинематические характеристики упругих продольных и поперечных волн.

В основу методики определения характера и степени насыщенности по данным ВАК (В.М.Добрынин, А.В.Городнов, В.Н.Черноглазов, 1998) положена модифицированная теория упругих деформаций пористых насыщенных тел (М.БИО и Ф.Гассман), которая позволяет связать упругие свойства породы в целом с упругостью ее отдельных компонентов. При определении нефте- и газонасыщенности используется различие сжимаемостей основных компонентов коллектора – твердой фазы, минерального каркаса и флюидов- нефти, газа, воды.

Используя величины интервальных времен Δt_p и Δt_s, получаемых в результате обработки ВАК, а также информацию о плотности коллектора рассчитывают полную объемную динамическую сжимаемость насыщенного коллектора

$$\beta_{од} = \frac{1}{\delta_п}\left[\frac{3\,\Delta t_p^2 \Delta t_s^2}{3\Delta t_s^2 - 4\Delta t_p^2}\right]$$

По измеренным в скважине величинам $\beta_{од}$ в нефтеносном $\beta_{од.нп}$ и водоносном $\beta_{од.в.п}$ пластах рассчитывают индекс насыщения

$$ИН = \frac{\beta_{од,ин}}{\beta_{од,вн}},$$

являющийся аналогом параметра насыщения в электрических методах. Нормировка индекса насыщения производится на водонасыщенном пласте, где ИН=1. В продуктивных коллектрах ИН >1.

Данные волнового АМ в условиях обводнения минерализованными водами по информативности близки к данным ИННМ. Обводнение продуктивных пластов пресными водами приводит к повышению амплитуд продольных волн.

Битумные пласты и водобитумный контакт выделяют по увеличенным показаниям коэффициентов поглощения α_p.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Перечислите параметры, регистрируемые аппаратурой волнового акустического метода и задачи, решаемые по данным волнового АМ.
2. Назовите признаки коллекторов с вторичной пористостью на диаграммах волнового АМ. Опишите способы выделения коллекторов с вторичной пористостью по данным волнового АМ в комплексе ГИС.
3. Приведите выражения для определения величин трещинной ($К_{п,т}$) и кавернозной ($К_{п,КАВ}$) пористостей. Перечислите способы оценки коэффициентов сжимаемости

а) пор пород с межзерновым типом пористости ($\beta_{п,мз}$),

б) трещин ($\beta_т$) и пород с межзерново-трещинным типом пористости ($\beta_{п,т}$),

в) каверн ($\beta_{КАВ}$) и пород с межзерново-каверновым типом пористости ($\beta_{п,КАВ}$)

4. Каким выражением описывается связь коэффициентом сжимаемости породы с интервальным врменем пробега продольной волны? Приведите способы оценки коэффициента Пуассона.
5. Какие параметры волнового АМ характеризуют фильтрационную способность горных пород?
6. Приведите физические предпосылки для определения характера насыщения коллекторов по данным волнового АМ. Назовите параметры волнового АМ, используемые для определения характера насыщения коллекторов.
7. Приведите связь динамической сжимаемости и характера насыщения коллектора.
8. Назовите признаки газонасыщенных коллекторов по данным АМ в низко- и высокочастотной модификациях.

9. Опишите способ определения характера насыщения коллекторов по данным стандартного АМ в комплексе ГИС.

10. Опишите возможности волнового АМ в условиях обсаженной скважины.

ЗАДАЧИ

1. Поставьте знаки « > », « < », « ≈ » в таблице, где

$K_{п,НГМ}$ - пористость, определенная по данным нейтронного гамма-метода,

$K_{п,АМ}$ - пористость, определенная по данным акустического метода

Тип порового пространства	Соотношение пористостей по данным ГИС
Межзерновые Коллекторы	$K_{п,НГМ}$ ... $K_{п,АМ}$
Низкопористые межзерново-трещинные коллекторы	$K_{п,НГМ}$ ... $K_{п,АМ}$
Межзерново-кавернозно-трещинные коллекторы с преобладанием каверновой составляющей	$K_{п,НГМ}$ ... $K_{п,АМ}$

2. Заполните таблицу:

N	Тип порового пространства	Характерные признаки на диаграммах волнового АМ			
		Амплитуды			Δt_p
		S-волна	P-волна	L-волна	
1	Межзерновый				
2	Межзерново-трещинный				
3	Межзерново-кавернозно-трещинный				

3. Поставьте знаки « > », « < »,≈ ⊕,соответствующие характеру насыщения коллектора, в выражениях:

$$\alpha_{p,нп} \ \ldots \ \alpha_{p,вп}$$

$$\alpha_{s,нп} \ \ldots \ \alpha_{s,вп}$$

$$\beta_{од,нп} \ \ldots \ \beta_{од,нп}$$

4. Предложите методы ГИС для определения положения ВНК в обсаженной скважине. Ответ обоснуйте.

5. Разрез сложен карбонатно-гидрохимическими осадками. Коллекторы в карбонатных отложениях характеризуются высокими показаниями гамма-метода, что объясняется повышенным содержанием урана (с продуктами распада). Плотные прослои представлены ангидритом. Комплекс геофизических исследований включает волновой АМ. На участке разреза (рис.15 приложения 1):

1) Выделите коллекторы и назовите их основные качественные признаки. Объясните поведение диаграммы метода СП в покрывающих и подстилающих отложениях.

2) Определите литологический состав коллекторов по комплексу АК и НГМ.

3) Определите пористость коллекторов по данным АК с учетом литологического состава, по НГМ и по комплексу методов АК+НГМ. Сравните полученные значения. Обоснуйте выбор общей пористости.

4) Определите тип коллектора и величину вторичной пористости, используя теоретические кривые на рис.6 лабораторной работы 6. В качестве $K_п$ используйте величины общей пористости.

Заполните таблицу 4.

Данные для определения общей пористости:

$I_{нг}^{max}$ соответствует максимальным показаниям НГМ в фрагменте разреза; $I_{нг}^{min}$=0,2у.е.; водородосодержание опорных пластов 1% и 40% соответственно.

Таблица 4

интервал глубин,м	$I_{нг}$	$\Delta I_{нг}$	$K_{п,п}$	$\Delta T_п$	Кроссплот АМ+НГМ			$K_{п,нм}$	$K_{п,ат}$	$K_т/K_п$ или $K_{кав}/K_п$	$K_т$,% или $K_{кав}$,%
					Си,%	Сд,%	$K_п$				

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ И НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С МЕЖЗЕРНОВЫМ ТИПОМ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

ЦЕЛЬ РАБОТЫ. Освоить способы определения коэффициентов пористости коллекторов по данным методов сопротивления в чистых и глинистых коллекторах. На основании имеющегося комплекса ГИС выбрать методы для оценки пористости в изучаемом разрезе.

Освоить методику определения коэффициента нефтегазонасыщенности коллекторов по комплексу методов сопротивления и пористости.

Ознакомиться со способами оценки проницаемости коллекторов по данным ГИС.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

Коллекторы от вмещающих пород – неколлекторов отличаются величинами проницаемости, пористости и глинистости. Терригенные разрезы содержат коллекторы с различной морфологией порового пространства. Однако основная часть открытых месторождений нефти и газа в терригенных разрезах связана с межзерновыми коллекторами.

Определение пористости межзерновых коллекторов

Коэффициент пористости Кп нефтегазонасыщенного коллектора характеризует его емкость. Геофизические способы определения коэффициента пористости коллекторов в условиях их естественного залегания основаны как на индивидуальной интерпретации отдельных методов, так и на комплексной интерпретации данных нескольких методов.

В терригенном разрезе с межзерновым типом порового пространства наиболее широко для определения Кп применяют следующие методы:

1) метод электрического сопротивления с учетом глинистости по данным метода СП;
2) метод потенциалов собственной поляризации;
3) методы радиометрии скважин – нейтронные методы (с учетом глинистости по данным гамма-метода) и гамма-гамма метод (рассеянного гамма-излучения) ГГМ-П;
4) акустический метод.

Метод электрического сопротивления

Здесь возможны три способа определения коэффициента пористости:

а) по удельному сопротивлению полностью водонасыщенной породы $\rho_{вп}$;

б) по удельному сопротивлению промытой зоны $\rho_{пп}$;

в) по удельному сопротивлению зоны проникновения $\rho_{зп}$.

Удельное сопротивление водонасыщенной породы $\rho_{вп}$ с непроводящим скелетом определяется формулой

$$\rho_{вп} = Рп \cdot \rho_{в} \qquad (7.1)$$

где Рп – параметр пористости породы ; $\rho_{в}$ – удельное сопротивление пластовой воды.

Параметр пористости неглинистой породы зависит от коэффициента пористости и структуры порового пространства и не зависит от

минерализации воды, насыщающей поровое пространство. Для реальных пород связь Рп с Кп описывается следующим выражением

$$Рп = a_п / Кп^m$$

где $a_п$ и m – эмпирические константы для данного типа пород.

С усложнением структуры порового пространства и увеличением степени сцементированности породы показатель m увеличивается. Зависимость Рп = f(Кп) близка к линейной в двойном логарифмическом масштабе. На рис.7 представлены зависимости для определения коэффициента пористости Кп по параметру Рп для пород различной литологии.

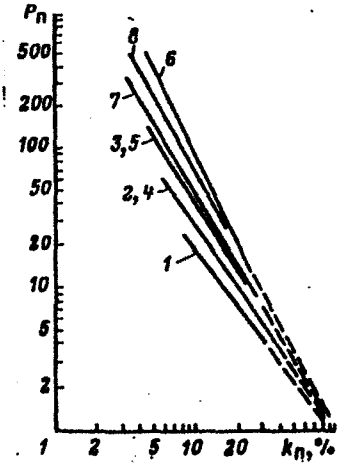


Рис.7.Зависимость параметра пористости $P_п$ от коэффициента пористости $k_п$

1-6: для терригенных и карбонатных пород (атмосферные условия): 1 – пески; 2 - слабосцементированные песчаники; 3 - среднесцементированные песчаники; 4 - рыхлыняки и глинистые известняки; 5 - известняки и доломиты крупнокристаллические средней уплотненности; 6 – известняки и доломиты плотные и тонкокристаллические ;

7,8 – при различном эффективном давлении $p_{эф}$ на породу в условиях естественного залегания (терригенные породы) [по В.М.Добрынину], 7 - $p_{эф}$ =0, 8 - $p_{эф}$=120Мпа.

В глинистых коллекторах с рассеянной глинистостью величина Рп не остается постоянной при изменении минерализации Св насыщающей жидкости. Изменение величины Рп глинистой породы с уменьшением Св и ростом удельного сопротивления $\rho_в$=$\rho_ф$ характеризуется коэффициентом поверхностной проводимости П :

$$П = P_{п.ф} / P_{п.пр}$$

где $P_{п.ф}$ – текущее значение параметра пористости при насыщении водой с удельным сопротивлением $\rho_ф$, $P_{п.пр}$ – максимальное для данной породы значение, наблюдаемое при насыщении породы водой предельной минерализации ($C_в$ ≅ 4-5н). Коэффициент поверхностной проводимости всегда меньше или равен 1 . Для чистых пород П=1, для глинистых П<1 . В глинистых породах отличие П от единицы тем больше, чем выше глинистость и ниже удельное сопротивление $\rho_ф$.

Зависимость П от $\rho_ф$ и содержания глинистого материала выражают семейством экспериментальных графиков $П = f(\rho_ф)$ для различных значений $C_{гл}$=const или $\alpha_{сп}$ = const (рис. 5 приложения 2).

Способы оценки коэффициента пористости по удельному сопротивлению промытой зоны и зоны проникновения применяют как для водонасыщенных, так и для продуктивных коллекторов.

Параметр пористости водонасыщенных коллекторов рассчитывают по формулам:

$$P_п = \frac{\varrho_{пп}}{\varrho_ф \cdot П_{пп}} \qquad (7.2)$$

или

$$P_п = \frac{\varrho_{зп}}{\varrho_{вф} \cdot П_{зп}} \qquad (7.3),$$

где $\rho_{пп}$ и $\rho_{зп}$ - удельные сопротивления породы, $\rho_ф$ и $\rho_{вф}$ - удельные сопротивления воды, $П_{пп}$ и $П_{зп}$ - коэффициенты поверхностной проводимости соответственно для промытой части пласта и зоны проникновения. Коэффициенты $П_{пп}$ и $П_{зп}$ определяют по палетке (рис. 5 приложения 2) для известных значений $\rho_ф$, $C_{гл}$, $\alpha_{сп}$ ($П_{пп}$) или $\rho_{вф}$, $C_{гл}$, $\alpha_{сп}$, ($П_{зп}$).

Для определения $\rho_{вф}$ необходимо знать фактор смещения z, характеризующий долю токопроводящего объема пор в зоне проникновения, занимаемого пластовой водой с удельным сопротивлением $\rho_в$.

Формула для расчета $\rho_{вф}$ имеет вид :

$$\varrho_{вф} = \frac{\varrho_{вф}}{z\left(\varrho_{вф}/\varrho_в - 1\right) + 1}$$

В нефтегазонасыщенных коллекторах параметр пористости рассчитывают по формулам

$$P_п = \frac{\varrho_{пп}}{\varrho_ф P_{но,пп} \cdot П_{пп}} \qquad (7.4)$$

или

$$P_п = \frac{\varrho_{зп}}{\varrho_{вф} P_{но,зп} \cdot П_{зп}} \qquad (7.5)$$

где $P_{но.пп}$ и $P_{но.зп}$ – параметры насыщения промытой зоны и зоны проникновения, зависящие соответственно от остаточного насыщения $K_{но}$ в промытой части пласта и в зоне проникновения.

Последовательность операций при определении $K_п$ по удельному сопротивлению пород:

1. Определяют удельное электрическое сопротивление породы по диаграммам методов сопротивлений: $\rho_{вк}$ (БЭЗ, индукционный метод) ; $\rho_{пк}$ (по данным микрометодов – МБК, микрозонды с гидравлическим башмаком) ; $\rho_{зп}$ (по левой ветви фактической кривой зондирования; по диаграммам малых градиент – или потенциал-зондов с размером зонда 0,5 – 1 м ; по данным бокового каротажа при повышающем проникновении).

2. Определяют $\rho_в$, $\rho_ф$ и $\rho_{вф}$.

3. Рассчитывают параметр пористости по формулам (7.1-7.5).

4. Определив $P_п$ по соответствующей зависимости $P_п = f(K_п)$ или по номограмме (рис.1 приложение 2) находят коэффициент пористости.

Метод потенциалов собственной поляризации.

Необходимым условием для определения коэффициента пористости терригенных коллекторов по методу СП является наличие тесной корреляционной связи между амплитудой СП ($E_{сп}$ или $\alpha_{сп}$) и $K_п$. В таких коллекторах изменение пористости в довольно широком диапазоне происходит за счет изменения содержания рассеянного глинистого материала. Дополнительными условиями для получения надежных результатов по методу СП являются :

а) постоянство минерализации и химического состава пластовых вод в изучаемом разрезе, а также $\rho_ф$ в исследуемом интервале скважины;

б) однородный минеральный состав цемента при преобладании глинистого цемента заполнения пор;

в) хорошая отсортированность зерен скелетной фракции коллектора;

г) желательно, чтобы $\rho_ф / \rho_в \geq 3\text{-}5$.

При определении пористости по методу СП предпочтение отдается относительной амплитуде $\alpha_{сп}$, рассчитываемой по формуле :

$$\alpha_{сп} = \frac{E_{сп.пл}}{E_{сп.макс}}$$

где $E_{сп.пл}$ и $E_{сп.макс}$ – соответственно приведенные (статические) амплитуды в изучаемом пласте и в чистых (неглинистых) породах.

Величину $K_п$ для каждого интерпретируемого пласта находят по графику $\alpha_{сп} = f(K_п)$, соответственно полученному значению $\alpha_{сп}$.

На рис.10 и рис.11*б* приложения 2 изображены типичные корреляционные связи между $\alpha_{сп}$ и $K_п$ для девонских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и месторождений Западной Сибири.

Способы определения коэффициента пористости пород по данным радиоактивных (НГМ, ННМ, ГГМ-П) и акустического методов, а также глинистости коллекторов по методам СП и ГМ были рассмотрены ранее при изучении дисциплины "Геофизические исследования скважин" в разделах, посвященных индивидуальной интерпретации этих методов.

Определение коэффициента нефтегазонасыщения коллекторов по даннным метода сопротивлений

Объем пор в гидрофильном и частично гидрофобном продуктивном коллекторе заполнен нефтью (или газом) и водой. Содержание воды характеризуется коэффициентом водонасыщения $K_в$ (или остаточного водонасыщения $K_{во}$). Содержание нефти или газа – коэффициентами нефте – или газонасыщенности. Величины $K_в$ и $K_{нг}$ связаны соотношением

$$K_в + K_{нг} = 1$$

В полностью гидрофобном коллекторе остаточная вода отсутствует и $K_{нг}=1$.

Определение параметров $K_в$ и $K_{нг}$ по данным метода сопротивлений основано на использовании следующих выражений :

$$P_н = \rho_{вп} / \rho_{вп} = \rho_{пп} / P_п \cdot \rho_в \quad \text{и} \quad P_н = a_п / K^n_в,$$

где $a_п$ и n – эмпирические константы, установленные для данного типа коллектора.

Величина показателя n определяется главным образом характером смачиваемости, но зависит также и от степени глинистости коллектора. В гидрофильных глинистых породах его величина составляет 1,3 ÷1,8 , в чистых и слабоглинистых n = 1,8÷2,0 . В гидрофобных коллекторах n имеет более высокие значения от 2,5 до 5,0 и выше.

При определении $K_{нг}$ коллектора необходимо располагать информацией об удельном сопротивлении неизмененной части пласта, пористости породы и удельном сопротивлении пластовой воды. Достоверная оценка $K_{нг}$ возможна при правильном выборе зависимости $P_н = f(K_в)$. Известны два способа ее получения. В первом способе на одном и том же образце определяют несколько значений $P_н$ при разных величинах $K_в$, т.е. для каждого образца строят свою зависимость $P_н=f(K_в)$. В дальнейшем, группируя эти зависимости для коллекции образцов по коллекторским свойствам, получают серию кривых $P_н=f(K_в)$ для различных классов пород, характеризующихся конкретным диапазоном проницаемости или глинистости.

Во втором способе в каждом образце создают минимальное значение водонасыщенности $K_в = K_{в\text{-}ст}$ и строят единую зависимость $P_н = f(K_{в\text{-}ст})$ для

пород-коллекторов данного месторождения, коллекторские свойства которых меняются в широких пределах.

Зависимости первого типа справедливы для коллекторов одного класса, имеющих сходную литологию и коллекторские свойства, охватывают весь диапазон насыщенности данного класса от полной водонасыщенности до предельной нефте- или газонасыщенности.

Зависимости второго типа применимы для всех коллекторов изучаемого месторождения и соответствуют условиям предельной нефте- или газонасыщенности.

В ряде районов, где пористость коллекторов меняется в узких пределах, следовательно $P_п$ изменяется мало, для определения $K_в$ используют связи

$$P_o = \rho_{нг}/\rho_в = f(W_в) \ ,$$

где $W_в = K_п \cdot K_в$ – коэффициент объемной влажности породы, связанной с коэффициентом удельного нефтегазонасыщения $W_{нг}$ соотношением

$$\omega_{нг} = 1 - \omega_в$$

В зоне предельного нефтегазонасыщения коллекторов $\omega_{нг}=K_{п.эф}$. Экспериментальные связи $P_o = f(\omega_в)$ для различных геологических объектов характеризуются часто большей теснотой, чем зависимости $P_п = f(K_в)$.

Определение $K_{нг}$ по удельному сопротивлению породы включает в себя следующие операции :

1) установление удельного сопротивления породы $\rho_{нг}$ (БЭЗ, индукционный метод, боковой каротаж при неглубоком проникновении);

2) определение коэффициента пористости коллектора по методам пористости (НМ, ГГМ-П, АМ и др) и параметра пористости $P_п$;

3) определение удельного сопротивления пластовой воды $\rho_в$ (по данным анализа образцов вод, отобранных при опробовании законтурных скважин или по данным метода потенциалов собственной поляризации);

4) расчет удельного сопротивления пласта $\rho_{вп}$ при 100%-ном водонасыщении;

5) выбор зависимости $P_п = f(K_в)$, соответствующей данному типу коллектора и определение величины $K_в$ ($K_{нг}$), соответствующей рассчитанному значению $P_п$.

При определении $K_{нг}$ в пачке, представленной чередованием прослоев продуктивного коллектора и неколлектора используют соотношение (5.2), которое в данном случае является уравнением с тремя неизвестными $\rho_{пп}$, $\rho_{гп}$ и $\chi_{гп}$. Для определения $\rho_{пп}$ необходим комплекс методов сопротивления и глинистости. Удельное сопротивление глин $\rho_{гп}$ устанавливают по близлежащим глинистым пластам, а величину $\chi_{гп}$ по методам СП, ГМ. При

известных $\rho_{гл}$ и $\chi_{гл}$ уравнение (5.2) решают относительно $\rho_{пл}$. Дальнейший порядок определения $K_в(K_{нг})$ аналогичен рассмотренному выше.

Раздельное определение $K_в$ и $K_г$ в коллекторах с трехфазным насыщением

При решении данной задачи сначала определяют коэффициент нефтегазонасыщенности породы $K_{нг}$ по удельному сопротивлению. Коэффициент газонасыщения $K_г$ рассчитывают по данным повторных исследований нейтронными методами. Первый замер НМ должен быть проведен до спуска колонны (в период формирования зоны проникновения). Последующие замеры НМ после цементирования колонны через различные промежутки времени до полного расформирования зоны проникновения в продуктивном коллекторе

Значение $K_г$ находят, решая уравнение

$$K_{п.п} = K_п[W_в(1 - K_г) + W_г K_г] ,$$

Где $K_{п.п}$ – нейтронная пористость (водородный индекс) газоносного коллектора, устанавливаемый по результатам последнего замера ; $W_г$ и $W_в$ – водородные индексы газа в пластовых условиях и пластовой воды.

Водородный индекс для метана рассчитывается по формуле :

$$W_г = 1{,}6 \cdot 10^{-3} P_{пл} \frac{293}{T_{пл}} \cdot \frac{1}{Z},$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, Мпа ; $T_{пл}$ – пластовая температура, К° ; Z – коэффициент сверхсжимаемости метана, который определяют по специальной палетке для заданных $P_{пл}$ и $T_{пл}$. При изменении $P_{пл}$ в пределах 10-40 Мпа и $T_{пл}$ от 300 до 400°К Z= 0,8 +1,1 .

Водородный индекс пластовой воды рассчитывают по известной величине минерализации $C_в$ (в г/см^3)

$$W_в = 1 - 0{,}36C_в .$$

В чистом песчаном коллекторе $K_г$ рассчитывают по формуле :

$$K_г = \frac{K_п W_в - K_{п.н}}{K_п(W_в - W_г)},$$

в глинистом коллекторе

$$K_г = \frac{K_п W_в - K_{гл} W_{гл} K_{п.н}}{K_п(W_в - W_г)}.$$

Водородный индекс глин $W_{гл}$ устанавливают с учетом их минерального состава.

Коэффициент нефтенасыщения $K_н$ в коллекторе с трехфазным насыщением рассчитывают как $K_{нг} - K_г$.

Определение коэффициента проницаемости

Данные ГИС позволяют определять значения коэффициентов проницаемости в терригенных межзерновых гидрофильных коллекторах. Разработаны способы определения $K_{пр}$ в зоне предельной насыщенности продуктивного коллектора по данным метода сопротивления и коллектора с любым характером насыщенности по данным методов глинистости СП и ГМ.

Определение $K_{пр}$ продуктивного коллектора по удельному сопротивлению. Физической основой для установления связи между удельным сопротивлением и $K_{пр}$ нефтегазоносного коллектора является уравнение Козени – Кармана

$$K_{пр} = K_{п.эф}^3/(f T_ф^2 S_ф^2), \qquad (7.6)$$

где $K_{п.эф}$ – коэффициент эффективной пористости ; f - коэффициент, характеризующий степень отличия сечения порового канала от кругового; $T_ф$ и $S_ф$ – соответственно извилистость и удельная поверхность фильтрующих каналов.

В результате преобразования уравнения (7.6) и приведения его к параметрам, устанавливаемым по данным ГИС при показателе смачиваемости n=2 получают следующее выражение для $K_{пр}$

$$K_{пр} = [\tau_{св}^2(1 - P_н^{-1/2})^3 P_н]/f P_п , \qquad (7.7)$$

которое является физической основой определения $K_{пр}$ по значениям геофизических параметров $P_н$ и $P_п$, рассчитываемых по известным формулам, в зонах предельной нефтегазонасыщенности коллекторов.

В уравнении (7.7) $\tau_{св}$ – средняя толщина пленки связанной воды. При расчетах принимают обычно $0,4 < \tau_{св} < 0,7$ мкм.

На практике часто используют упрощенную формулу $K_{пр} = aP_н^в$, эмпирические константы а и в принимают различные значения для конкретных объектов.

На рис. приложения 2 представлена палетка для определения проницаемости песчаников и алевролитов девонских отложений Татарии и Башкирии (В.М.Добрынин, С.А.Султанов, 1956г.) по известным значениям $P_н$ и пористости коллекторов.

Для слабоглинистых терригенных коллекторов фирма Шлюмберже рекомендует следующее эмпирическое выражение :

$$K_{пр} = 6,25 \cdot 10^4 K_{п.эф}^6 P_н^2$$

Изложенные способы позволяют с достаточной для практики точностью определять $K_{пр}$ в той части нефтяной или газовой залежи, где отсутствует подвижная остаточная вода. В приконтурных зонах этот способ не применим, так как дает занижение оценки $K_{пр}$.

Определение $K_{пр}$ по диаграммам методов СП и ГМ

Предпосылкой для использования методов глинистости СП и ГМ при определении коэффициента проницаемости коллекторов является наличие достаточно тесной корреляционной связи между параметрами $K_{пр}$ и $K_{гл}$, или $\eta_{гл}$, характеризующими глинистость коллектора. Поскольку с параметрами $K_{гл}$ и $\eta_{гл}$ тесно связаны геофизические параметры ΔI_γ и $\alpha_{сп}$, естественно предположить наличие связей $\Delta I_\gamma = f(K_{пр})$ и $\alpha_{сп} = f(K_{пр})$.

В слабоглинистых и чистых коллекторах с высокой проницаемостью связь между $\alpha_{сп}$ и $K_{пр}$, а также между ΔI_γ и $K_{пр}$ практически отсутствует, поскольку в таких коллекторах величина $K_{пр}$ зависит главным образом от гранулометрического состава скелетных зерен, их медианного диаметра и степени отсортированности.

Корреляционные зависимости $\alpha_{сп} = f(K_{пр})$ установлены для коллекторов ряда крупных месторождений Западной Сибири и Южного Мангышлака.

Уравнение регрессии данной связи имеет вид

$$\alpha_{сп} = a + b \cdot \lg K_{пр}$$

или

$$\lg K_{пр} = a + b \cdot \alpha_{сп} + c \cdot \alpha^2_{сп}$$

где a, b, c – эмпирические константы, различные для разных геологических объектов.

Для основных продуктивных отложений месторождение Узень установлено наличие более тесной связи $K_{пр}$ с комплексным параметром $\alpha_{сп}/\Delta I_\gamma$, чем порознь между $\alpha_{сп}$ и $K_{пр}$ или ΔI_γ и $K_{пр}$.

Преимуществом использования методов глинистости для определения $K_{пр}$ является возможность оценки данного параметра в любых участках залежи: водонасыщенных, частично нефте(газо)насыщенных, а также в коллекторах с предельным нефте(газо)насыщением.

Благоприятным фактором является преобладание глинистого цемента и практическое отсутствие силикатного и карбонатного цемента.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Перечислите способы определения пористости терригенных коллекторов с межзерновым типом порового пространства.

2. Приведите выражения для определения пористости неглинистого межзернового коллектора по удельному электрическому сопротивлению (УЭС) в случаях:

а) нефтенасыщенного коллектора;

б) водонасыщенного коллектора.

3. Как изменятся эти выражения в случае присутствия рассеянного глинистого материала в пласте-коллекторе?

4. Перечислите геологические и технологические условия, при которых по данным метода СП можно надежно определить пористость коллектора.

5. Приведите выражения для оценки пористости неглинистого коллектора с мономинеральным составом твердой фазы и межзерновым типом порового пространства:

а) по данным ГГМ-п,

б) по данным стандартного акустического метода.

6. Приведите выражение для оценки пористости в глинистом терригенном коллекторе по данным о суммарном эквивалентном водородосодержании породы.

7. Какие характеристики коллекторов можно определить по комплексу методов радио- и электрометрии?

8. Какие данные необходимы для определения коэффициентов нефте- и газонасыщенности? Приведите схему оценки $K_{нг}$ и соответствующие выражения для расчетов.

9. Опишите способы получения зависимостей $P_н=f(K_в)$ и области их применимости.

10. Приведите последовательность расчетов и соответствующие выражения для оценки $K_н$ и $K_г$ в коллекторах с трехфазным насыщением.

11. Какие методы ГИС информативны для определения проницаемости коллекторов? Перечислите способы оценки проницаемости и приведите их физическое обоснование.

ЗАДАЧИ

1. Определите пористость неглинистых среднесцементированных гидрофильных песчаников терригенного межзернового коллектора по УЭС полностью промытой зоны водонасыщенной части пласта по данным таблицы5. Рассчитайте сопротивление полностью промытой зоны этого коллектора в случае присутствия в нем глинистого материала. Заполните таблицу для пластов с температурой 40°-45° С. Сделайте вывод о влиянии рассеянной глинистости на величину удельного сопротивления коллекторов.

Таблица 5.

Вариант	$C_{гл}$ < 1,5%				$K_п$, %	Характеристики коллектора с рассеянной глинистостью		
	$\rho_{пп,вл}$, Ом.м	$\rho_р$, Ом.м	$\rho_ф$, Ом.м	$P_н$		$C_{гл}$, %	$П_н=f(C_{гл},\rho_ф)$	$\rho_{пп,вл}$, Ом.м
1.	5,5	0,5				4,5		
2.	8	1				4,5		
3.	10	1				4,5		
4.	15	1				4,5		
5.	25	2,5				10		
6.	25	1				4,5		
7.	20	2				10		
8.	10	0,5				5		

2. Проведите литологическое расчленение терригенного разреза и выделите коллекторы по данным ГИС на рис.2 приложения 1. Определите пористость продуктивного пласта по данным метода СП.

Данные для расчета $E_{сп}(max)$:

$\rho_р$=2,3 Ом.м; $\rho_в$=0,03 Ом.м, Ксп=70 мВ при t^o=20, температура пласта – 40° С.

3. Выполните необходимые расчеты по определению величин пористости, проницаемости и нефтенасыщенности коллекторов, представленных среднесцементированными гидрофильными продуктивными неглинистыми песчаниками ($C_{гл}$<2%). Заполните таблицу

	$\rho_{нп}$, Ом.м	$C_в$, Ом.м	t °C пласта	$\rho_в$ Ом.м	$K_н$, %	$P_н$	$P_п$	$K_п$, %	$K_{пр}$
1.	12	4,7 н	35		?			23	?
2.	358	4,7 н	35		80			?	?
3.	7,4	4,1 н	40		?			18	?
4.	93	4,1 н	40		65			?	?
5.	8,7	21 г/л	60		?			24	?
6.	72	21 г/л	60		85			?	?
7.	44,9	29 г/л	70		?			26	?
8.	5,45	29 г/л	70		65			?	?
9.	10,6	1,87 н	140		?			16	?
10.	14	1,87 н	140		80			?	?

4. Результаты какого из приведенных методов ГИС на рис.10 приложения 1 могут быть использованы для оценки Кп? Существует ли возможность количественной оценки насыщенности коллекторов углеводородами по результатам проведенных исследований?

5. Разрез представлен терригенными отложениями. По данным акустического метода на рис.6а,б приложения 1 определите пористость коллекторов, приняв $\Delta T_ж$=620 мкс/м; $\Delta T_п$=165мкс/м.

6. Проведите литологическое расчленение терригенно-карбонатного разреза на рис.3 приложения 1. Выделите коллекторы в разрезе скважины. Назовите методы, позволяющие оценить пористость и глинистость продуктивных отложений, характер насыщения коллекторов. Выделите опорные пласты для интерпретации методов СП, ГМ, НГМ и выполните количественную оценку $К_п$, $К_{гл}$. Заполните свободные поля таблицы.

Данные для расчетов:

$\rho_ф$=1,5 Ом.м; $\rho_в$=0,04 Ом.м, Ксп=75 мВ при температуре пласта – 40°.

	Пористость		Глинистость		
	Нейтронная пористость	Открытая пористость	Массовая	Относительная	Объемная
СП					
ГМ					
НГМ					

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ С МЕЖЗЕРНОВО-КАВЕРНОЗНОЙ ПОРИСТОСТЬЮ, ВСКРЫТЫХ НА МИНЕРАЛИЗОВАННОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО НЕФТЕГАЗОСОДЕРЖАНИЯ.

ЦЕЛЬ РАБОТЫ. Овладеть приемами выделения и оценки характера насыщения межзерново-кавернозных карбонатных коллекторов в разрезах, содержащих соленосные горизонты. Освоить методики количественной интерпретации данных ГИС, применяемые для оценки подсчетных параметров и расчета удельного нефтегазосодержания пород.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

Типовой комплекс геофизических исследований в перспективных интервалах разреза, представленных сложнопостроенными коллекторами, вскрытыми на минерализованной (соленой) промывочной жидкости включает в себя следующие методы: замеры экранированными (БК) и микроэкранированными (МБК) зондами, нейтронные методы (НГМ, ННМ, КНК), гамма-гамма (ГГМ-П), гамма-метод (ГМ) , акустический (АК) и кавернометрию скважин.

Качественные признаки коллекторов межзерново-кавернозного типа при вскрытии на пресной ПЖ такие же, как и у коллекторов с межзерновой эффективной пористостью. При вскрытии на соленой ПЖ количество качественных признаков меньше в связи с ограниченным комплексом ГИС. Наиболее характерные признаки – глинистая или шламовая корка, резкое снижение величин $\rho_к$ на диаграмме МБК по сравнению с вмещающими породами-неколлекторами, радиальный градиент сопротивления в продуктивных коллекторах (при $\rho_ф \approx \rho_в$) при сопоставлении показаний бокового и микробокового каротажа.

В качестве количественных критериев при выделении коллекторов используются – граничные значения коэффициентов пористости $К_{п,гр}$ и проницаемости $К_{пр,гр}$, а также граничные значения показаний геофизических методов, зависящих от пористости (например, $\Delta J_{nγ}$, ΔJ_{nn} , $\Delta J_{γγ}$, $\Delta T_п$ и др.)

В пластах – коллекторах $К_п > К_{п,гр}$, $К_{пр} > К_{пр,гр}$, $\Delta J_{n,nn} < \Delta J_{n,nn,гр}$; $\Delta J_{γγ} > \Delta J_{γγ,гр}$, $\Delta T_п > \Delta T_{п,гр}$.

Общая пористость коллекторов межзерново-кавернозного типа определяется в результате количественной интерпретации диаграмм нейтронных или гамма-гамма плотностного методов.

Межзерновая пористость блоков породы устанавливается по данным акустического метода. Характерным для такого типа коллекторов является соотношение

$$К_{п.общ} > К_{п.мз} > К_{п.гр}$$

В некоторых типах разрезов, когда каверны распределены в породе равномерно и доля их высока – от 30 ÷ 40% до 60 ÷ 70% может наблюдаться примерное равенство величин общей и межзерновой пористости, установленных различными методами ГИС.

Минерализованные растворы являются наиболее благоприятным типом промывочной жидкости для проведения замеров экранированными (БК) и микроэкранированными зондами (МБК). При неглубоких зонах проникновения ($D/d_c < 4$) показания зонда БК отражают удельное

$\rho_п^{МБК}$ удельное сопротивление промытой зоны $\rho_{пп}$. В продуктивных коллекторах $\rho_п^{БК} > \rho п^{МБК}$, в водонасыщенных породах $\rho_п^{БК} = \rho_п^{МБК}$ (при $\rho_в \approx \rho_ф$)

. Знание этих величин позволяет рассчитать для продуктивных пластов коэффициенты начального ($К_{нг}$) и остаточного ($К_{но}$) нефтенасыщения, а также коэффициент вытеснения, который характеризует максимально возможную для данного типа коллектора величину нефтегазоизвлечения.

$$K_{выт} = \frac{K_н - K_{но}}{K_н}$$

По известным величинам суммарной толщины коллекторов $h_{эф} = \sum_{i=1}^{n} h_{эф,i}$

в разрезе исследуемой скважины, средневзвешенным по толщине коллекторов значениям $К_п$, $К_н$ ($К_г$) и $К_{но}$ можно вычислить удельное нефте – ($q_н$) или газосодержание ($q_г$) в каждой скважине :

$$q_н = \frac{\delta_н}{в_н} h_{эф} \overline{K}_п \overline{K}_н \quad , [т] \qquad (8.1)$$

$$q_г = h_{эф} K_п K_г a_t (P_н/Z_н - P_к/Z_к), \ [м^3] \qquad (8.2)$$

В приведенных формулах $\delta_н$ – плотность нефти на поверхности ; $в_н$ – объемный коэффициент для нефти в пластовых условиях ; a_t - поправка для приведения объема газа к температуре 20°С; $P_н$ и $P_к$ – пластовые давления в начале и конце разработки залежи ; $Z_н$ и $Z_к$ – поправочные коэффициенты на сверхсжимаемость газов в начальный и конечный периоды разработки.

Максимально возможные извлекаемые запасы нефти и газа (при коэффициенте охвата равном 1 можно рассчитать по следующим формулам :

$$q_{нн} = q_н K_{изв.н}$$
$$q_{гн} = q_г K_{изв.г}$$

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

8. Какие методы ГИС применяются в карбонатных коллекторах с межзерново-кавернозным типом порового пространства? Назовите качественные признаки таких коллекторов.

9. Изложите способ определения общей и межзерновой пористости в сложнопостроенных коллекторах.

10. Приведите выражение для расчета коэффициента вытеснения. Какие методы электрометрии используются для его определения при вскрытии разреза на минерализованной промывочной жидкости?

10. Приведите выражение для расчета коэффициента вытеснения. Какие методы электрометрии используются для его определения при вскрытии разреза на минерализованной промывочной жидкости?

11. Приведите выражение для расчета удельного нефтесодержания по скважине. Какие петрофизические зависимости требуются для расчета $q_н$? Укажите методы ГИС для определения требуемых петрофизических характеристик.

12. Приведите выражение для расчета максимально возможных извлекаемых запасов нефти и газа.

13. Назовите методы ГИС для определения трещинно-кавернозной пористости в коллекторах со сложной структурой порового пространства.

ЗАДАЧИ

1. Выберите комплекс методов для выделения карбонатных межзерново-кавернозных неглинистых коллекторов:

<u>а) при отсутствии информации о граничной пористости</u>

1) НГМ, ГМ, СП 2) БК, МБК 3) ГГМ-П, АК

<u>б) при известной величине $К_{п,гр}$</u>

1) НГМ, ГМ, ПС 2) БК, МБК 3) ГГМ-п, АК

2. Карбонатный разрез. Продуктивные пласты представлены известняками с глинистостью менее 4% и межзерново-кавернозным типом порового пространства. Комплекс методов включает НГМ, БК, МБК.

Определите коэффициент вытеснения в пластах коллекторах по известным значениям нейтронной пористости и показаниям методов электрометрии.

Данные для расчетов:

Сопротивление пластовой воды равно 0,06 Ом.м.

Сопротивление фильтрата бурового раствора – 0,12 Ом.м.

Заполните таблицу 6.

Таблица 6.

N	$К_{п.п,\%}$	$\rho_п^{БК}$,Ом.м	$\rho_{пп}^{МБК}$,Ом.м	$К_в$	$К_{в,пп}$	$К_н$	$К_{но}$	$К_{выт}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	14	100	12					
2	16	120	10					
3	10	80	50					
4	12	95	10					
5	18	135	5					
6	14	100	10					

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	16	100	10					
8	10	80	30					
9	12	95	15					
10	18	95	15					
11	14	100	8					
12	16	80	10					
13	10	80	15					
14	12	95	20					

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС В КАРБОНАТНЫХ РАЗРЕЗАХ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ ПОРОДАМИ СО СЛОЖНОЙ ЛИТОЛОГИЕЙ И СЛОЖНОЙ СТРУКТУРОЙ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА.

ЦЕЛЬ РАБОТЫ. Овладеть способами количественной интерпретации комплекса ГИС с целью определения литологического состава пород, оценки общей пористости коллекторов и ее компонентов – межзерновой и трещинно-кавернозной емкости.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

При сложном минеральном составе пород и сложной структуре порового пространства для определения литологии пород и их общей пористости наиболее целесообразен комплекс следующих методов ГИС – НМ, ГГК-П и АК. В этом случае пористость пород и содержание в них отдельных минералов (кварца, доломита, ангидрита, кальцита и т.п.) находят решением системы линейных уравнений, связывающих показания отдельных методов ГИС с вышеперечисленными характеристиками. Например, для породы, в минеральном скелете которой присутствуют известняк, доломит и ангидрит, что типично для многих карбонатных разрезов, система уравнений будет иметь следующий вид:

$$\begin{aligned}
&\Delta T_п=\Delta T_{дол}V_{дол}+\Delta T_{изв}V_{изв}+\Delta T_{анг}V_{анг}+\Delta T_ж K_п;\\
&K_{п.п}=\Delta K_{п.п\ дол}V_{дол}+\Delta K_{п.п\ изв}V_{изв}+\Delta K_{п.п\ анг}V_{анг}+\Delta K_{п.п\ ж}K_п;\\
&\delta_п=\delta_{дол}V_{дол}+\delta_{изв}V_{изв}+\delta_{анг}V_{анг}+\delta_ж K_п;\\
&1=V_{дол}+V_{изв}+V_{анг}+K_п,
\end{aligned} \tag{9.1}$$

где $V_{дол}$, $V_{изв}$, $V_{анг}$ – относительные объемы доломита, кальцита и ангидрита в породе; $\Delta T_{дол}$, $\Delta T_{изв}$, $\Delta T_{анг}$, $\delta_{дол}$, $\delta_{изв}$, $\delta_{анг}$ – величины интервального времени и

Система уравнений (9.1) может содержать любые компоненты при условии, что их общее количество не должно превышать число уравнений. Величины интервального времени, плотности и $\Delta K_{п.п}$ для отдельных минералов получают на основе теоретических расчетов или экспериментально на моделях или образцах пород. В таблице 7 приведены значения $\Delta K_{п.п}$, плотности ($\delta_м$) и интервального времени в твердой фазе ($\Delta T_{тв}$) для некоторых минералов и пластовых флюидов.

Таблица 7 .

Значения $\Delta K_{п.п}$, $\delta_м$, $\Delta T_{тв}$ для некоторых минералов и пластовых флюидов.

Минерал, флюид	$\Delta K^{*)}_{п.п}$, %	$\delta_м$, г/см^3	$\Delta T_{тв}$, мкс/м
Кальцит	0	2,71	155
Доломит	–(0–7)	2,87	142
Ангидрит	–(0–1)	2,96	164
Гипс	–50	2,32	171
Кварц	(2–7)	2,67	165
Галит	+8	2,2–2,3	220
Каолинит	50–70**	2,62	217
Гидрослюда	40–70**	2,81	251
Хлорит	50–70**	2,72	234 (усл)
Вода пресная		1,0	610
Вода минерализ.		1,2	560

*) Величину $\Delta K_{п.п}$ по отношению к известняку выбирают в зависимости от $K_п$, модификации нейтронного метода и типа применяемой аппаратуры.

**) Зависит от основного состава пород и модификации нейтронного метода.

Решение системы уравнений (9.1) производят с помощью программ, входящих в одну из систем автоматизированной обработки данных ГИС (например, АСОИГИС ЕС, ГИС–подсчет и др.).

Выбор минералов, объемы которых определяются согласно (9.1), производят на основе имеющейся геологической информации об исследуемом разрезе или с использованием графиков, типа «M–N», «M–ΔT_p», «ΔT–$\delta_м$» и других, на которых положение точек определяется только литологией пород

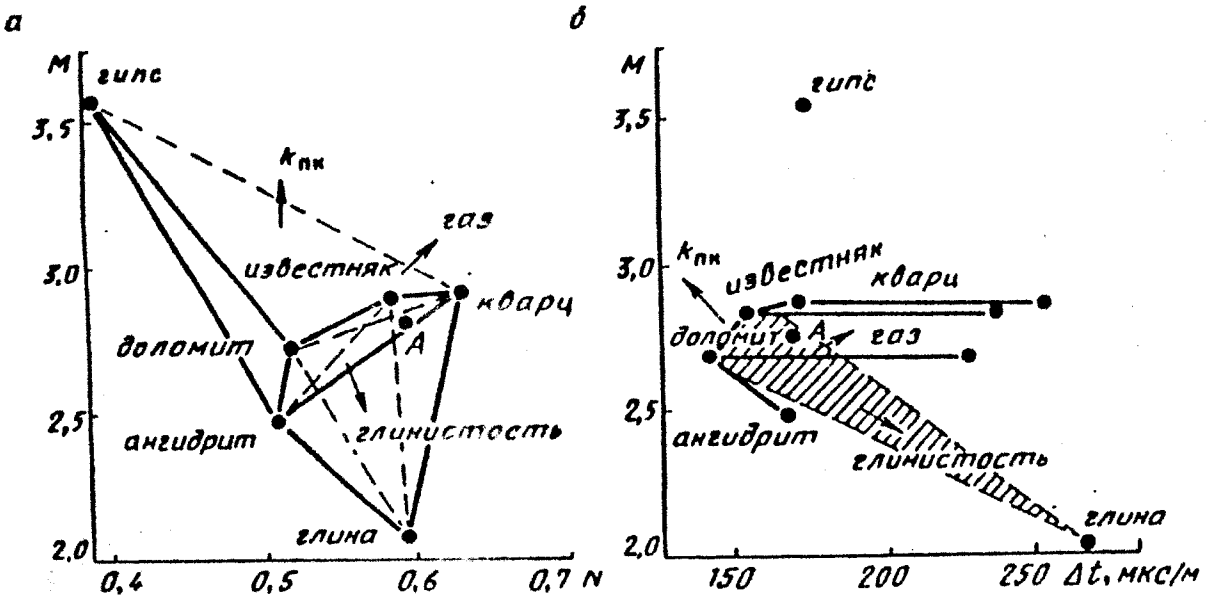


Рис.8. Определение минеральных компонент полиминеральных пород по графикам «M-N» (*а*), «M-ΔT» (*б*)

или каким-либо другим их свойством, подчеркнуто выраженным с помощью данного графика.

Величины M и N для водонасыщенных пород рассчитывают с использованием следующих выражений:

$$M = \frac{\Delta T_{\text{п}} - \Delta T_{\text{в}}}{\delta_{\text{п}} - \delta_{\text{в}}} \cdot 0{,}01 \qquad (9.2)$$

$$N = \frac{100 - K_{\text{п.п}}}{\delta_{\text{п}} - \delta_{\text{в}}} \cdot 0{,}01 ,$$

в которых множитель 0,01 введен для облегчения выбора масштаба.

Точки на графике «M–N» (рис. 8, *а*) соответствуют определенным минералам (или мономинеральным породам). Их получают после подстановки в уравнения (9.2) величин $\delta_{\text{тв}}$, $\Delta T_{\text{тв}}$ и $\Delta K_{\text{п.п}}$ из таблицы 7.

Для реальных полиминеральных пород точки, соответствующие отдельным пластам, рассеиваются вокруг литологических линий и соответствуют средним значениям величин. Для пород, состоящих из смеси трех минералов, точки с найденными значениями M и N располагаются внутри треугольников, вершины которых соответствуют чистым минералам. Недостатком графика «M–N» является в ряде случаев неоднозначный ответ об основных породообразующих минералах. Например, точка A, находящаяся внутри треугольника с вершинами «известняк, ангидрит, кварц» должна рассматриваться как принадлежащая породе, состоящей из смеси этих минералов. В то же время она может принадлежать породе, сложенной смесью минералов «известняк, кварц, глина», или «доломит, ангидрит, кварц» и др.

Выбор минеральных компонентов становится более определенным при использовании графиков зависимости параметров M и N от ряда других геофизических параметров, таких как $\Delta T_{\text{п}}$, $K_{\text{п.п}}$, $\delta_{\text{п}}$, $\alpha_{\text{сп}}$, $\Delta J\gamma$ и т.д. Пример графика «M–$\Delta T_{\text{п}}$» приведен на рис.8, *б*. Положение т.A на этом графике свидетельствует о том, что порода сложена смесью минералов «известняк, доломит, глина».

Горизонтальными линиями на рис.8,*б* показано изменение $\Delta T_{\text{п}}$ для известняка, доломита и песчаника при увеличении пористости от 0 до 20%.

Вторичная (каверновая) пористость, газонасыщенность и глинистость сдвигают точки, полученные по результатам измерений, от расчетных в направлениях, указанных стрелками на рис.8. Сдвиг точек за пределы расчетных треугольников используют для выбора одной из независимых переменных в системе уравнений (9.1).

Если из трех рассмотренных выше методов ГИС в скважине выполнены только два, интерпретация полученных данных производится с помощью палеток (рис.15, 16 приложения 2), входными параметрами в которые служат величины объемной плотности пород $\delta_п$, интервальное время $\Delta T_п$, показания нейтронного метода в обратных условных единицах $J^{-1}_{усл.ед}$ для однозондовой аппаратуры ДРСТ-3 и СП-62, либо значения нейтронной пористости $K_{п.н}$, получаемые двухзондовыми приборами. Палетки построены для различных типов пород (карбонатные породы, песчаник кварцевый и полимиктовый), диаметров скважин (190–295 мм), типов ПЖ и ее минерализации (менее 60 г/дм^3, от 60 до 130 г/дм^3 и более 130 г/дм^3). Этим значениям минерализации ПЖ соответствуют удельные сопротивления жидкости при температуре +18°С: более 0,2 Омм, от 0,1 до 0,2 Омм и менее 0,1 Омм.

В карбонатных разрезах для определения $K_п$ используют комплексы: ГТМ-П, НМ; АК,НМ; ГТМ-П, АК. По данным этих комплексов можно установить литологический состав минерального скелета породы, состоящего из одного или двух минералов. Как показал опыт практической интерпретации возможности всех трех комплексов примерно одинаковы при изучении чистых неглинистых пород. Погрешность определения $K_п$ по данным любого из них составляет ± 2% абс.

В глинистых карбонатных коллекторах погрешность определения пористости на каждые 10 % глинистости составляет 3% абс. для комплекса ГТМ-П, НМ и 2,5% абс. для двух других комплексов. Литологическая принадлежность пород при глинистости <10% наиболее точно устанавливается по комплексу ГТМ-П, АК.

Литологическая характеристика ангидритизированных пород наиболее правильно устанавливается по комплексу АК, НМ. Ангидритизация незначительно сказывается на результаты определения пористости при использовании всех трех комплексов, но всегда $K_п$(ГТМ, НМ)< $K_п$(АК, НМ)< <$K_п$(ГТМ, АК).

Пористость загипсованных пород рекомендуют определять по материалам комплекса ГТМ-П, АК. Однако литологическая характеристика этих пород по комплексу ГТМ-П, АК может быть сильно искажена. Доломит, содержащий 10% гипса, соответствует известняку, а точки для загипсованных известняков располагаются ниже литологической сетки палетки.

Общую пористость пород со сложной структурой порового пространства, а также тонкопористых (мелоподобных) коллекторов необходимо оценивать по комплексу ГТМ-П, НМ.

При использовании комплекса АК, НМ пористость кавернозных пород занижается на 1% абс. Занижение $K_п$ для комплекса ГГМ-П, АК составляет ~3% абс.

При наличии в породе трех видов пустот (межзерновых пор, трещин и каверн) общая пористость равна их сумме

$$K_п = K_{п.мз} + K_{п.т} + K_{п.к},$$

где $K_{п.мз}$, $K_{п.т}$ и $K_{п.к}$ – соответственно коэффициенты межзерновой, трещинной и кавернозной пористости.

Величину $K_{п.мз}$ в сложных коллекторах устанавливают по данным акустического метода, удельному сопротивлению породы ($\rho_{п.тк}$) или представительному керну.

Определение $K_{п.мз}$ по удельному сопротивлению трещинно-кавернозной породы проводят в пластах с непроницаемой матрицей. Теоретическими расчетами показано, что при бурении скважины на пресном глинистом растворе $\rho_ф > 10\ \rho_в$ удельное сопротивление $\rho_{п.тк}$ сложного коллектора близко к удельному сопротивлению водонасыщенного блока и может быть использовано для определения $K_{п.мз}$ блоков. При наличии представительного керна в качестве $K_{п.мз}$ используют его модальное значение.

В трещинно-кавернозном карбонатном коллекторе эффективная пористость определяется емкостью трещин и пустот выщелачивания, сообщающихся друг с другом. При отсутствии в породе изолированных вторичных пустот

$$K_{п.эф} = K_{п.к} + K_{п.т} = K_{п.тк},$$

Величину $K_{п.тк}$ рассчитывают по формуле

$$K_{п.тк} = \frac{K_п - K_{п.мз}}{1 - K_{п.мз}} \qquad (9.3)$$

При наличии в породе закрытых (изолированных) пор, эффективную пористость рассчитывают по уравнению ( ), подставляя в него значение $K_п$, уменьшенное на величину закрытой пористости.

Раздельная оценка величин трещинной и кавернозной пористости в трещинно-кавернозных коллекторах представляет собой сложную задачу. Одним из возможных способов ее решения является способ В.М.Добрынина, основанный на количественной интерпретации данных ВАК и рассмотренный ранее (см.лаб.раб.№6).

В коллекторах трещинного типа с непроницаемой матрицей величину $K_{п.т}$ определяют одним из следующий способов:

а) по удельному сопротивлению породы с учетом общей пористости, установленной по НМ, ГГМ-П или комплексу этих методов в скважинах, пробуренных на минерализованном растворе ($\rho_ф \approx \rho_р$);

б) по двум значениям $\rho_п$, установленным в результате повторных исследований методом двух растворов;

в) по повторным замерам импульсных нейтронных методов с использованием в качестве активированной жидкости минерализованной воды;

г) по повторным замерам ГМ с использованием в качестве активированной жидкости раствора радона (ИМР).

В первом случае удельное сопротивление трещиноватой породы

$$\rho_{п.т} = P_{п.т} \cdot \rho_п = \frac{P_{п.бл} \cdot \rho_п}{A \cdot K_{п.т} \cdot P_{п.бл} + 1}, \qquad (9.4)$$

где $P_{п.бл}$ – параметр пористости блоков с межзерновой пористостью $K_{п.мз}$; A – коэффициент, изменяющийся в пределах 0,5<A<1 в зависимости от ориентации трещин в коллекторе. Уравнение (9.4) решают относительно

$$K_{п.т} = \frac{1}{A}\left(\frac{\rho_п}{\rho_{п.т}} - \frac{1}{P_{п.бл}}\right) = \frac{1}{A}\left(\frac{1}{P_{п.т}} - \frac{1}{P_{п.бл}}\right)$$

При наличии двух измерений $\rho_{п.т.1}$ и $\rho_{п.т.2}$ при заполнении трещин фильтратом различной минерализации с удельными сопротивлениями $\rho_{ф.1}$ и $\rho_{ф.2}$ (способ «б»), величину $K_{п.т}$ рассчитывают по формуле

$$K_{п.т} = \frac{1}{A} \cdot \frac{\rho_{ф.1}\rho_{ф.2}(\rho_{п.т.2} - \rho_{п.т.1})}{\rho_{п.т.2}\rho_{п.т.1}(\rho_{ф.2} - \rho_{ф.1})}$$

Расчет $K_{п.т}$ по методу двух растворов позволяет получить более точные значения трещинной пористости, чем по данным однократного измерения при минерализованной ПЖ.

По данным повторных замеров импульсными НМ величину $K_{п.т}$ рассчитывают по формуле

$$K_{п.т} = \frac{\lambda_п' - \lambda_п''}{\lambda_ф' - \lambda_ф''},$$

где $\lambda_п'$, $\lambda_п''$, $\lambda_ф'$ и $\lambda_ф''$ –соответственно декременты затухания плотности тепловых нейтронов для породы и флюида, насыщающего трещины в зоне исследования ИНМ при первом и втором замерах.

Индикаторный метод по радону в настоящее время недостаточно апробирован в различных геологических условиях и на ПЖ разных типов. Непременным условием его применения служат четкие доказательства отсутствия сорбции радона против непроницаемых пород.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие методы ГИС применяют для определения литологического состава:
а) в слабоглинистых ($K_{гл}$<10%) карбонатных породах;
б) в ангидритизированных известняках?
2. Какие методы ГИС используют для определения общей пористости карбонатных коллекторов со сложной структурой порового пространства? Какова погрешность таких определений? Какие методы должны присутствовать в комплексе ГИС для оценки общей пористости загипсованных пород?
3. Приведите способы оценки межзерновой и трещинно-кавернозной пористости в сложнопостроенных карбонатных коллекторах. Возможно ли раздельное определение трещинной и кавернозной составляющих?
4. Перечислите способы оценки трещинной пористости в коллекторах с непроницаемой матрицей и трещинным типом порового пространства.

ЗАДАЧИ

1. Выберите методы ГИС для определения литологического состава и оценки пористости карбонатных коллекторов с полиминеральным составом матрицы.

а) БК, МБК б) ННМ-т, АК, ГГМ-П в) НГМ, ГМ, СП

2. Выберите комплекс методов для выделения карбонатных коллекторов с трещинным типом порового пространства

а) СП, МКЗ, ДС б) БК, МБК в) ГИС – воздействие – ГИС

3. Изучаемый разрез представлен чередованием карбонатных пород (известняки) и гидрохимических осадков (ангидриты, каменная соль). Встречаются прослои глин. Комплекс ГИС включает методы радиометрии ГМ, НГМ, ГГМ-П.

1) Проведите литологическое расчленение разреза.
2) Заполните таблицу, используя значения: "высокие", "низкие", "средние".
3)Оцените пористость карбонатных пород, используя диаграммы ГИС на рис.16 приложения 1.

Метод ГИС / Литотип	ГМ	НГМ	ГГМ
Известняк			
Галит			
Ангидрит			
Глины			

4. Карбонатный разрез сложен известняками, доломитами и их переходными разностями. Породы-коллекторы с межзерновым и межзерновов-трещинным типом порового пространства. Комплекс ГИС включает следующие методы: ННМ-т, ГГМ-П и АК.

1) Определите общую пористость и литологический состав пластов-коллекторов по известным значениям нейтронной пористости и плотности.

2) Определите межзерновую пористость с учетом минерального состава скелета. При расчетах примите $\Delta T_{фл}$=640мкс/м.

3) Определите величину трещинной пористости и установите тип порового пространства.

N	$K_{п.п}$ %	$\delta_п$ г/см^3	Литология		$K_п$ %	$\Delta T_{ск}$ мкс/м	$\Delta T_п$ мкс/м	$K_п^{АМ}$ %	Тип порового простр.	$K_{д,т}$ %
			Си,%	Сд,%						
1	13	2,52					220			
2	15	2,5					221			
3	17,5	2,42					245			
4	17	2,48					230			
5	9	2,59					185			
6	14	2,62					188			
7	14	2,47					217			
8	18,5	2,4					235			
9	12	2,58					203			

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения подсчетных параметров нефтегазовых коллекторов. М., Недра, 1978.
2. Горбачев Ю.И. Геофизические исследования скважин, М., Недра, 1990.
3. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтенасыщенности. М., Недра, 1985.
4. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. - М.: Недра, 1991.
5. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин, М., Недра 1984.
6. Золоева Г.М. Оценка неоднородности и прогноз нефтеизвлечения по ГИС. М., Недра 1995.
7. Изотова Т.С., Денисов С.Б., Вендельштейн Б.Ю. Седиментологический анализ данных промысловой геофизики, М.. Недра, 1993.
8. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин (справочник под ред. В.М.Добрынина). М., Недра, 1988.
9. Кожевников Д.А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтегазопромысловой геологии. Изд. 2-е, перераб. и доп. - М.: Недра, 1982.
10. Латышева М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин. М,.Недра, 1991.
11. Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин: Учеб. Для техникумов, 2-е изд., М., Недра, 1990.
12. Методические рекомендации по использованию данных ГИС с привлечением данных анализа керна и результатов испытаний для подсчета запасов нефти и газа (под редакцией Б.Ю.Вендельштейна, В.Ф.Козяра, Г.Г.Яценко). - Калинин,1991.

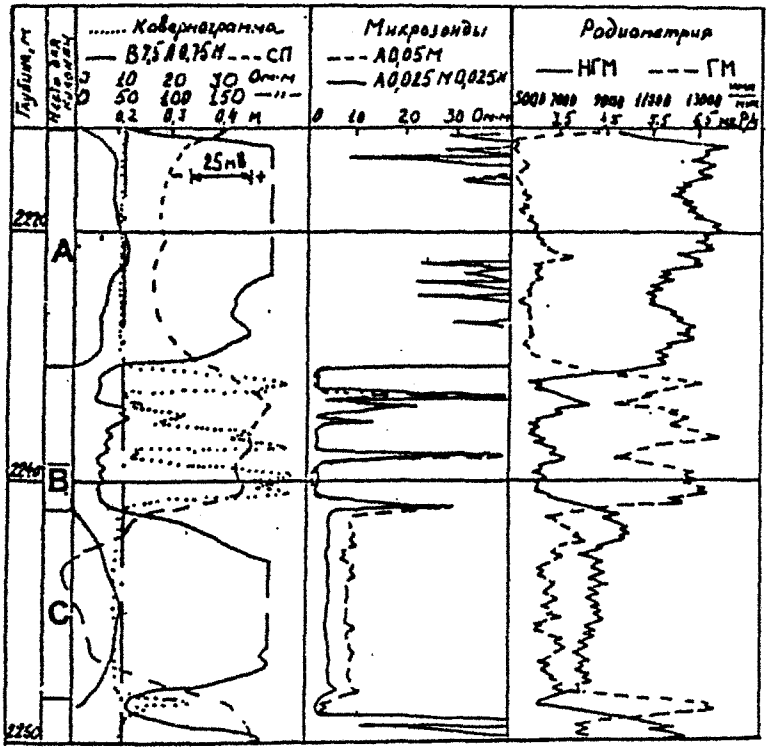
ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ДИАГРАММЫ ГИС
В РАЗРЕЗАХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

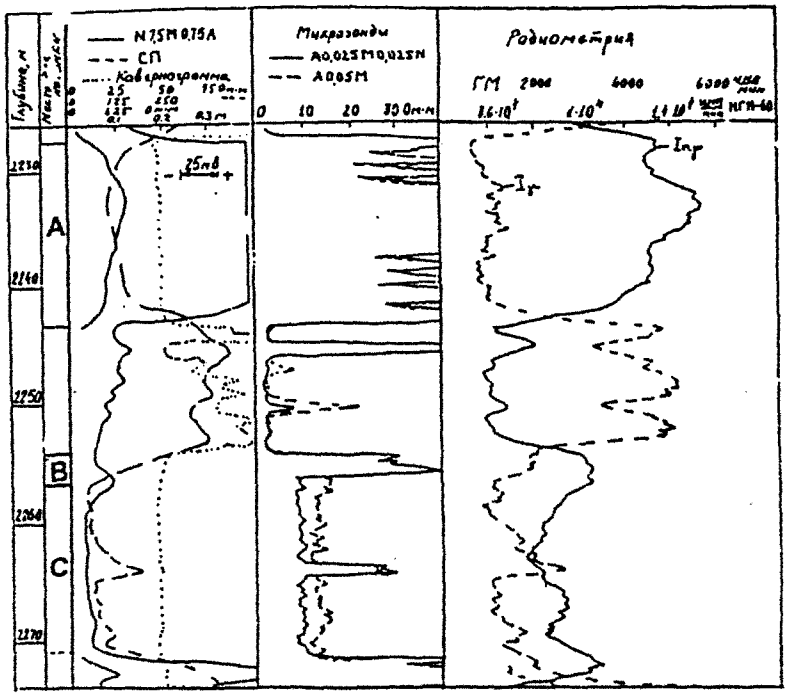
(ГРАФИЧЕСКОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ К ЗАДАЧАМ)

При подготовке приложений использованы графические материалы из учебных пособий Б.Ю.Ведельштейна и М.Г.Латышевой; методического руководства по применению ядерно-магнитного каротажа и интерпретации его данных (под ред.В.Д.Неретина – 1982); альбома типовых геолого-геофизических разрезов скважин нефтяных и газовых районов СССР (Н.А.Перьков, В.Н.Коршиков, О.П.Еникеев – 1969г.); методических рекомендаций по геофизическим исследованиям скважин, бурящихся на РНО (А.В.Ручкин, Н.Н.Данилова, В.Г.Фоменко - 1980); изданий фирмы Shlumberger.

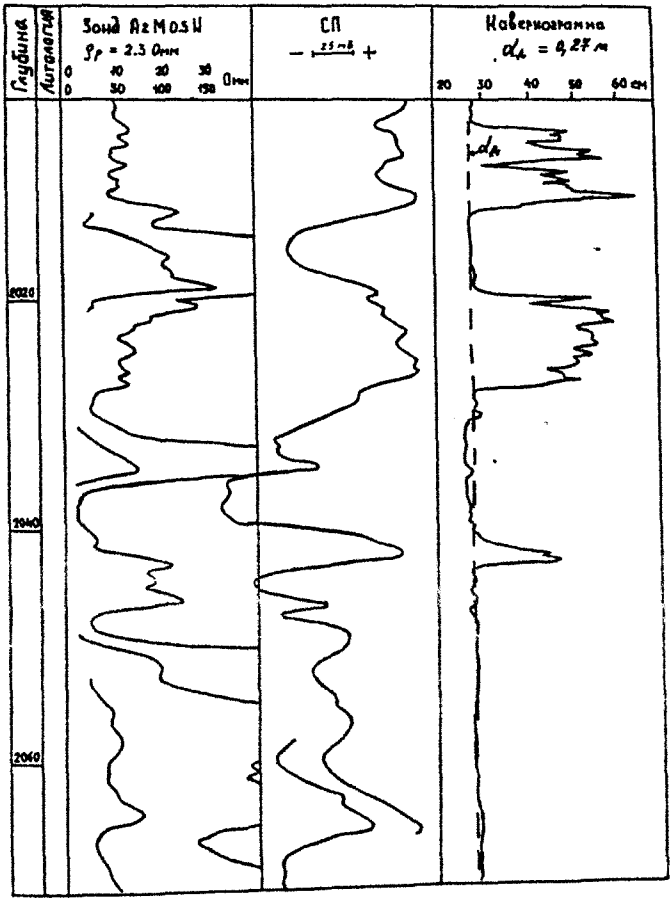
Приложение 1 Рис. 1а



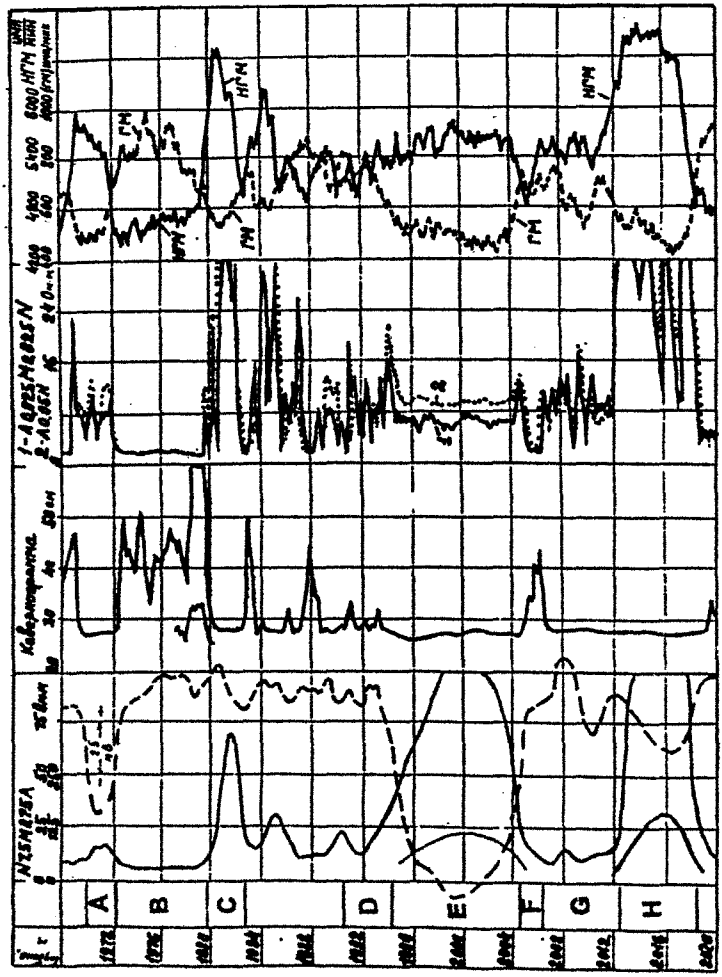
Приложение 1 Рис. 15



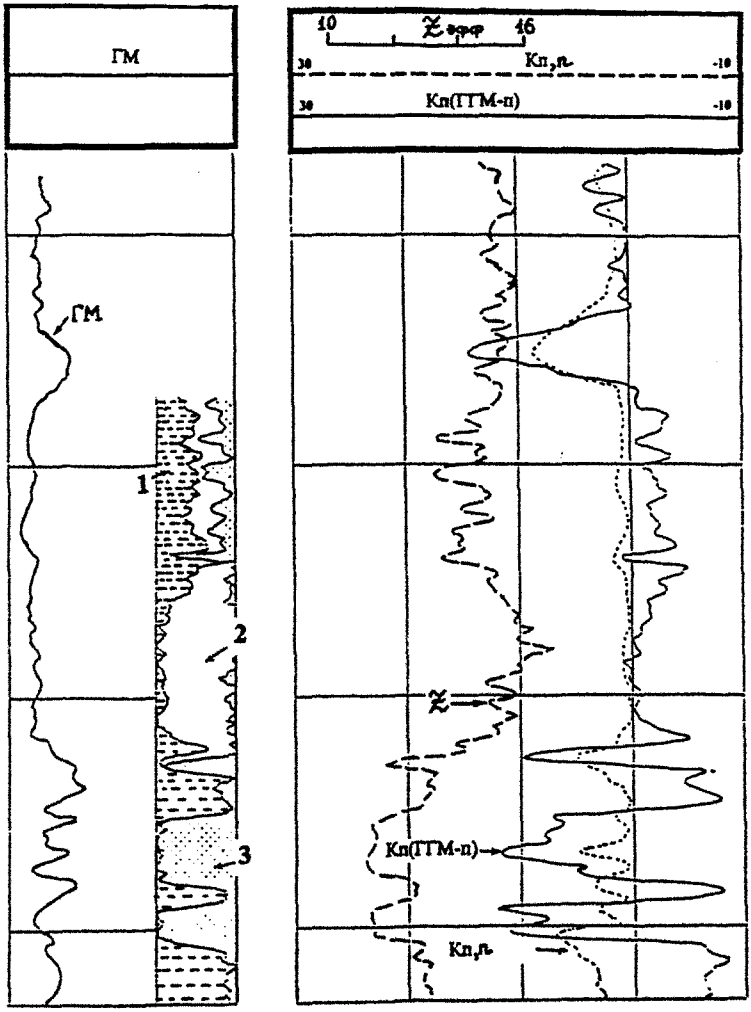
Приложение 1. Рис. 2



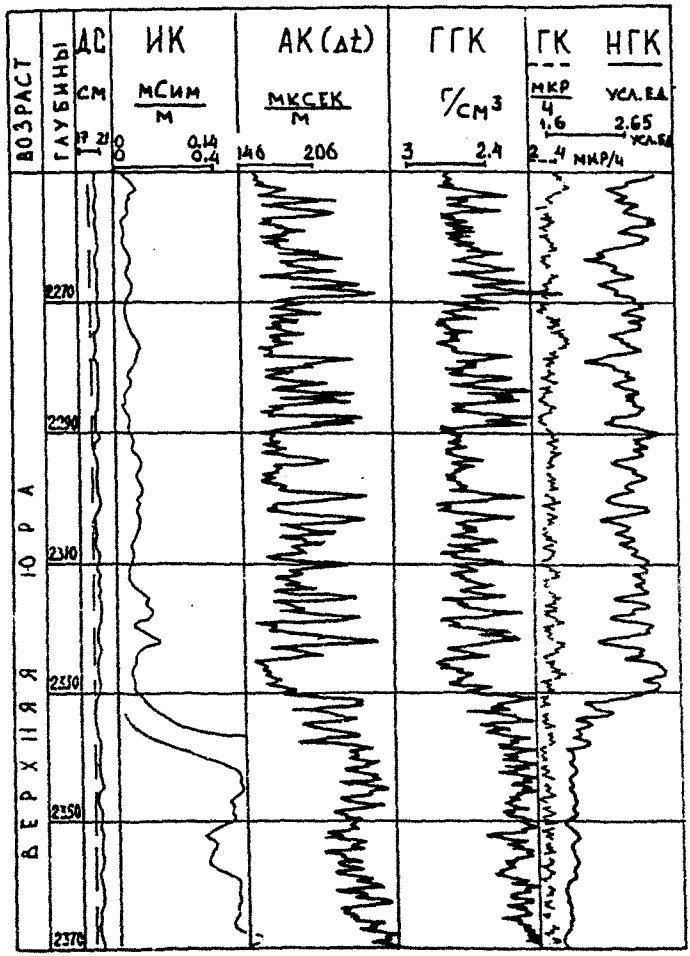
Приложение 1. Рис.3



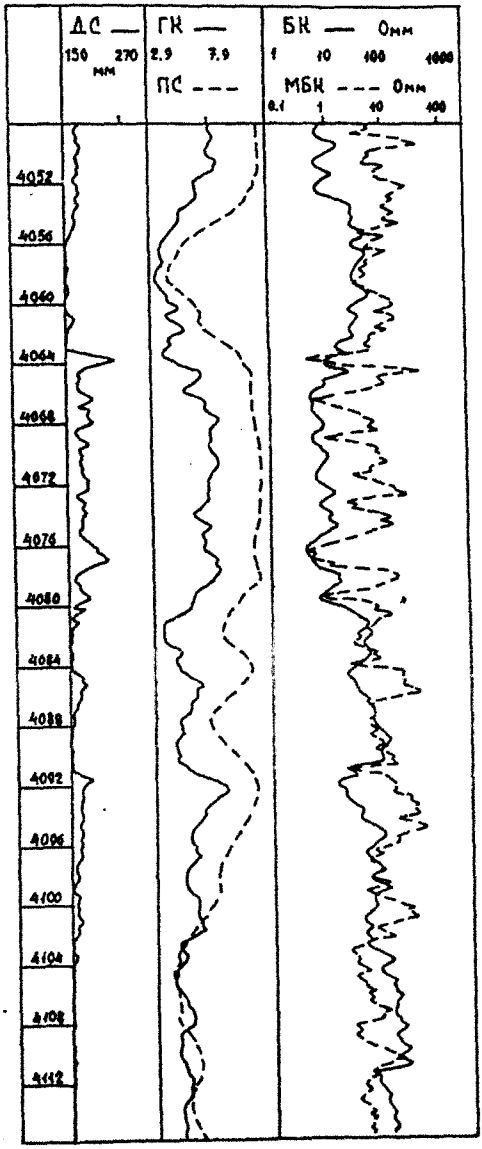
Приложение 1. Рис. 4



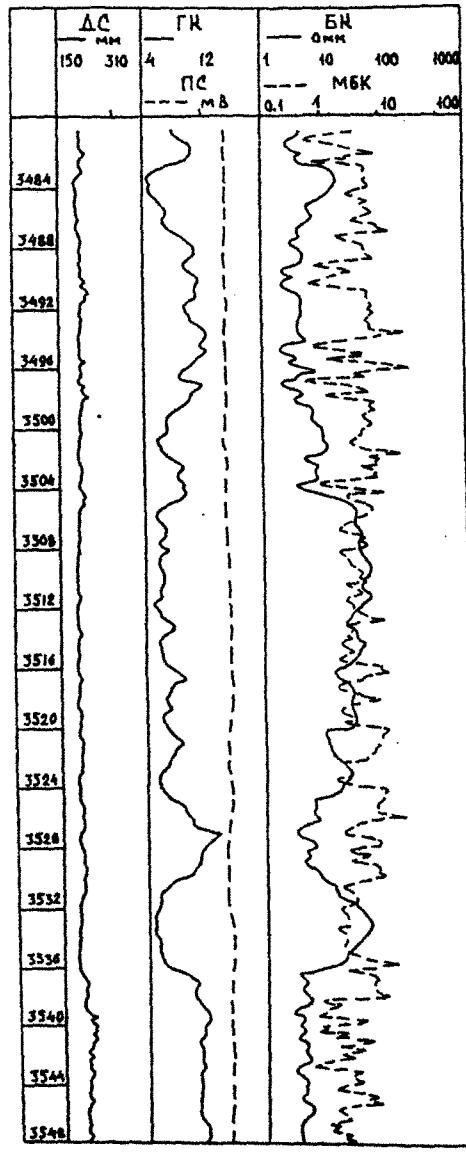
Приложение 1. Рис.5



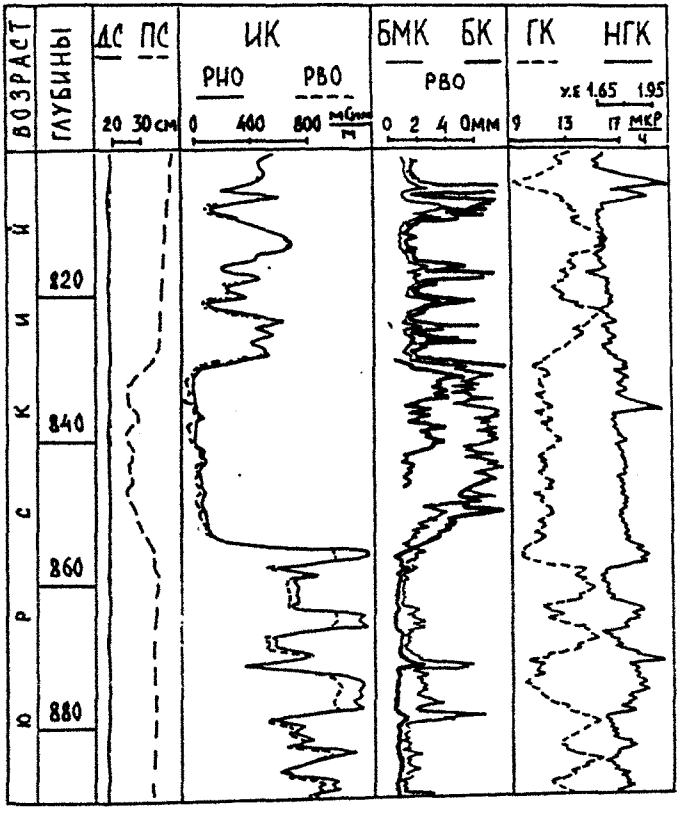
Приложение 1. Рис.6а



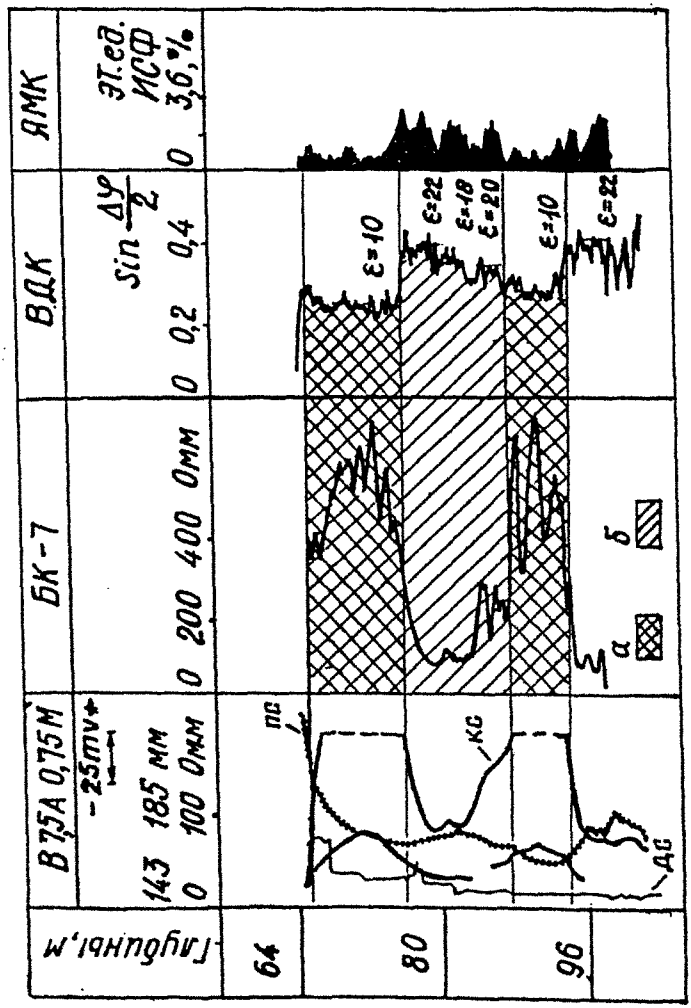
Приложение 1. Рис. 6б



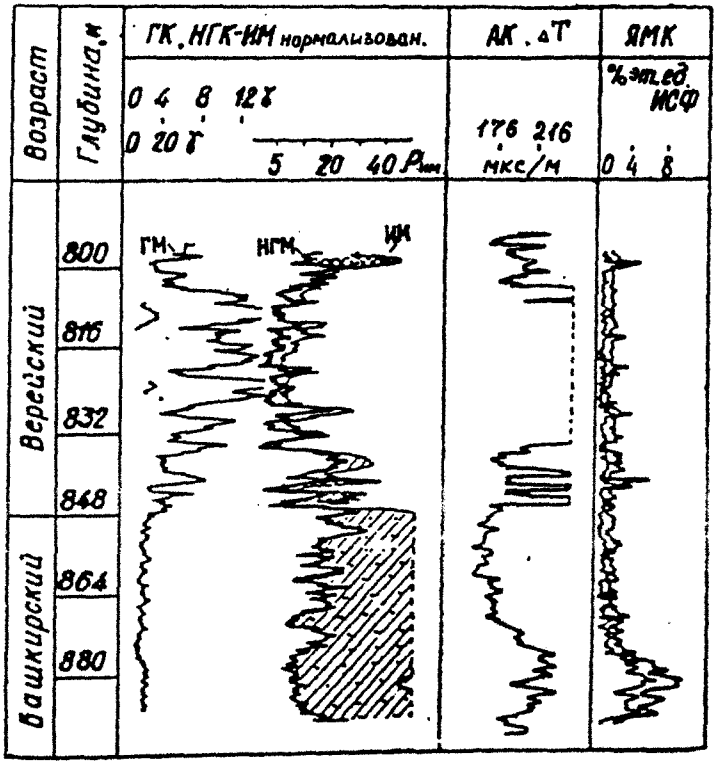
Приложение 1. Рис. 7

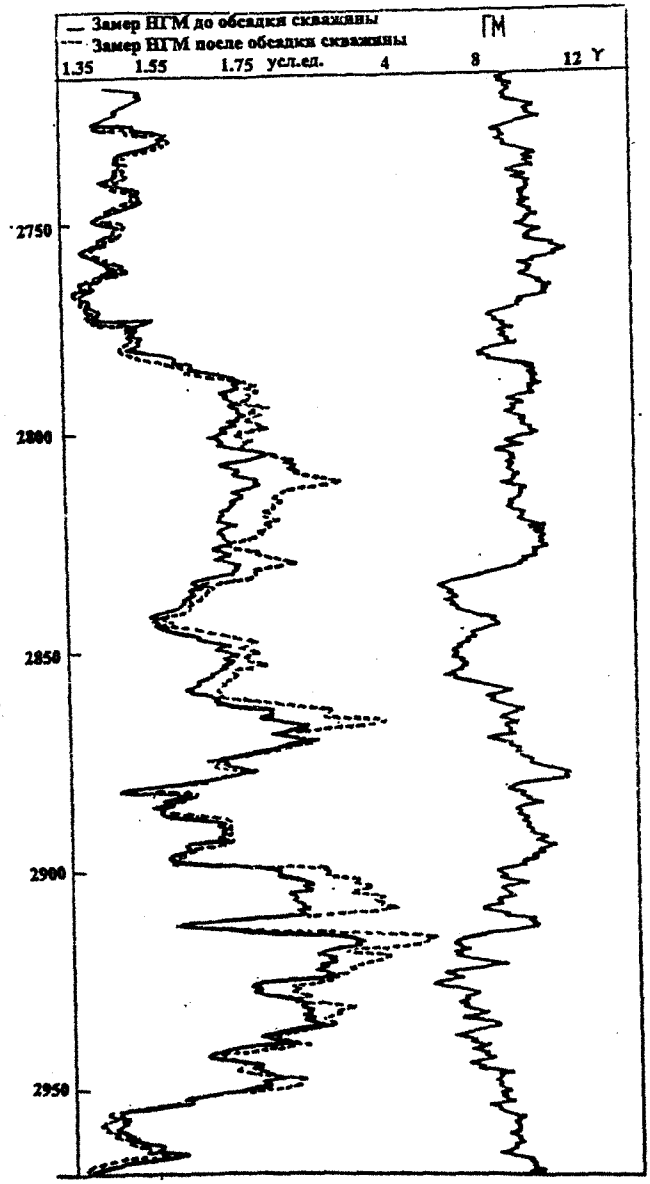


Приложение 1. Рис.8

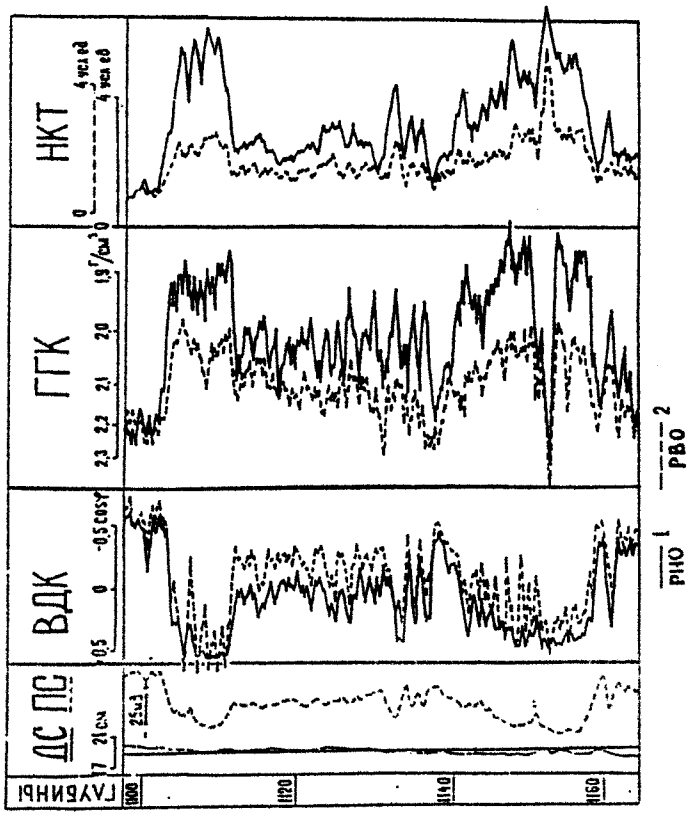


Приложение 1. Рис.9

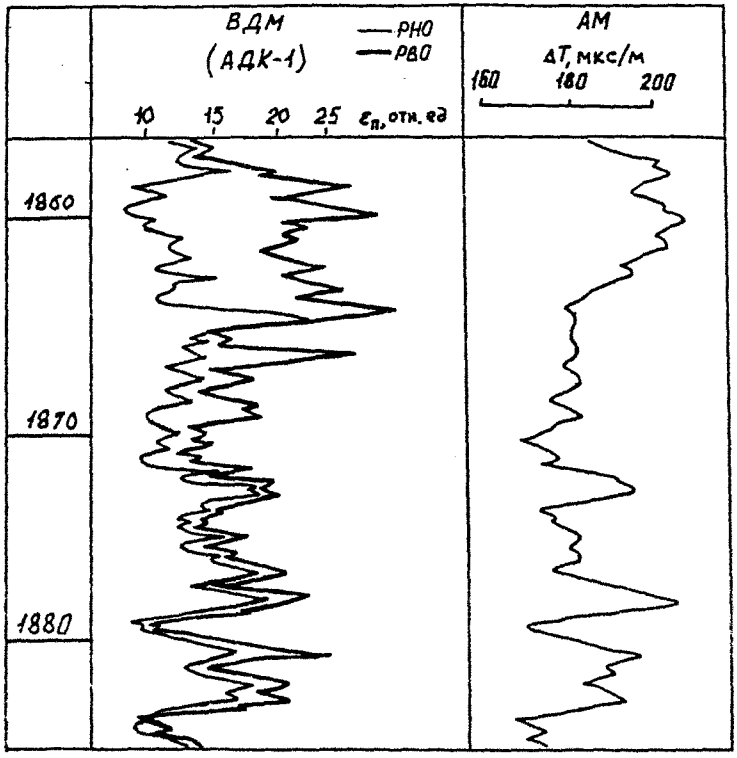



— Замер НГМ до обсадки скважины
--- Замер НГМ после обсадки скважины
1.35
1.55
1.75
усл.ед.
4
ГМ
8
12
γ
2750
2800
2850
2900
2950

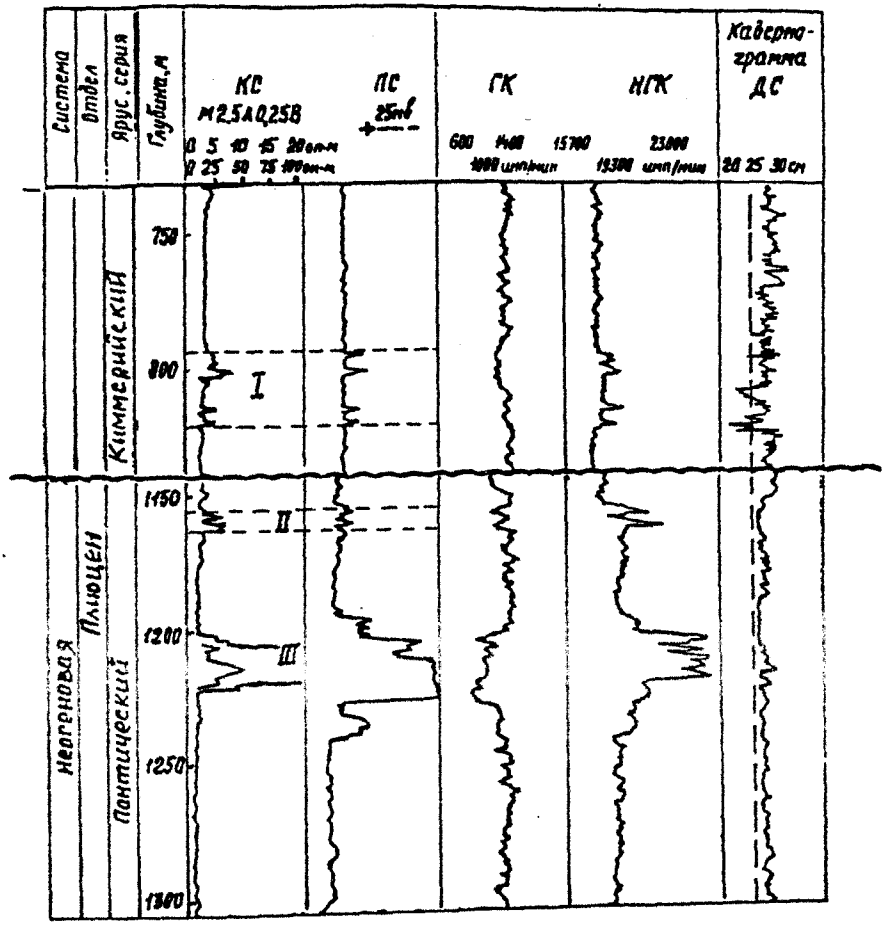
Приложение 1. Рис. 11

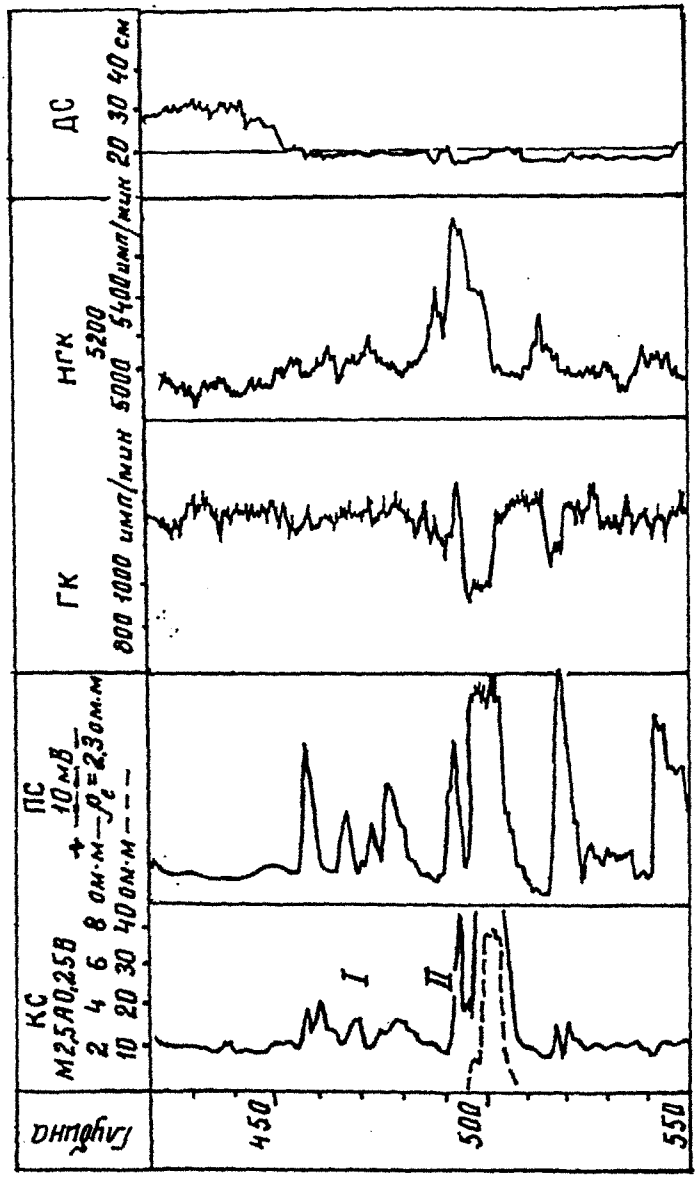


Приложение 1. Рис. 12

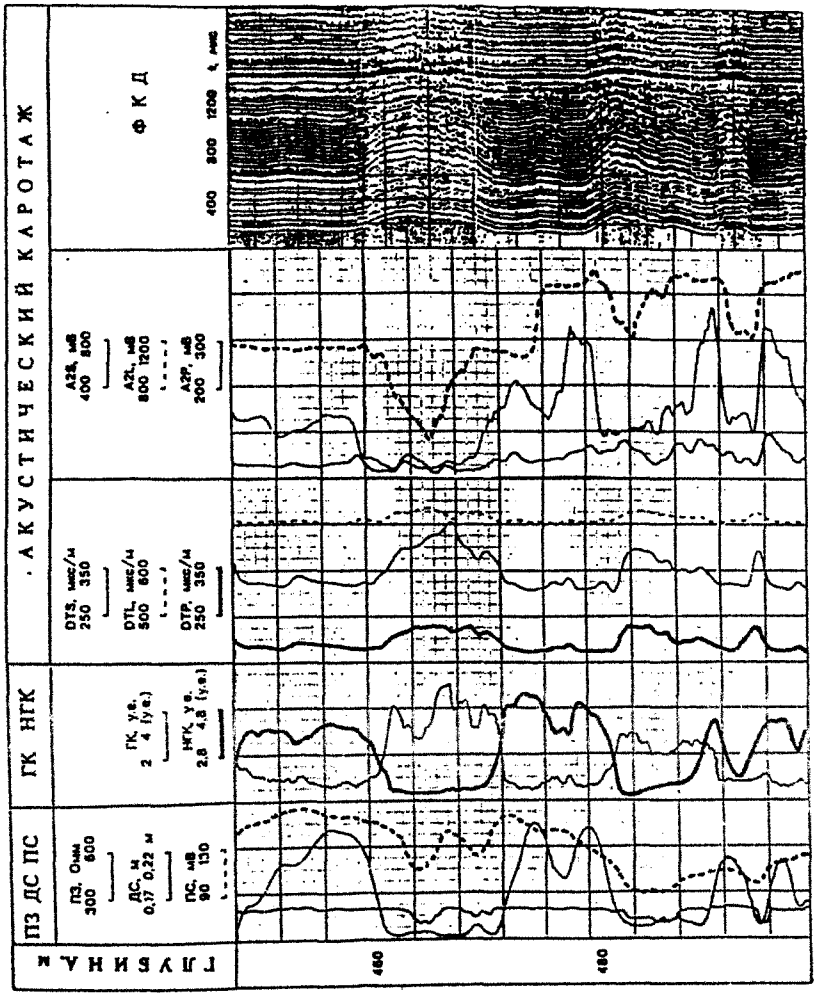


Приложение 1. Рис. 13

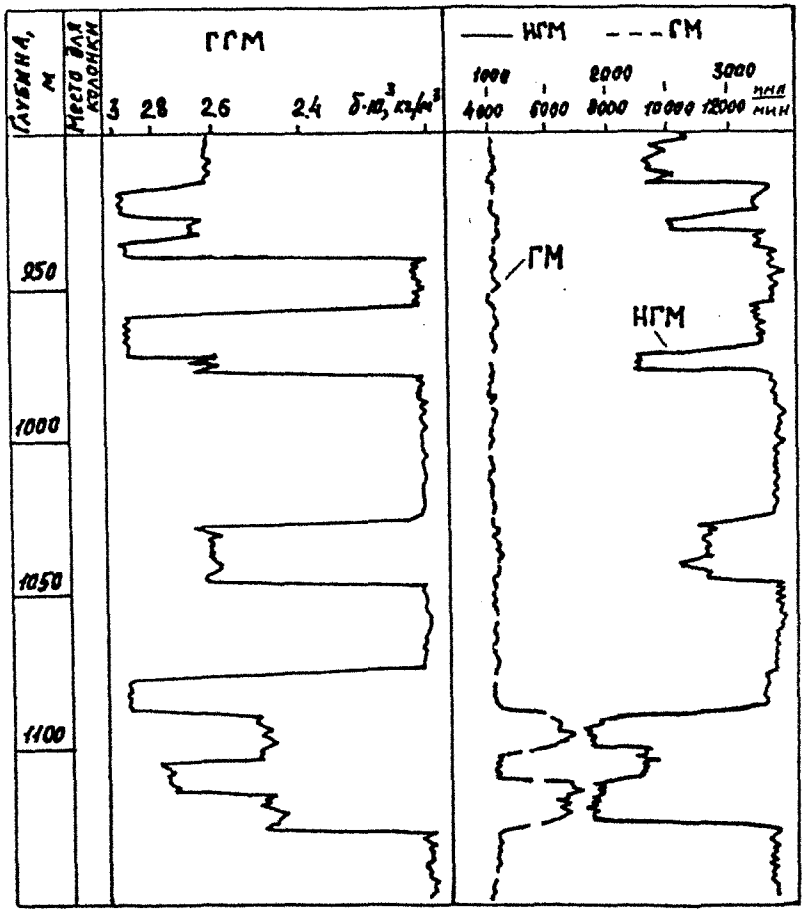



ДС
20 30 40 см
НГК
5200
5000 5400 имп/мин
ГК
800 1000 имп/мин
ПС
10 мВ
+
ρ_c=2,3 ом·м
8 ом·м
40 ом·м
КС
М2,5А0,25В
2 4 6
10 20 30
I
II
450
500
550
Глубина

Приложение 1. Рис. 15



Приложение 1. Рис.16



известняк

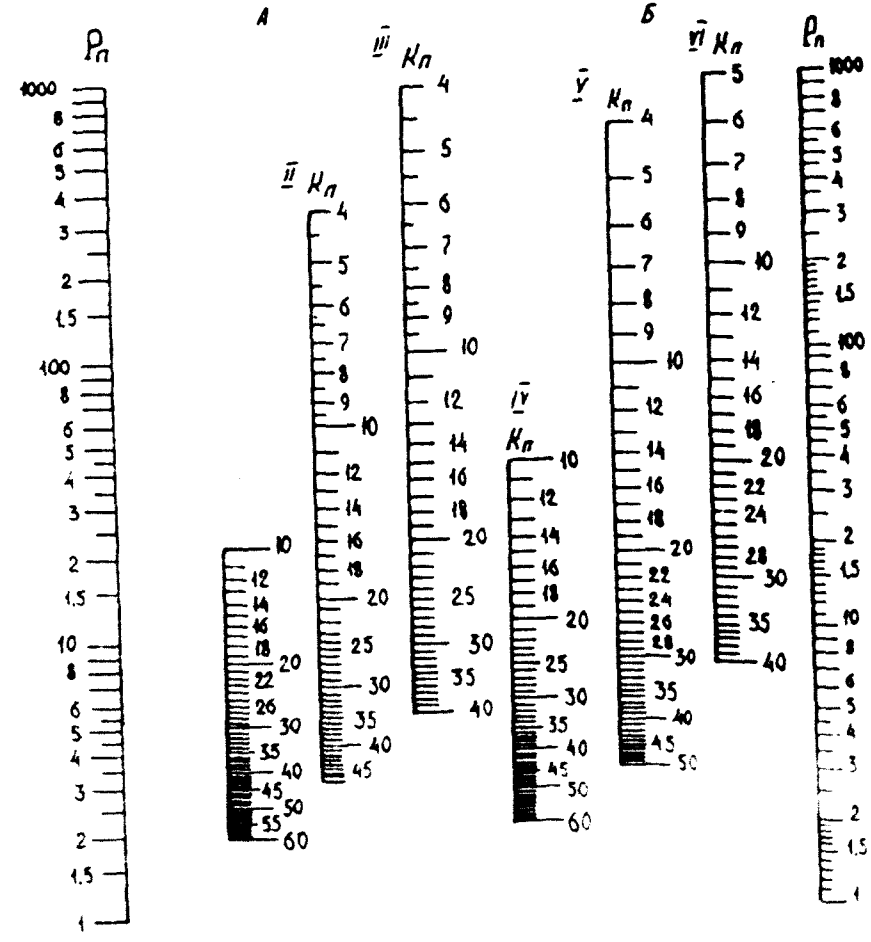
ангидрит

глины

галит

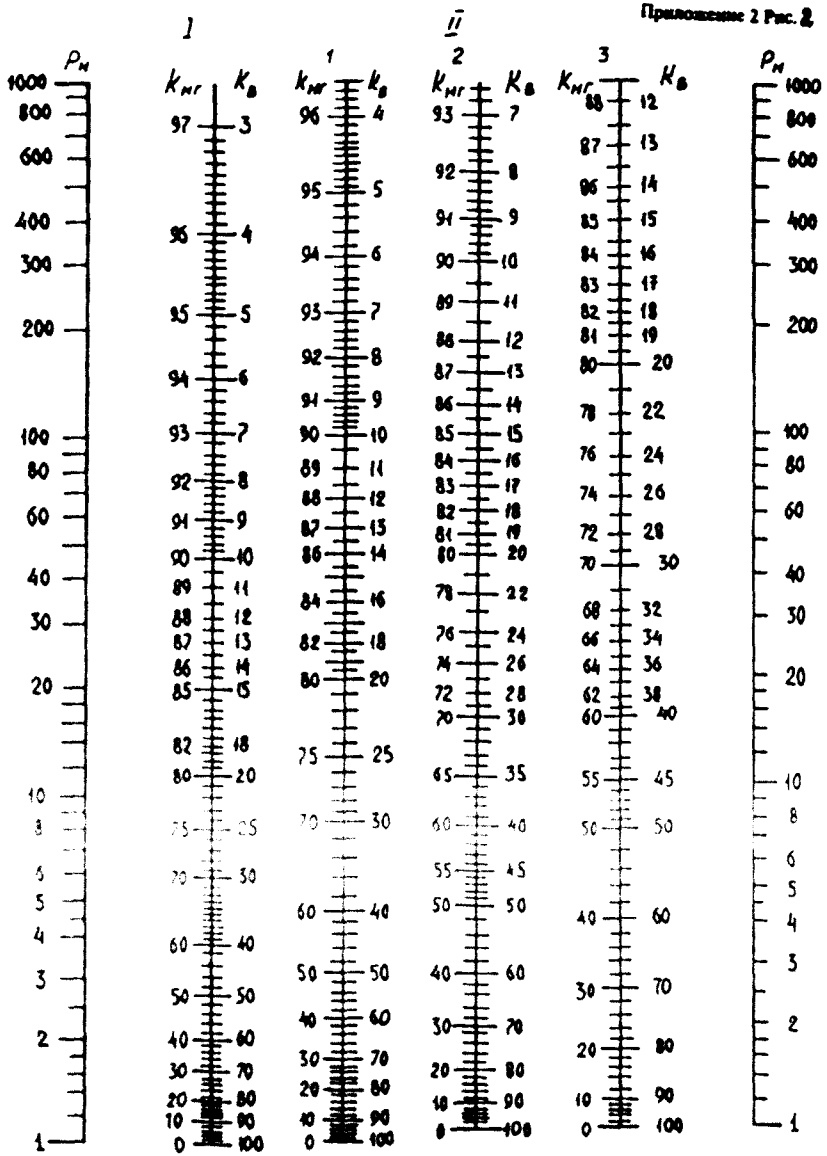
ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ПАЛЕТКИ И НОМОГРАММЫ ДЛЯ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС



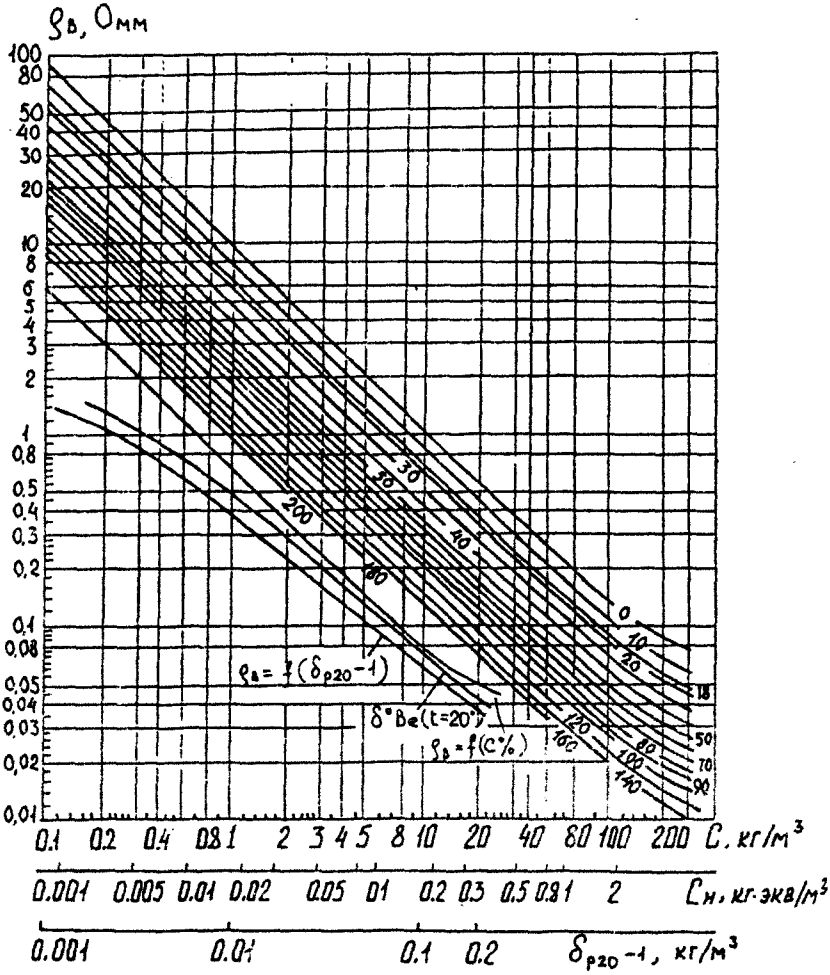
Номограмма для определения коэффициента пористости $k_п$ по параметру $P_п$.

Коллекторы: *А* - песчано-глинистые, *Б* – карбонатные; *I* – рыхлые пески; *II, III* – слабо- и среднесцементированные песчаники; *IV* – ракушки и рыхлые известняки; *V, VI* – известняки и доломиты соответственно крупно-кристаллические, средней уплотненности и плотные, кристаллические



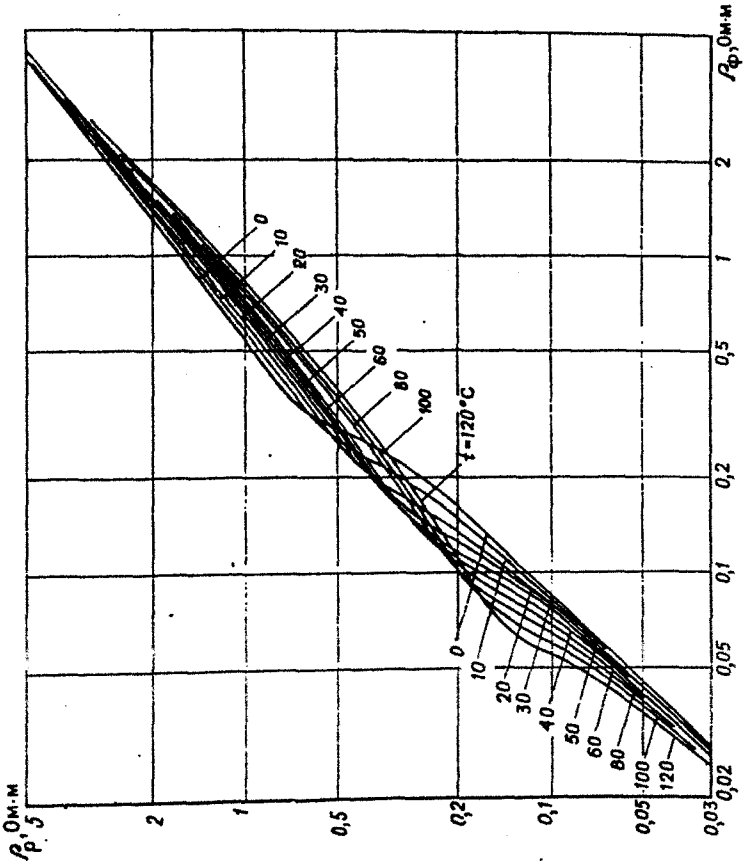
Номограмма для определения коэффициентов водонасыщенности $k_в$ и нефтегазонасыщенности $k_н$, $k_г$ по параметру $P_н$.

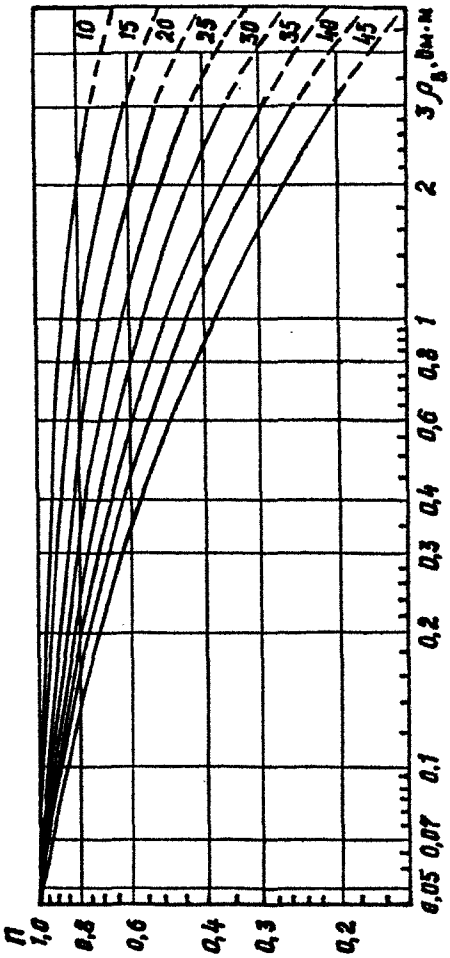
Коллекторы: *I* – карбонатные, *II* – песчано-глинистые (*1*-гидрофильные, *2* – слабогидрофобные, *3* – гидрофобные)



Зависимость удельного сопротивления $\rho_в$ раствора хлористого натрия от его концентрации C, температуры t и плотности Be или $\delta_{р\,20}$.
Шифр кривых – t, °C.

Приложение 2 Рис. 4

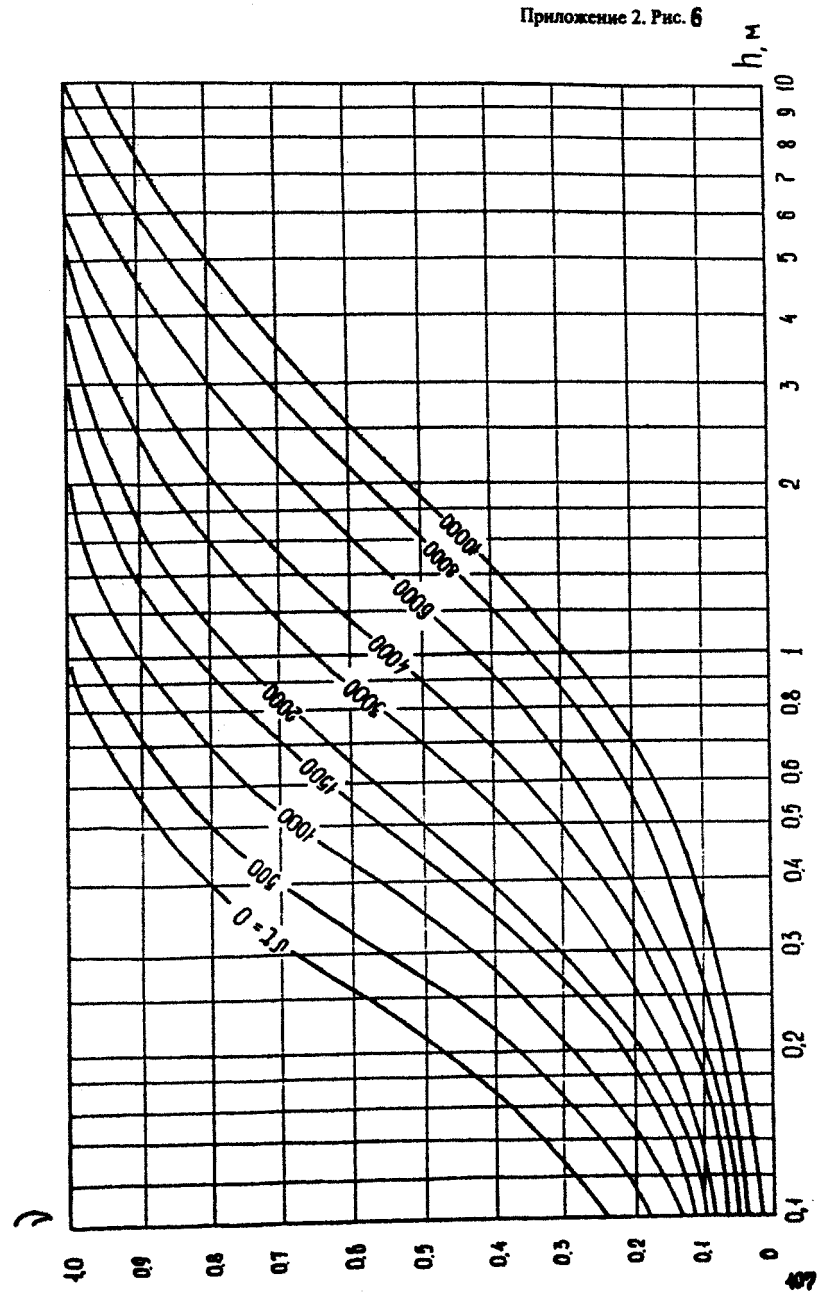




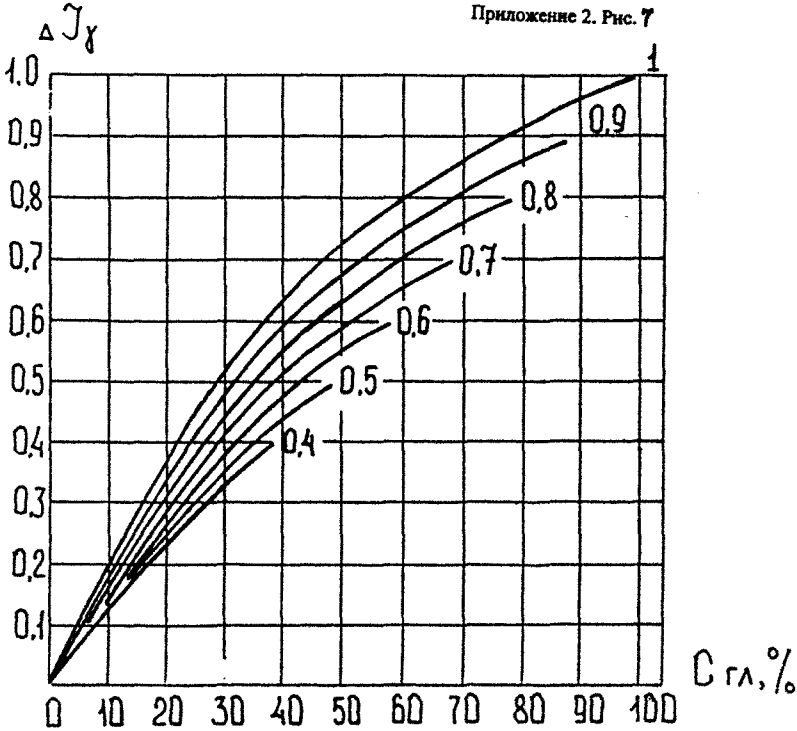
Зависимость коэффициента поверхностной проводимости $П$ от удельного сопротивления поровых вод $\rho_в$ и глинистости пород $C_{гл}$

Шифр кривых - $C_{гл}$,%.

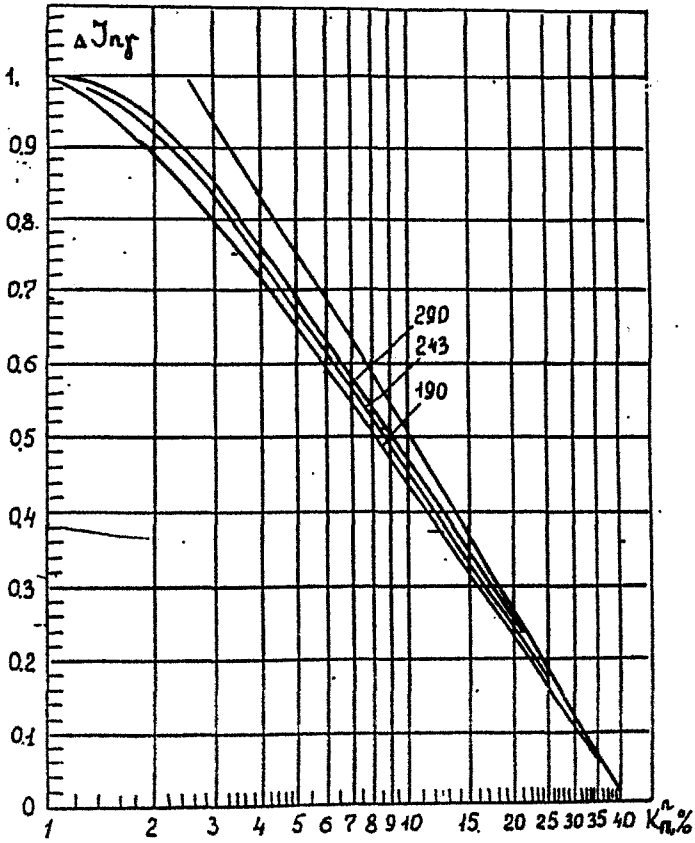
Приложение 2. Рис. 6



Приложение 2. Рис. 7

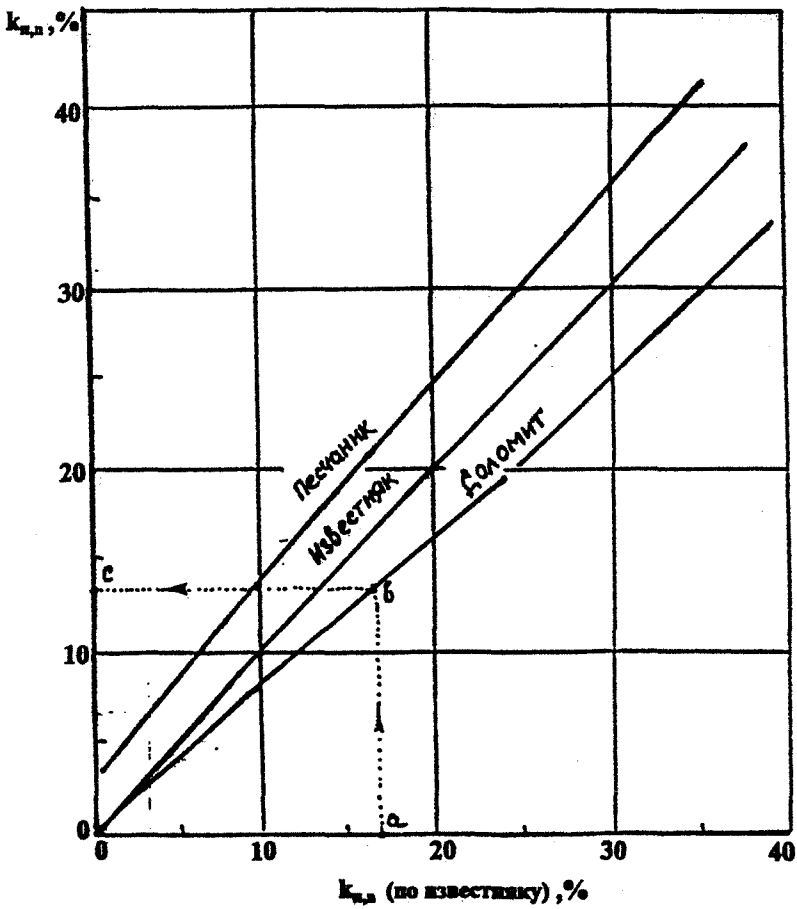


Зависимость относительной интенсивности естественного гамма-излучения от глинистости горных пород. (Шифр кривых - содержание глинистой фракции в опорном горизонте с максимальными показаниями ГМ).



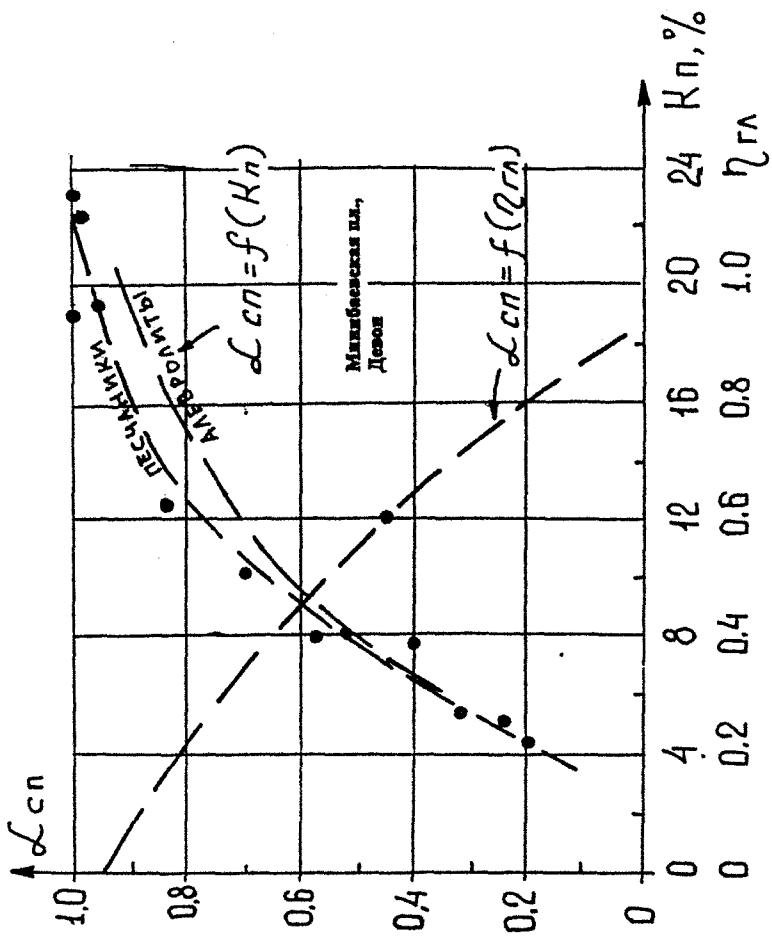
Зависимость параметра $\Delta I_{n\gamma}$ от пористости (для НГК-60, ДРСТ-1. Сскв=Сцл=0)
Шифр кривых – диаметр скважины.

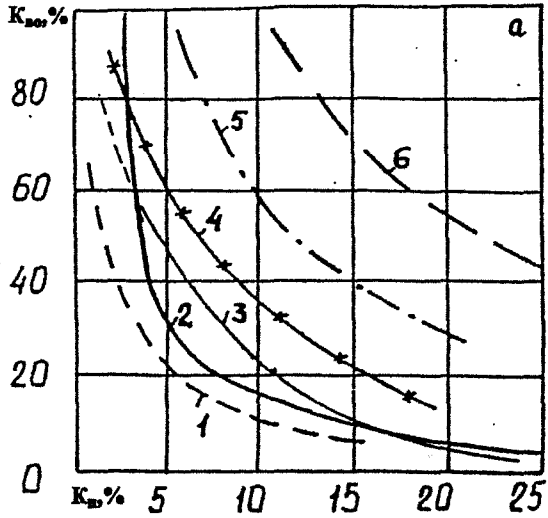
Приложение 2 Рис. 9



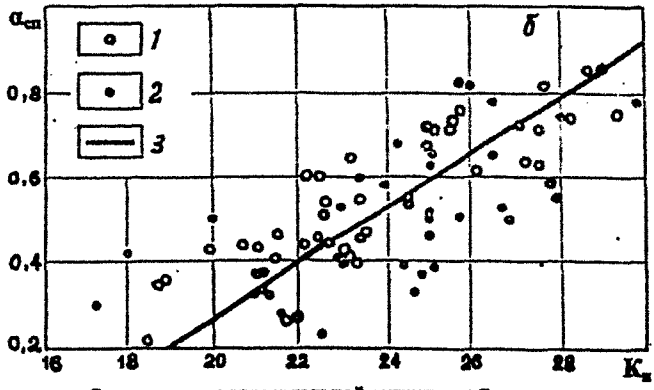
Влияние состава скелета на значение нейтронной пористости $k_{п,п}$ (НГК-60, ДРСТ-3-90)

Приложение 2. Рис. 40



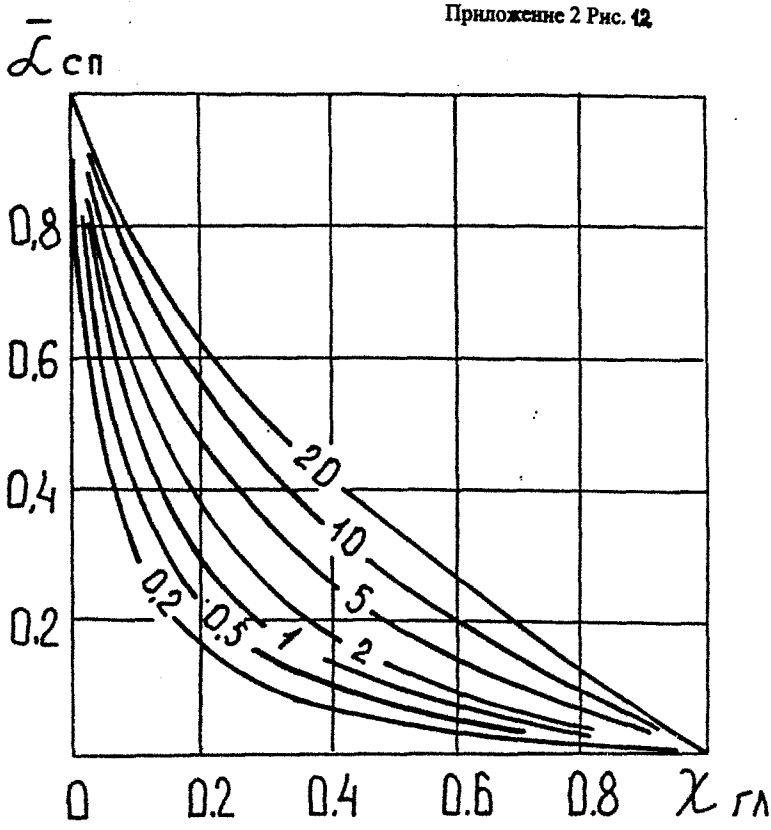


Зависимость между $K_{во}$ и $K_п$ для карбонатных коллекторов:
1-крупнопористые рифовые отложения перми (Башкирия, Кумертау);
2-крупнопористые коллекторы карбона (Башкирия);
3-известняки карбона (Вуктыл);
4-доломиты межсолевых отложений девона (Белоруссия, Осташковичи);
5-поровые коллекторы перми (Оренбургское;
6-тонкопористые мелоподобные известняки верхнего мела (мест-я ЧИ)



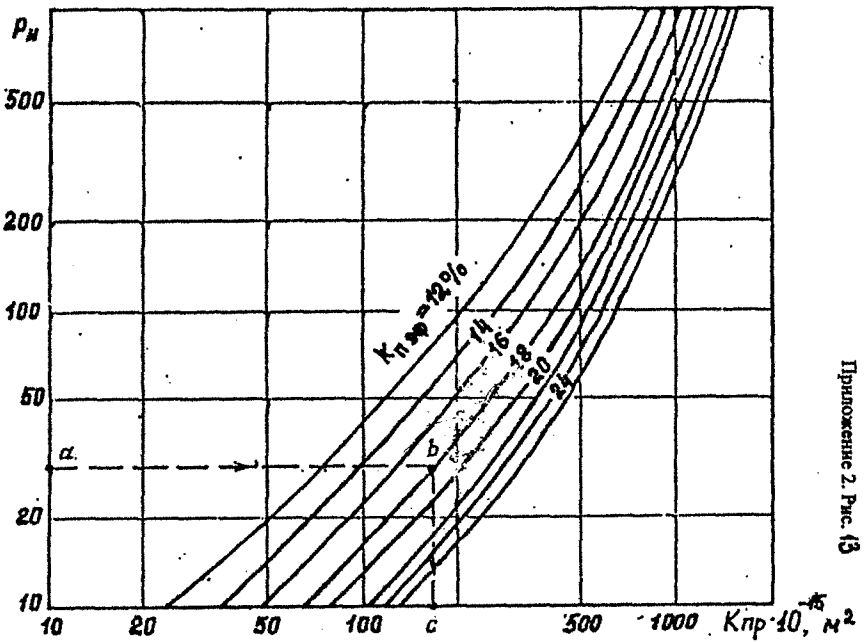
Сопоставление относительной амплитуды $\alpha_{сп}$
с коэффициентом открытой пористости $K_п$
(для пласта AB_1 месторождений:
1-Самотлорского, 2-Советского, 3-линии регрессии)

Приложение 2 Рис. 12

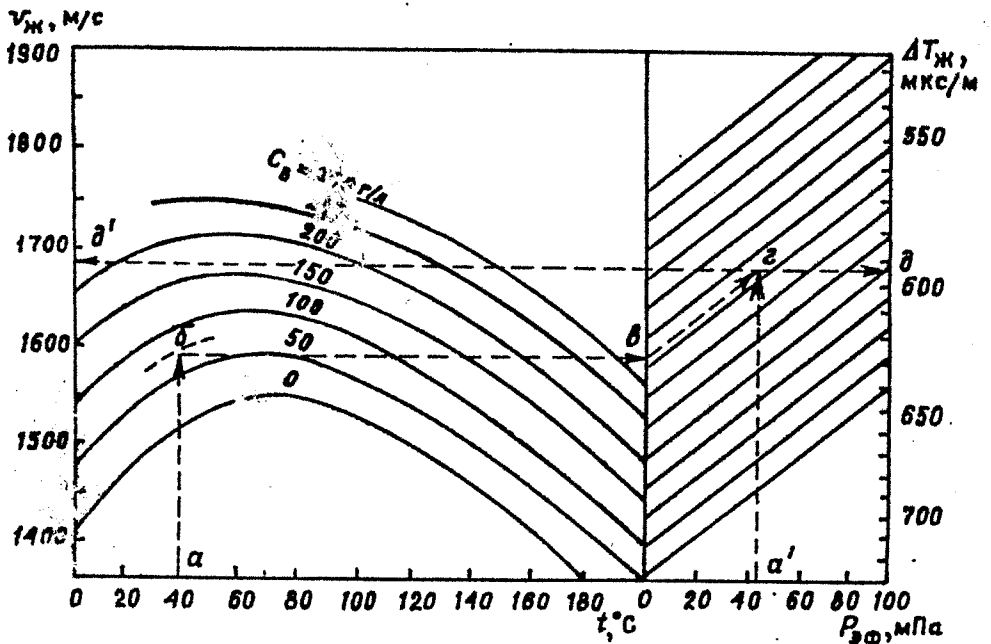


Зависимость относительной амплитуды СП ($\alpha_{сп}$) от доли глинистых прослоев в продуктивной пачке ($\chi_{гл}$) при $\rho_{н} / \rho_{гл}$ =10.

Шифр кривых $\rho_{н} / \rho_{зн}$.



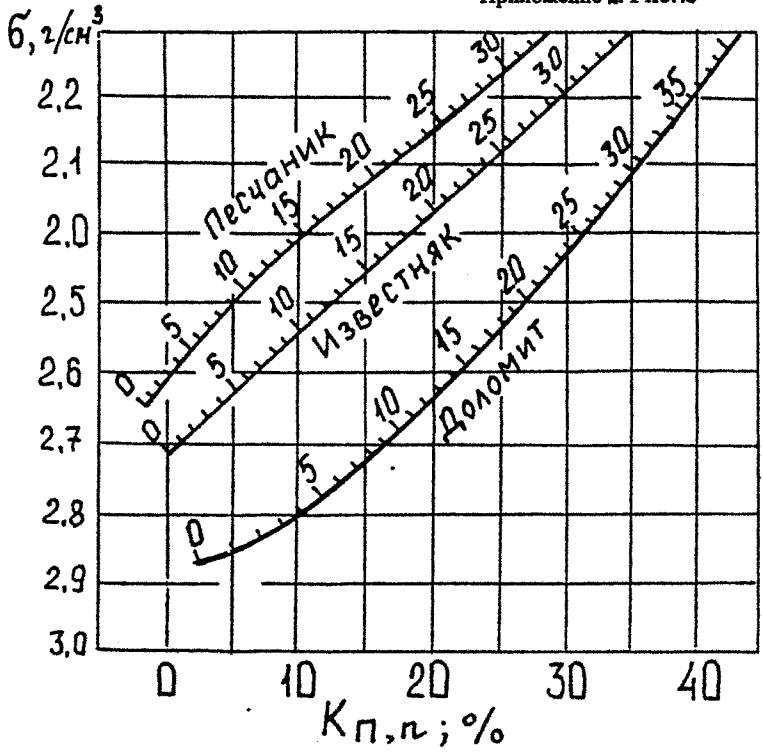
Зависимость для определения коэффициента проницаемости через параметр насыщения и эффективную пористость (для чистых гранулярных высокопористых коллекторов)



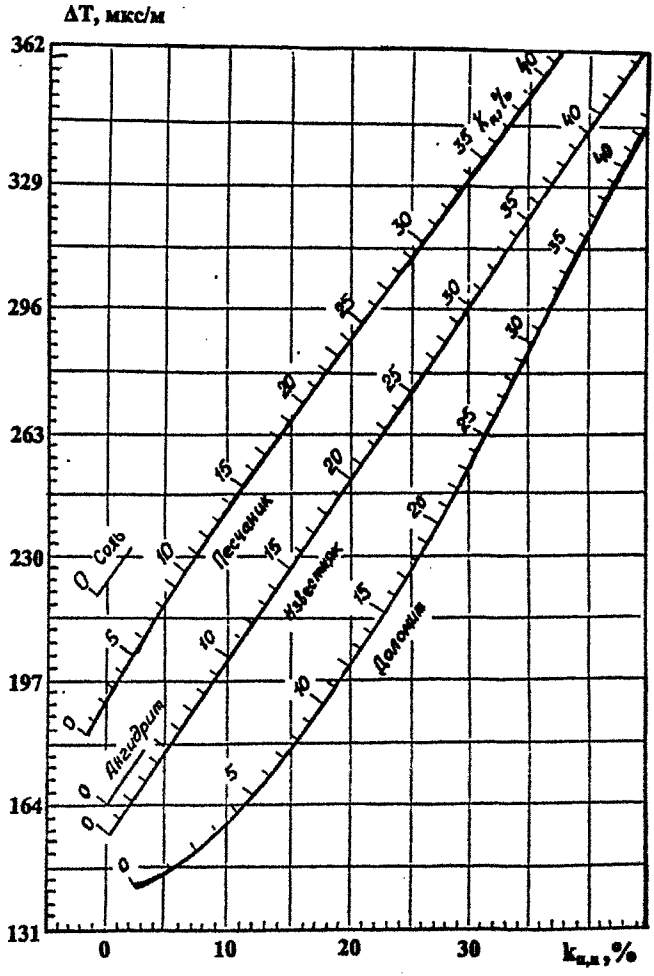
Номограмма для определения интервального времени $\Delta T_ж$ и скорости $v_ж$ при заданных минерализации $C_в$ (в кг/м^3), давлении $p_{эф}$ и температуре t для раствора NaCl (по данным фирмы Герхард-Оуэн).

Пример использования: *а, а', б* – исходные данные; *в, г* – перемещение по номограмме; *д, д'* – искомые значения $\Delta T_ф$ и скорости $v_ф$

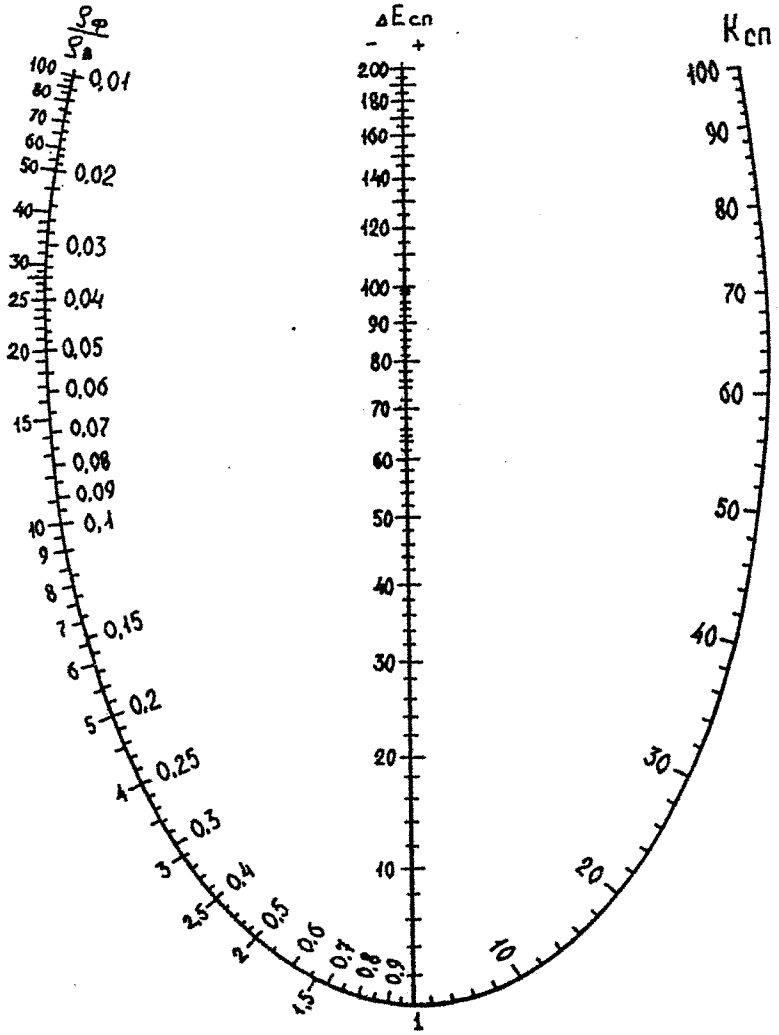
Приложение 2. Рис.15



Определение пористости и литологии по ГГМ-п и КНК (фирма "Шлюмберже")



Определение пористости и литологии по КНК и АК (фирма «Шлюмберже»)



Номограмма для решения уравнения

$E_{сп} = -k_{сп} \lg(\rho_ф/\rho_в)$

СОДЕРЖАНИЕ

ЗОЛОЕВА Галина Михайловна
ЛАЗУТКИНА Наталья Евгеньевна

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС

Сводный тем. план 2002

Подписано в печать 25.12.02 Формат 60x90/16
Объем 5 уч.-изд.л. Тираж 100 экз
Заказ N 60

Отдел оперативной полиграфии РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина
119917, Москва, ГСП-1, Ленинский просп., 65