

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ имени СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ
МГРИ-РГГРУ

И.А.МАРАЕВ

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ
РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
СКВАЖИН

*допущено УМО по образованию в области прикладной геологии
в качестве учебного пособия для студентов высших учебных
заведений, обучающихся по специальности 130102
“Технологии геологической разведки” направления подготовки
130100 “Прикладная геология”(решение № 13-14-УМО от 13.06.13 г.)*

Москва 2013

УДК 550.832

Мараев И.А. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебное пособие. - М.; , 2013. – 95 с.

Описаны решения геологических задач способом комплексной интерпретации результатов геофизических исследований скважин. Рассмотрены скважинные условия, влияющие на выбор комплекса методов ГИС. Особое внимание уделяется проблемам количественной и качественной интерпретации геофизических методов стандартного комплекса, применяемого в настоящее время в нефтяной и газовой промышленности. Приведены также физические основы, способы обработки и интерпретации некоторых современных геофизических методов исследования скважин.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа является учебным пособием по курсам "Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых" и "Геофизические методы исследование скважин" по специальности 130102 "Технологии геологической разведки". Пособие посвящено главным образом детальному изучению нефтяных и газовых скважин. Некоторые разделы пособия могут быть использованы при интерпретации ГИС в рудных, угольных, гидрогеологических и инженерно-геологических скважинах. Особое внимание уделяется проблемам количественной и качественной интерпретации геофизических методов стандартного комплекса, применяемого в настоящее время в нефтяной и газовой промышленности. Наряду с методами стандартного комплекса в пособии приведены физические основы, способы обработки и интерпретации некоторых современных геофизических методов исследования скважин.

ГЛАВА 1. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Основная цель ГИС заключается в оказании помощи геологам в изучении геологического разреза скважины и строения месторождения при подсчете запасов и контроле за разработкой месторождения. В практике каротажа для различных скважинных условий и различных нефтегазоносных, рудных и угольных провинций установились определенные комплексы геофизических исследований скважин (ГИС). Комплексы ГИС решают следующие основные задачи:

1. Литологическое расчленение разреза скважины
2. Корреляция разрезов скважин
3. Выделение пластов полезного ископаемого и оценка его содержания
4. Получения параметров, необходимых для подсчета запасов месторождения
5. Контроль за разработкой месторождения по данным геофизических измерений в эксплуатационных скважинах

Комплексы ГИС определяются целевым назначением скважины (опорные, параметрические, оценочные, поисковые, разведочные и эксплуатационные), особенностями геологического разреза, условиями бурения и характером ожидаемой геологической информации.

Комплексы ГИС подразделяются на типовые и обязательные. Типовые комплексы предназначены для типовых геологотехнических условий, для всего разреза и перспективных интервалов. Типовые комплексы составляются для поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. Для опорных, оценочных и параметрических скважин типовые комплексы не составляются, т.к. эти скважины исследуют по особым проектам.

На основе типовых комплексов разрабатываются более конкретные обязательные комплексы, учитывающие специфику района работ, и обеспечивающие получение максимального объема информации.

Каждый обязательный комплекс включает основные и дополнительные методы. Основные методы комплекса в нефтяных и газовых скважинах выполняются по всему разрезу скважины в масштабе 1:500. В перспективных интервалах (в интервалах коллекторов) разведочных и эксплуатационных скважин выполняются также дополнительные методы в масштабе 1:200.

Методы комплекса ГИС на месторождениях нефти и газа можно условно разделить на следующие группы по характеру решаемых геологических задач:

1. выделение коллекторов
2. определение пористости
3. определение глинистости
4. оценка продуктивности (нефтегазонасыщенности)

В первую группу входят МКЗ и кавернометрия, в группу методов пористости - НК, АК, ГГК, ПС и ЯРМ, а к группе методов глинистости относят ГК и ПС.

Оценку продуктивности пласта-коллектора можно осуществить по величине его удельного электрического сопротивления. Поэтому основные методы, применяемые для оценки продуктивности коллекторов – это БКЗ, ИК (ВИКИЗ) и БК. Для оценки продуктивности коллекторов в обсаженной стальными трубами скважине применяется также С/О-каротаж.

Сфера применения каждого из перечисленных методов шире, чем это предусмотрено данной классификацией. Так, например, все методы пористости и глинистости несут косвенную информацию о коллекторе и т.д.

ГЛАВА 2. ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ВЫБОР КОМПЛЕКСА ГИС

Состав методов оптимального обязательного комплекса ГИС зависит в основном от особенностей геологического разреза и параметров промывочной жидкости.

Различают терригенные, карбонатные, гидрохимические и смешанные геологические разрезы. Коллектора бывают межзерновые, трещинные, каверно-трещинные и смешанного типа. В терригенном разрезе преобладают межзерновые коллектора, в карбонатном разрезе – каверно-трещинные и смешанные. Различают высокопористые и низкопористые, чистые и глинистые коллекторы. Особую группу межзерновых коллекторов составляют коллекторы с карбонатным или силикатным цементом.

Параметры промывочной жидкости существенно влияют на состав комплекса ГИС. Применяют следующие промывочные жидкости: глинистые растворы, техническую воду и нефилтрующие растворы.

При бурении на глинистом растворе фильтрат раствора проникает в коллектор, образуя зону проникновения, электрическое сопротивление ρ_{zn} которой может отличаться от сопротивления ρ_n незатронутой проникновением части пласта. При этом глинистые частицы раствора задерживаются стенкой скважины, сцепляются друг с другом и образуют

глинистую корку. Толщина глинистой корки зависит от репрессии, температуры и свойств и количества добавок в буровой раствор и может достигать 2 см и более.

На первоначальном этапе проникновения фильтрата в коллектор поступают твердые (глинистые) частицы промывочной жидкости. Таким образом, образуется зона кольматации, толщиной до 12-16 мм в песчаниках и алевролитах. В трещинных породах зона кольматации может достигать нескольких метров. При этом глинистая корка не образуется.

Основные параметры бурового раствора - это водоотдача, плотность и минерализация фильтрата. Единица измерения водоотдачи бурового раствора – см³/ч. Чем ниже водоотдача, тем лучше раствор для геофизических измерений. При оптимальной водоотдаче (4 -8 см³/ч) радиус зоны проникновения и толщина глинистой корки минимальны. Это обеспечивает надежное определение параметров неизменной проникновением части пласта методами электрического каротажа и коллекторских свойств пласта методами с малой глубиной исследования. При высокой водоотдаче бурового раствора глубина проникновения фильтрата и толщина глинистой корки резко увеличиваются. Поэтому условия изучения коллекторов методами ГИС становятся крайне неблагоприятными: большая глубина проникновения фильтрата в пласт затрудняет изучение коллекторов методами электрического каротажа, а толстая глинистая корка делает коллектор недоступным для изучения методами с малой глубиной исследования.

Плотность бурового раствора определяет давление в скважине P_c и превышение его (репрессию) ΔP над пластовым $P_{пл}$ на заданной глубине

$$\Delta P = P_c - P_{пл} .$$

Чем больше репрессия ΔP , тем больше глубина проникновения раствора в пласт. Поэтому оптимальные условия для проведения ГИС - это бурение с минимальной репрессией.

Минерализация фильтрата бурового раствора C_{ϕ} и, соответственно, его удельное сопротивление ρ_{ϕ} существенно влияет на выбор комплекса ГИС. В большинстве районов бурение ведется на пресном буровом растворе, когда сопротивление фильтрата бурового раствора ρ_{ϕ} значительно больше сопротивления пластовой воды ρ_{ϵ} ($\rho_{\phi} > \rho_{\epsilon}$). При этом нефтегазовые коллектора уверенно выделяются отрицательными аномалиями на кривой ПС и положительными приращениями на диаграммах МКЗ. С ростом минерализации бурового раствора, когда выравниваются сопротивления фильтрата и пластовой воды ($\rho_{\phi} \rightarrow \rho_{\epsilon}$), эффективность методов ПС и МКЗ как методов выделения коллекторов резко снижается. Кроме того с уменьшением сопротивления фильтрата резко снижается эффективность индукционного каротажа ИК при изучении геологического разреза скважины в целом. Одновременно создаются более благоприятные условия для оценки продуктивности коллекторов по данным измерений комплексом зондов электрического каротажа (БКЗ) с разной глубиной исследования. Это объясняется тем, что при $\rho_{\phi} \approx \rho_{\epsilon}$ в водонасыщенных коллекторах отсутствует зона проникновения, а в продуктивных коллекторах формируется только зона понижающего проникновения $\rho_{zn} < \rho_n$.

Важнейшими особенностями нефилтрующих (на нефтяной основе) буровых растворов являются огромное электрическое сопротивление, практически отсутствие проникновения раствора в пласты-коллекторы и глинистой корки на стенке скважины. Нефилтрующие растворы – практически электрические изоляторы, поэтому методы, требующие прямого электрического контакта электродов с породой, а именно КС, БКЗ, МКЗ БК, МБК не могут быть применены. Из электрических методов при бурении на нефилтрующем растворе может применяться только индукционный каротаж ИК. Отсутствие глинистой корки не позволяет использовать традиционные методы: кавернометрию и МКЗ, – для выделения коллекторов.

ГЛАВА 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГОРНЫХ ПОРОД

Построение литологического разреза скважины включает две операции

1. определение границ и толщин отдельных пластов и
2. оценка литологической характеристики выделенных пластов.

Литологическая характеристика оценивается по сумме признаков, выделенных на диаграммах различных методов. Необходимо учитывать, что геофизические методы дают физические признаки, часто являющиеся общими для разных пород. Поэтому литологическую характеристику, построенную по физическим признакам, необходимо уточнить по данным петрофизических исследований керна.

Основные физические признаки горных пород в песчано-глинистом разрезе следующие:

Глины отличаются повышенной естественной радиоактивностью; максимальными отклонениями кривой ПС вправо; минимальными отклонениями кривой НК от нулевой линии; увеличением фактического диаметра скважины по сравнению с номинальным диаметром.

Аргиллиты характеризуются теми же физическими признаками, что и глины, за одним исключением: против аргиллитов диаметр скважины близок к номинальному значению.

Песчаники характеризуются минимальными отклонениями кривой ПС от нулевой линии; положительными приращениями на диаграммах стандартных микрозондов МКЗ (показания потенциал-микрозонда превышают показания градиент-микрозонда); уменьшением диаметра скважины по сравнению с номинальным диаметром; кажущиеся сопротивления против песчаников, как правило, не могут служить надежным

признаком выделения песчаников, поскольку КС песчаников меняется в очень широких пределах в зависимости от их пористости, характера насыщения пор (нефть, вода, газ) и примеси глинистого материала.

Алевриты характеризуются промежуточными между песчаниками и глинами физическими признаками.

Основными методами для построения литологической колонки в песчано-глинистом разрезе являются микрозонды МКЗ, кавернометрия КМ и ПС; дополнительными – ГК, НКТ (НГК), АК.

Построение литологической колонки в карбонатном разрезе (известняки и доломиты) является существенно более трудной задачей, чем в песчано-глинистом разрезе. Известняки и доломиты могут быть плотные и пористые, трещиноватые и кавернозные, глинистые и т.п.

Плотные карбонатные породы уверенно выделяются по максимальным показаниям НКТ и КС, минимальными ГК и АК; диаметр скважины против плотных карбонатных пород равен номинальному значению.

Трещиноватые и кавернозные известняки и доломиты характеризуются пониженными значениями КС. Однако КС против нефтегазонасыщенных пористых карбонатных пород соизмеримо с сопротивлением крепких разностей при неглубоком проникновении раствора. Диаметр скважины против трещиноватых и кавернозных карбонатных пород может быть существенно больше номинального значения. Кривые микрозондов против этих разностей пород могут быть сильно изрезаны.

В карбонатном разрезе, как правило, кривая ПС слабо дифференцирована и неинформативна, а кривые микрозондов МКЗ не образуют зон положительных приращений.

Основными методами для построения литологической колонки в карбонатном разрезе являются методы: КС, НКТ, АК; дополнительными – ГК и КМ.

На рис.1 Показано литологическая характеристика разреза скважины по данным комплекса ГИС.

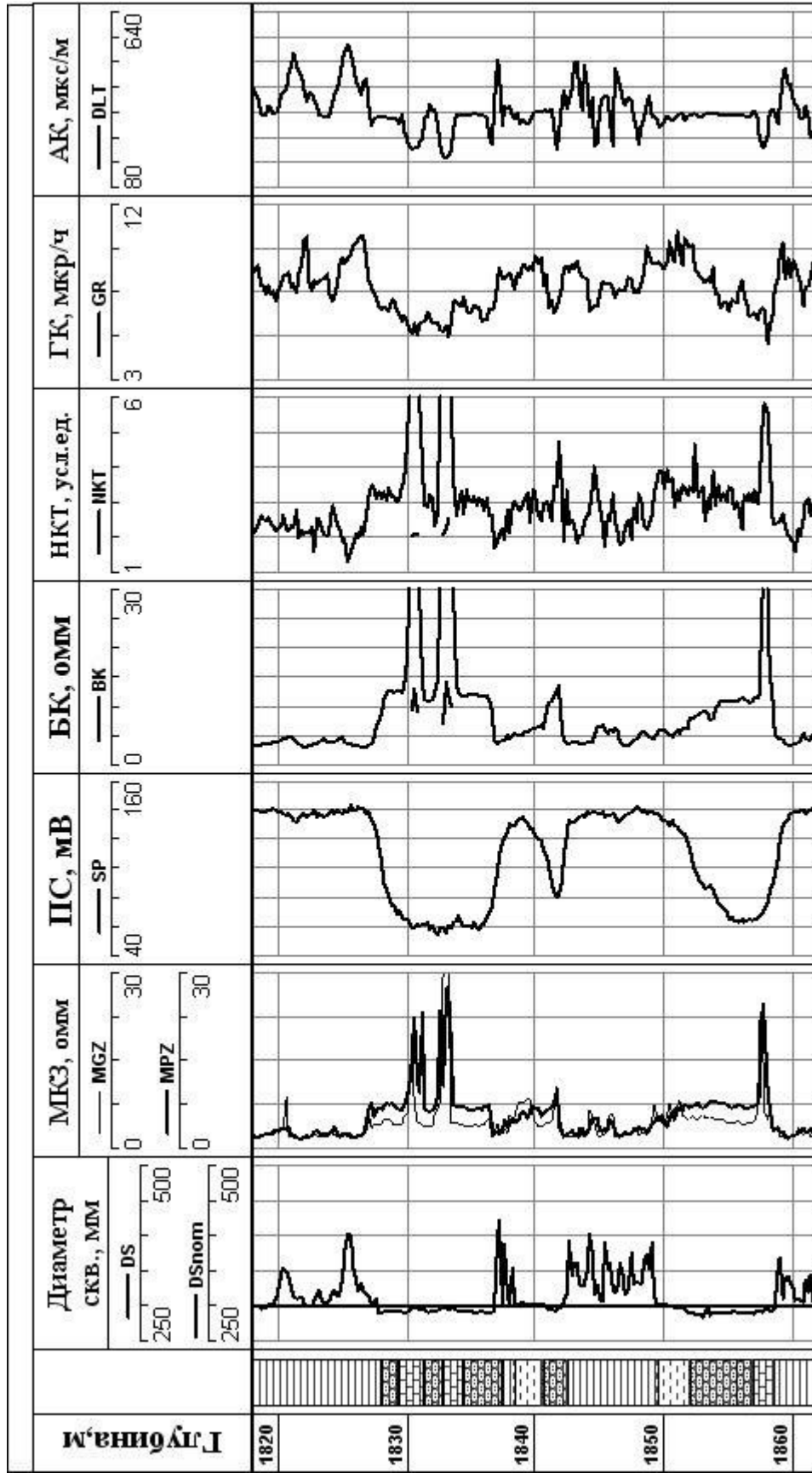
ГЛАВА 4. КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Корреляцией называют сопоставление разрезов скважин с целью выделения опорных горизонтов и определения глубины их залегания в сопоставляемых скважинах. Корреляцию проводят, сопоставляя каротажные диаграммы. Предварительно выделяют реперы – участки каротажных кривых, прослеживающиеся на диаграммах в большинстве скважин. Реперы маркируются буквами и цифрами или им присваивается имя соответствующего стратиграфического подразделения. В качестве реперов выбирают участки кривых против однородных пластов.

Чаще всего для корреляции используют диаграммы стандартного каротажа (потенциал-зонд небольшой длины $AM=1-2d_c$, градиент-зонд большой длины и кривая ПС), а также кривая ГК.

Корреляционные построения выполняют в виде корреляционных схем или корреляционных профилей. При построении корреляционных профилей в определенном масштабе соблюдается расстояние между скважинами, а диаграммы привязываются к одной уровенной поверхности (уровню моря).

При построении корреляционных схем расстояние между диаграммами произвольное, а кровля или подошва одного репера располагаются на одной горизонтальной линии. Выделенные в разных скважинах реперы соединяют корреляционными линиями (рис.2 и 3).



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Известняк
- Песчаник
- Аргиллит
- Глина

Рис. 1 Литологическая характеристика разреза скважины по данным комплекса ГИС

В результате корреляции оцениваются выдержанности мощностей и литологического состава пластов, выявляются зоны выклинивания и тектонические нарушения.

Результаты корреляции служат для построения структурных карт, изобат отдельных реперов и геолого-геофизических моделей.

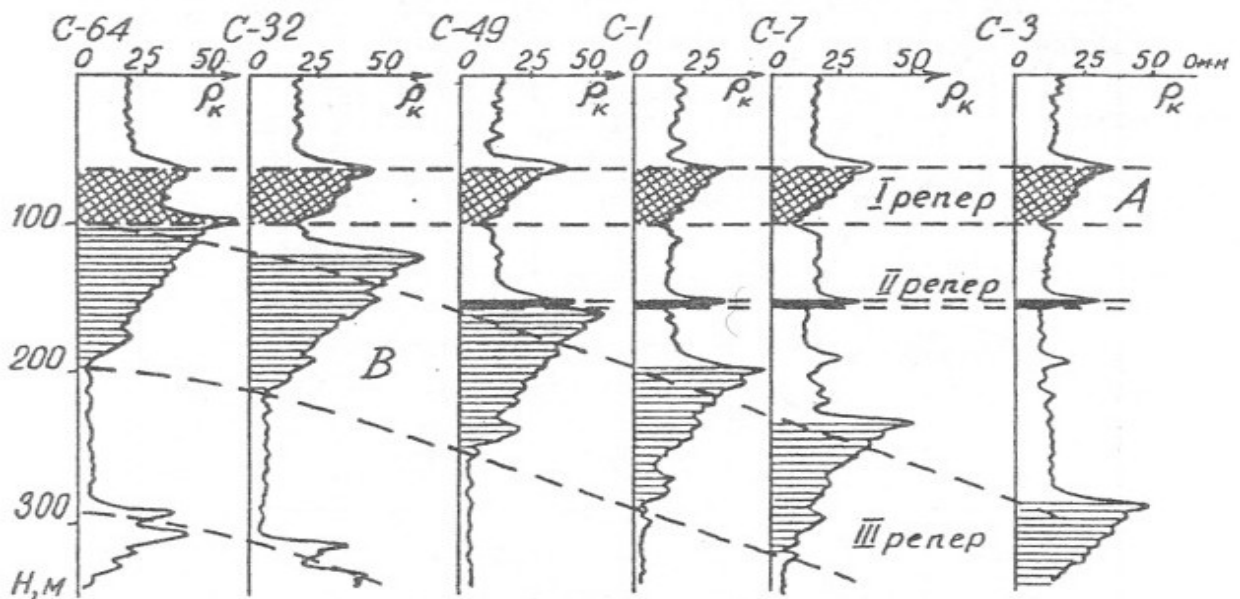


Рис.2 Корреляционная схема, выявляющая трансгрессивное залегание свиты А на толще пород (по В.Н.Дахнову)

ГЛАВА 5. ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ

Коллектором называют пористую и проницаемую горную породу, способную содержать флюид (нефть, газ и воду) и отдавать его при современной технологии разработки месторождений нефти, газа и воды.

Основные свойства коллектора, отличающие его от вмещающих пород, - это проницаемость, пористость и глинистость.

Признаки коллектора делятся на прямые и косвенные.

Прямые признаки коллектора:

- сужение диаметра за счет образования на стенке скважины глинистой корки ($d_c > d_n$);

Рис.3 Пример корреляции, установившей эрозию кровли намюрского яруса.
Различной штриховкой обозначены разные реперы

- положительные приращения на диаграммах МКЗ ($\rho_{\text{КГМЗ}} > \rho_{\text{КГМЗ}}$);

- наличие радиального градиента сопротивления по диаграммам разноглубинных зондов электрического каротажа (КС, БК, ИК).

Косвенные признаки коллектора:

- критические значения проницаемости k_{np} , пористости k_{II} , глинистости k_{2II} и геофизических параметров, отражающих изменение этих величин ΔJ_{γ} , $\Delta J_{n\gamma}$, $\alpha_{ПС}$ и другие.

Основным критерием, который позволяет классифицировать породу как “коллектор” или “неколлектор” является критическое или граничное значение коэффициента проницаемости k_{np}^* . Если $k_{np} > k_{np}^*$, породу относят к коллекторам, если $k_{np} < k_{np}^*$ - к неколлекторам. Критическое значение проницаемости определяется величиной рентабельного (минимального) дебита нефти Q_n или газа Q_g для района работ. По величине минимального дебита находят критическое значение проницаемости, используя корреляционные связи $k_{np} = f(Q_n)$. Критические значения пористости и глинистости находят, используя корреляционные связи вида $k_{np} = f(k_n)$ и $k_n = f(k_{2II})$.

Далее, используя связи вида $\Delta J_{n\gamma} = f(k_n)$, $\Delta \tau = f(k_n)$, $\alpha_{ПС} = f(k_n)$, определяют критические значения геофизических параметров $\Delta J_{n\gamma}^*$, $\Delta \tau^*$, $\alpha_{ПС}$ и т.д. Отложив на диаграммах значения этих критических параметров, получают уровень, разделяющий пласты в разрезе скважины на классы “коллектор” и “неколлектор”.

Критическое значение параметра насыщения

$$P_n^* = \frac{\rho_{nn}^*}{\rho_{en}}$$

где ρ_{en} : удельное сопротивление полностью водонасыщенного пласта; ρ_{nn}^* : критическое значение удельного сопротивления пласта.

Критическое значение параметра насыщения разделяет области коллекторов, дающих при испытаниях промышленный приток нефти (или газа) в том числе с некоторым количеством воды и коллекторов с непромышленным притоком (чистая вода или вода с небольшим содержанием углеводородов).

Критическое значение параметра насыщения устанавливают статистическим способом по данным опробования или петрофизическим способом по данным лабораторных измерений.

Изучение коллекторов в карбонатном разрезе имеет свои особенности, однако, принципы выделения и оценки характера насыщения межзерновых карбонатных коллекторов те же, что и для терригенного разреза.

Примеры выделения коллекторов по данным ГИС приведены на рис.1.

ГЛАВА 6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛИНИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРА

Глинистость коллектора характеризуется долей твердой фазы породы, которая представлена глинистыми минералами и по гранулометрическому составу относится к фракции с размерами зерен $d_3 < 0,01$ мм.

Количественно глинистость характеризуется массовым содержанием $C_{\text{гл}}$ (массовая глинистость) в твердой фазе породы, выражаемым в процентах или долях единицы:

$$C_{\text{гл}} = M_{<0,01} / M_{\text{тф}}$$

где $M_{<0,01}$ — масса фракции с $d_3 < 0,01$ мм; $M_{\text{тф}}$ — масса твердой фазы породы, включая и фракцию с $d_3 < 0,01$ мм.

Для характеристики объемного содержания глинистых минералов в породе используют коэффициент объемной глинистости $K_{\text{гл}}$, который при

равенстве минеральных плотностей $\delta_{\text{тф}} = \delta_{\text{ГЛ}}$ породообразующих и глинистых минералов будет

$$k_{\text{гЛ}} = C_{\text{гЛ}}(1 - k_{\text{н}}).$$

В петрофизике и промысловой геофизике используют также параметр относительной глинистости

$$\eta_{\text{гЛ}} = k_{\text{гЛ}} / (k_{\text{гЛ}} + k_{\text{н}}),$$

который характеризует степень заполнения глинистыми минералами пространства между зернами породообразующих минералов.

Глина в коллекторе пронизана субкапиллярами с коэффициентом пористости $k_{\text{Пгл}}$.

Глинистые минералы в осадочных породах обычно присутствуют в тонкодисперсном состоянии и обладают огромной поверхностью, которая адсорбирует молекулы воды и катионы солей, растворенных в пластовой воде. Адсорбированная (связанная) вода и катионы солей образуют на поверхности глинистых минералов слои с аномальными физическими свойствами, отличающимися от свойств свободной воды. В результате этого физические свойства глинистого коллектора (электрические, электрохимические и акустические свойства, плотность, проницаемость, эффективная пористость) существенно отличаются от аналогичных свойств чистого (неглинистого) коллектора.

Глинистые минералы адсорбируют в числе прочих катионы радиоактивных элементов, растворенных в пластовой воде, поэтому увеличение содержания глины в породе приводит к росту ее радиоактивности.

Присутствие в глине связанной воды обуславливает отличие пористости глинистых пород, полученной нейтронными методами, от их общей пористости.

С ростом содержания глинистых минералов в породе уменьшаются ее эффективная пористость, проницаемость и способность быть коллектором.

Таким образом, содержание в породе глины является одним из факторов, определяющих способность породы быть промышленным коллектором.

Глинистость коллектора оказывает существенное влияние на физические свойства породы и петрофизические связи, лежащие в основе интерпретации данных ГИС.

В настоящее время для определения глинистости используют следующие методы ГИС.

Метод собственных потенциалов - метод ПС. По диаграммам ПС определяют относительную глинистость $\eta_{гг}$ для пород с рассеянной глинистостью, используя зависимость (рис.4)

$$\alpha_{пс} = f(\eta_{гг}),$$

Здесь: $\alpha_{пс} = (ЛГ - U_{пс}) / (ЛГ - ЛП)$; $U_{пс}$ - показания ПС против исследуемого пласта; ЛГ - линия глин; ЛП - линия песков. Комбинируя метод ПС с одним из методов пористости (ННК-Т, ГК или АК), можно одновременно определять объемную $k_{гг}$ или массовую $C_{гг}$ глинистость и общую пористость породы.

Метод естественной радиоактивности - гамма-каротаж.

По данным ГК в породах, как с рассеянной, так и со слоистой глинистостью, определяют объемную глинистость $k_{гг}$ на основе корреляционной связи между показаниями ΔJ_{γ} и величиной $k_{гг}$ (рис. 5).

Основой оценки коэффициента глинистости $k_{гг}$ по естественному гамма-излучению является эмпирическая связь между $k_{гг}$ и двойным разностным параметром

$$k_{гг} = k_{гг0} \Delta J_{\gamma}^b.$$

Здесь: $k_{2л0}$ - глинистость опорного пласта глин (обычно $k_{2л0} = 0.8 - 0.9$);

$$\Delta J_{\gamma} = (J_{\gamma} - J_{\gamma}^{\min}) / (J_{\gamma}^{\max} - J_{\gamma}^{\min}) -$$

двойной разностный параметр; J_{γ} - показания ГК против исследуемого пласта;

J_{γ}^{\min} и J_{γ}^{\max} - показания против опорных пластов, глинистости которых известны.

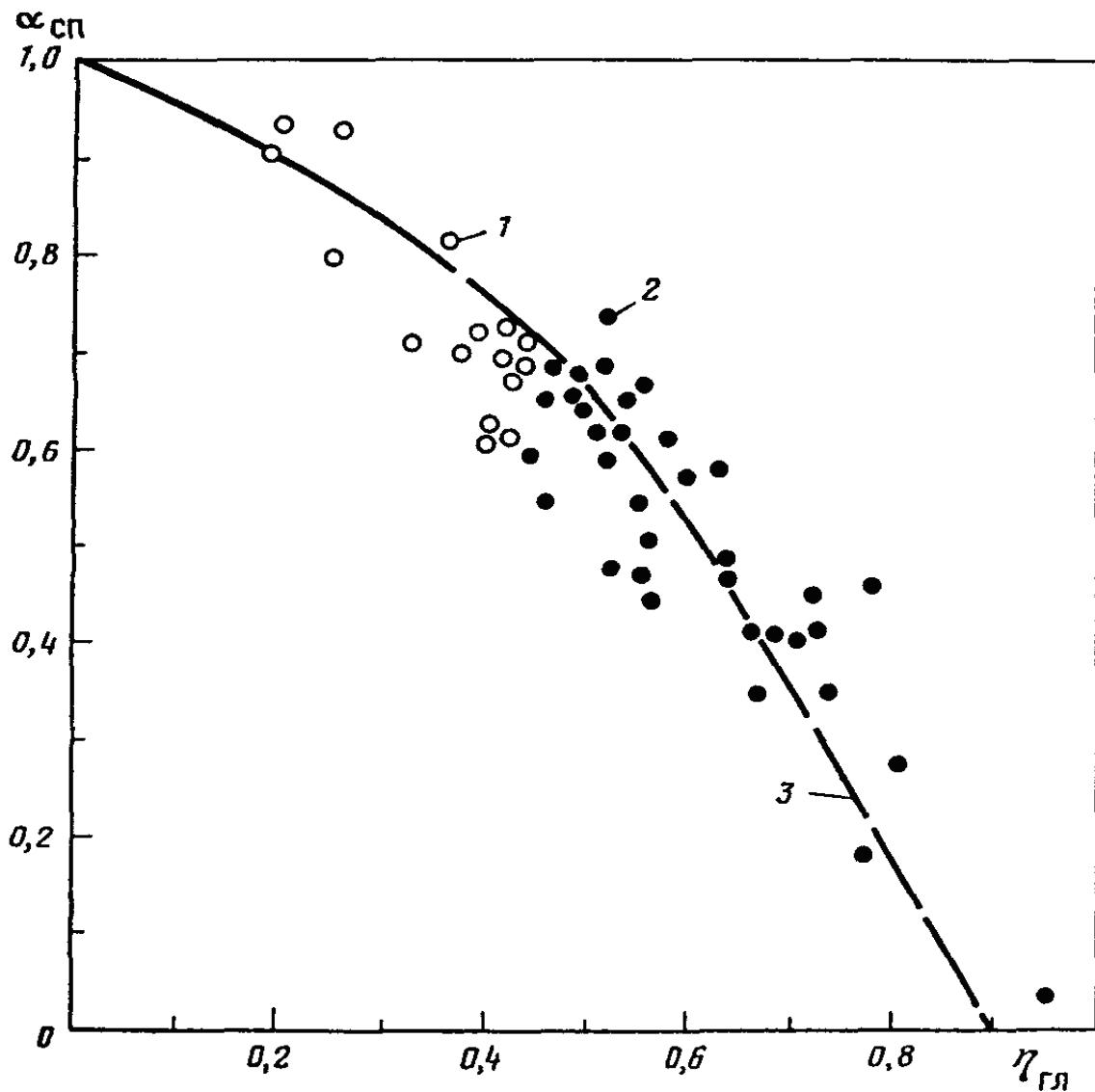


Рис.4 Корреляционная связь между параметрами $\alpha_{сп}$ и $\eta_{гя}$.
1 – коллектор; 2 – неколлектор; 3 – линия регрессии

Если отсутствуют эмпирические петрофизические связи, то реализуют
связь

$$k_{gl} = \Delta J_{\gamma} \text{ т.е. } k_{gl0} = 1 \text{ и } b = 1.$$

Способы определения глинистости, основанные на использовании метода ГК, реализуются в обсаженных и необсаженных скважинах, заполненных раствором на водной или нефтяной основе. Определение глинистости с привлечением метода ПС проводят только в необсаженных скважинах, бурящихся на пресном буровом растворе.

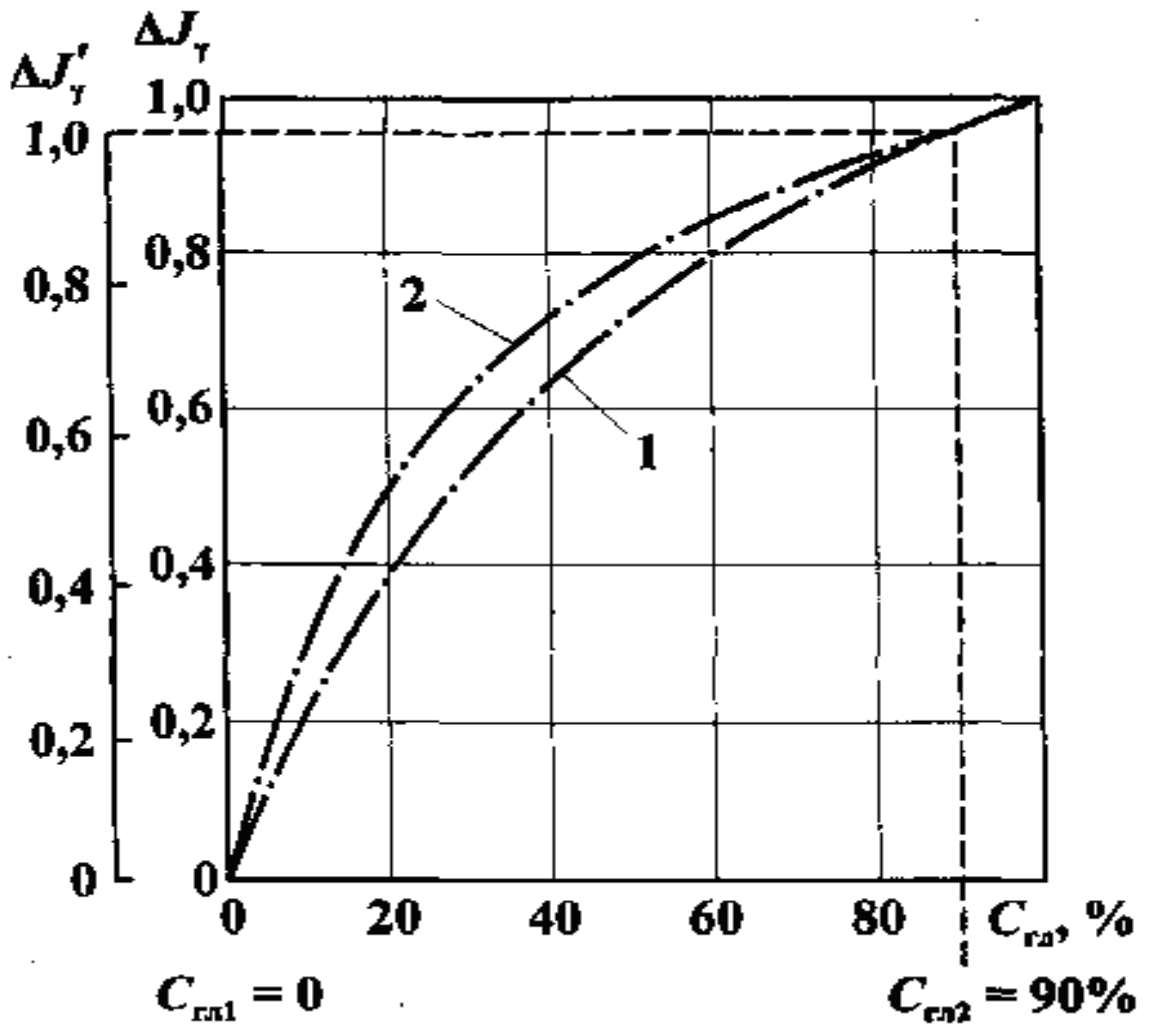


Рис.5 Зависимость двойного разностного параметра ΔJ_γ от глинистости C_{gl}

1 – палеозойские отложения Волго-Уральской провинции; 2 – мезозойские отложения южных районов России.

ГЛАВА 7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРА

Коэффициентом пористости k_n породы называют отношение объема пустот V_{nop} в породе к общему ее объему V_n :

$$k_n = \frac{V_{nop}}{V_n}.$$

По сообщению пустот друг с другом различают пористость общую, открытую и закрытую. Однако, в коллекторах нефти и газа закрытая пористость отсутствует или пренебрежимо мала.

По морфологии пустотного пространства различают поры межзерновые, каверны и трещины. Соответственно, в общем случае коэффициент пористости является суммой межзерновой, каверновой и трещинной пористостей.

$$k_n = k_{n.мз} + k_{n.кав.} + k_{n.тр.}$$

По способности пор принимать, содержать и отдавать свободную жидкость и газ различают эффективную и неэффективную пористость:

$$k_n = k_{n.эф.} + k_{n.неэф.}$$

В гидрофильном коллекторе:

$$k_{n.эф.} = k_n (1 - k_{в.о.}),$$

где $k_{в.о.}$ - коэффициент остаточной водонасыщенности.

Межзерновую пористость называют первичной, а сумму каверновой и трещинной пористостей – вторичной.

Коэффициент пористости коллектора можно оценить по данным:

1. метода ПС;
2. нейтронного каротажа;
3. акустического каротажа;
4. гамма-гамма каротажа
5. электрического каротажа
6. ядерно-магнитного каротажа.

7.1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ МЕТОДА ПС

Метод ПС применяется для определения коэффициента пористости в случае, когда пористость коллектора связана со степенью заполнения пор глинистым цементом. В этом случае находят корреляционную зависимость $\alpha_{ПС} = f(K_{ПС})$. Величина $\alpha_{ПС}$ - относительное изменение амплитуды ПС, нормированное на величину максимального отклонения от линии глин и рассчитывается по формуле

$$\alpha_{ПС} = \frac{ЛГ - U_{ПС}}{ЛГ - ЛП}$$

Здесь: ЛГ - линия глин, мВ; ЛП - линия песков, мВ; $U_{ПС}$ – отклонение кривой ПС от нулевой линии, мВ (см. рис.6).

Корреляционные связи $\alpha_{ПС} = f(K_{ПС})$ строятся для каждого продуктивного пласта (см. рис.7).

По данным исследования керна устанавливается граничное значение $\alpha_{ПС.гран.}$, позволяющее расчлнить разрез скважины на коллекторы и неколлекторы:

если $\alpha_{пс} \geq \alpha_{пс.гран.}$, то пласт-коллектор;

если $\alpha_{пс} \leq \alpha_{пс.гран.}$, то пласт-неколлектор.

Для пластов ачимовской пачки Федоровского месторождения (см. рис.7) $\alpha_{пс.гран.}=0.4$.

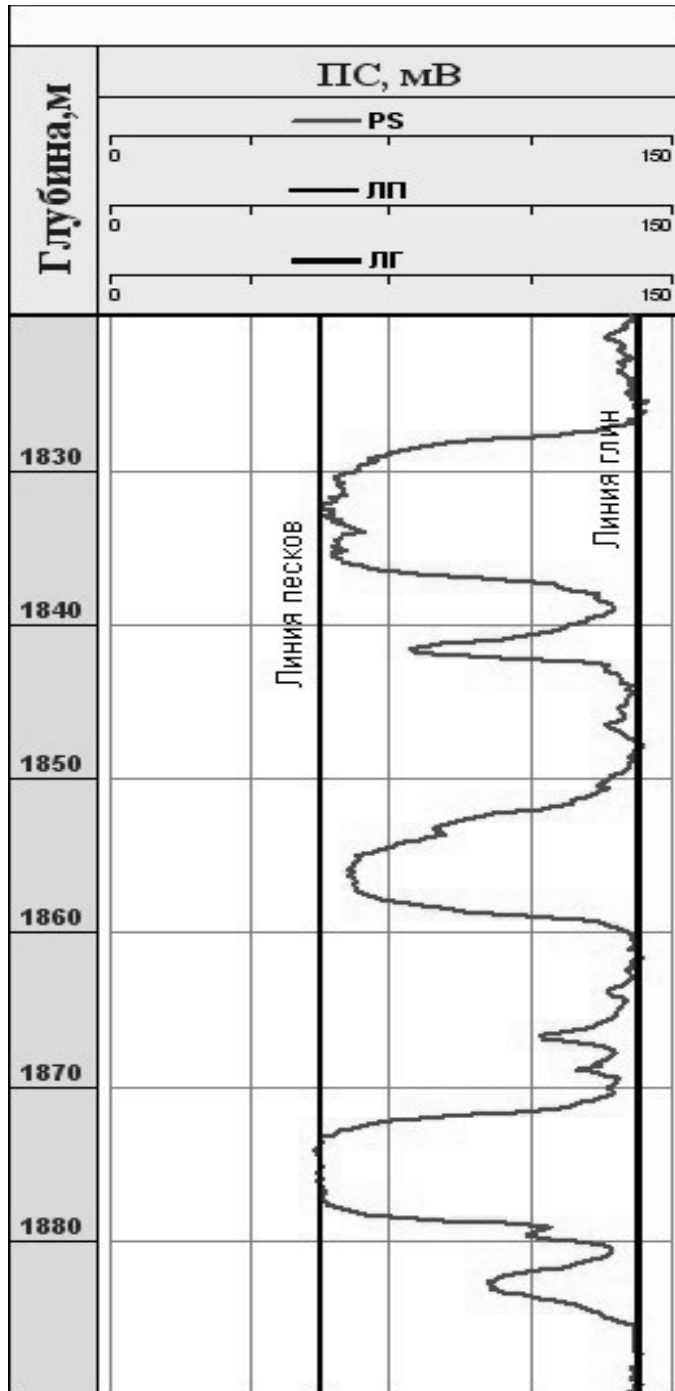


Рис.6 Выделение линии глин ЛГ и линии песков ЛП на диаграмме ПС

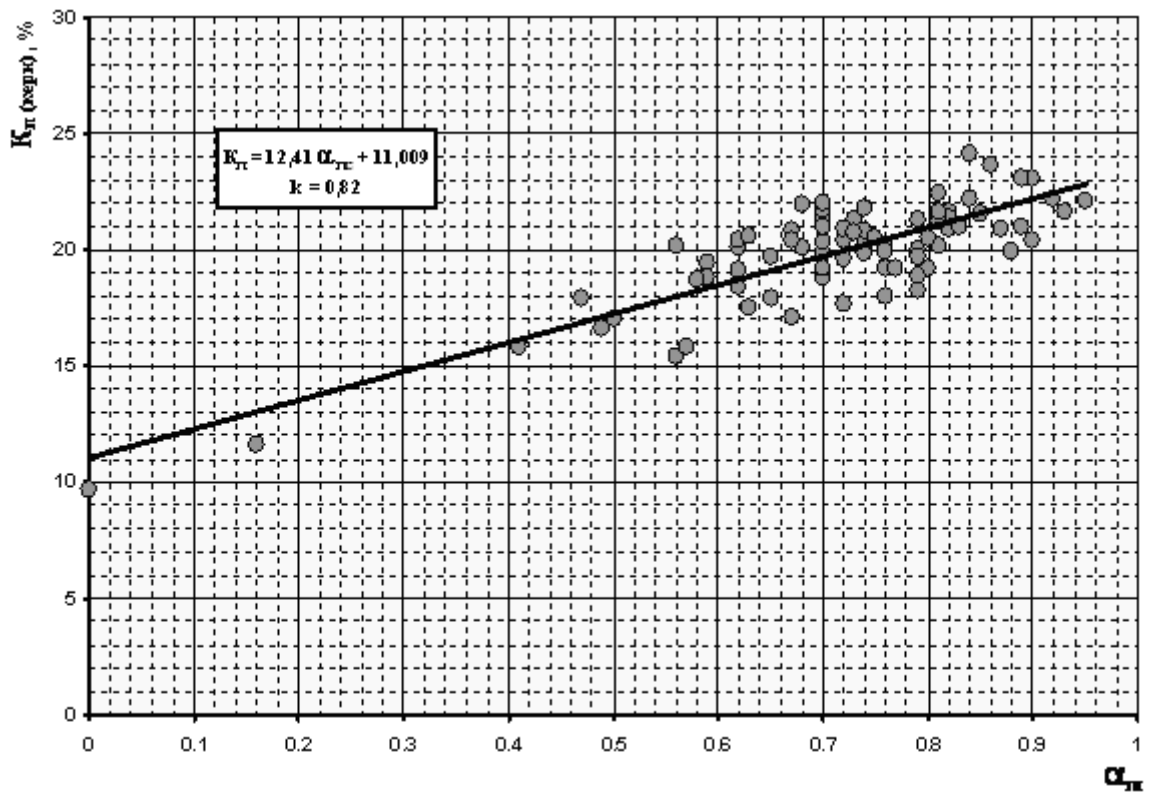


Рис.7 График зависимости $\alpha_{пс} = f(K_{пс})$
Федоровское месторождение. Пласты ачимовской пачки.

7.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ НЕЙТРОННОГО КАРТАЖА

Коэффициент пористости по данным нейтронного каротажа определяется по формуле, полученной аналитическим способом

$$\log k_{п,n} = AJ_n + B,$$

где J_n - показания нейтронного каротажа; A и B – постоянные, значения которых зависят от длины зонда, мощности источника нейтронов и других факторов.

Показания нейтронных методов зависят от содержания водорода (водородосодержания W) в породе. Водородосодержание или эквивалентная влажность чистых пород, насыщенных нефтью или нефтью с водой и не содержащих связанной воды, равно общей пористости пласта. Поэтому по данным нейтронного каротажа определяется общая пористость чистого коллектора. Глинистые коллектора содержат связанную воду, объем которой прямо пропорционален коэффициенту глинистости коллектора. Поэтому в показания нейтронного каротажа против глинистых коллекторов вводится поправка за глинистость по формуле

$$k_{II} = k_{II,n} - \Delta \omega_{gl},$$

где $\Delta \omega_{gl} = k_{gl} \cdot \omega_{св}$ - поправка за глинистость; k_{II} - коэффициент общей пористости, $k_{II,n}$ - коэффициент пористости по нейтронному каротажу, k_{gl} - коэффициент глинистости, $\omega_{св}$ - водородосодержание глин. Коэффициент глинистости оценивается по данным гамма-каротажа (ГК). Для оценки водородосодержания глин по значениям k_{gl} и $k_{II,n}$ строится кросс-плот по всему разрезу скважины (см. рис.8).

На кросс-плоте грубо обрисовываются области, соответствующие плотным пластам, глинам, чистым коллекторам, глинистым пластам. Из уравнения $k_{II} = k_{II,n} - k_{gl} \cdot \omega_{св}$ следует, что если $k_{II} = 0$, $k_{II,n} = k_{gl} \cdot \omega_{св}$. Это значит, что если провести прямую через плотные пласты с $k_{II} = 0$, то угловой коэффициент этой прямой будет равен $\omega_{св}$ или значение $\omega_{св}$ будет равно ординате точки A с абсциссой $k_{gl} = 1$.

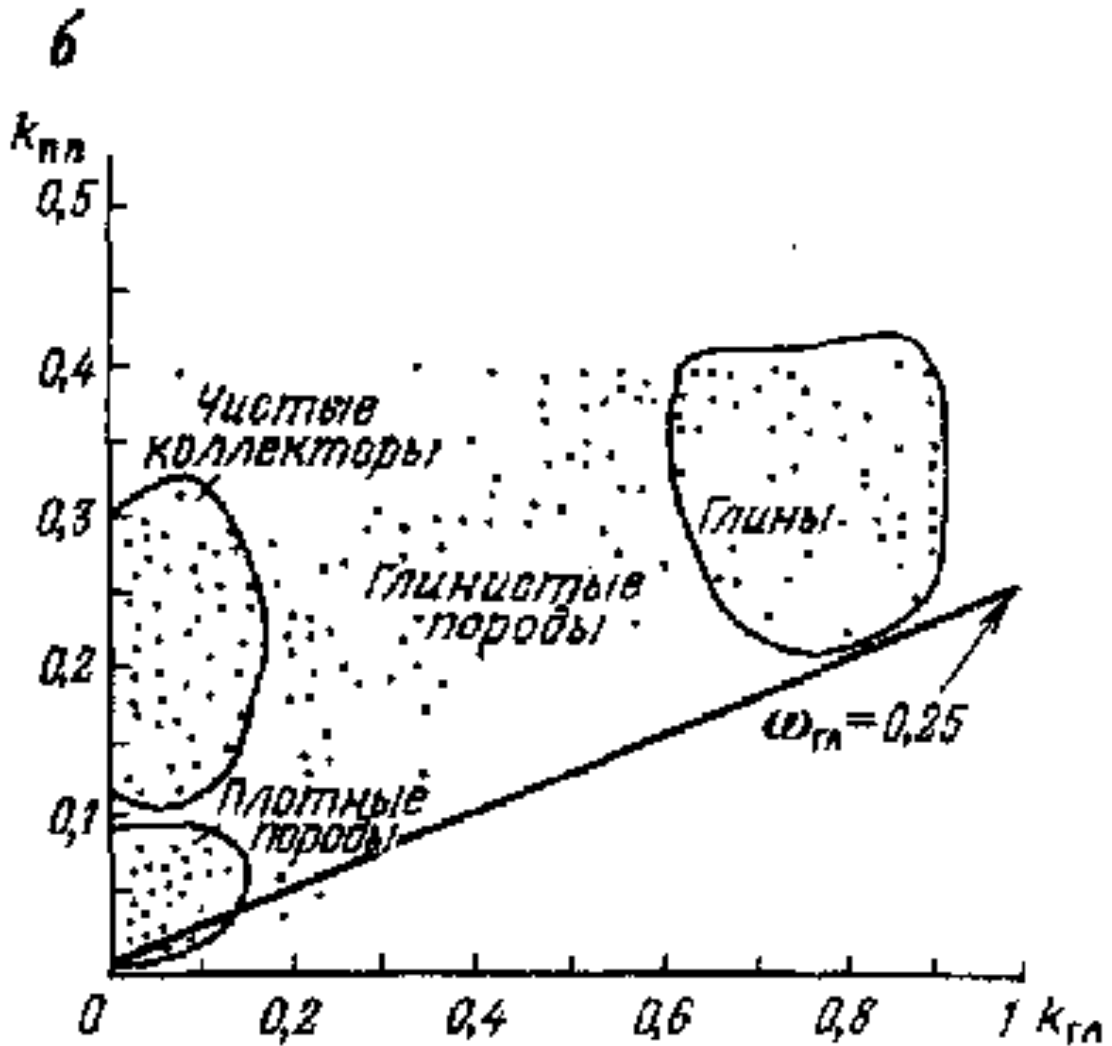


Рис.8 Уточнение водородосодержания глины $\omega_{гн}$ с помощью кросс-плота.

В практике каротажа для определения пористости по данным нейтронного каротажа используют зависимость двойного разностного параметра ΔJ_n , вычисляемого по формуле

$$\Delta J_n = \frac{J_n - J_n^{\min}}{J_n^{\max} - J_n^{\min}},$$

от водородосодержания пласта $k_{D,n}$ - пористости по данным нейтронного каротажа (рис. 9). В этой формуле J_n , J_n^{\min} и J_n^{\max} - соответственно показания нейтронного каротажа против данного пласта, и против опорных

пластов с минимальными и максимальными показаниями нейтронного каротажа.

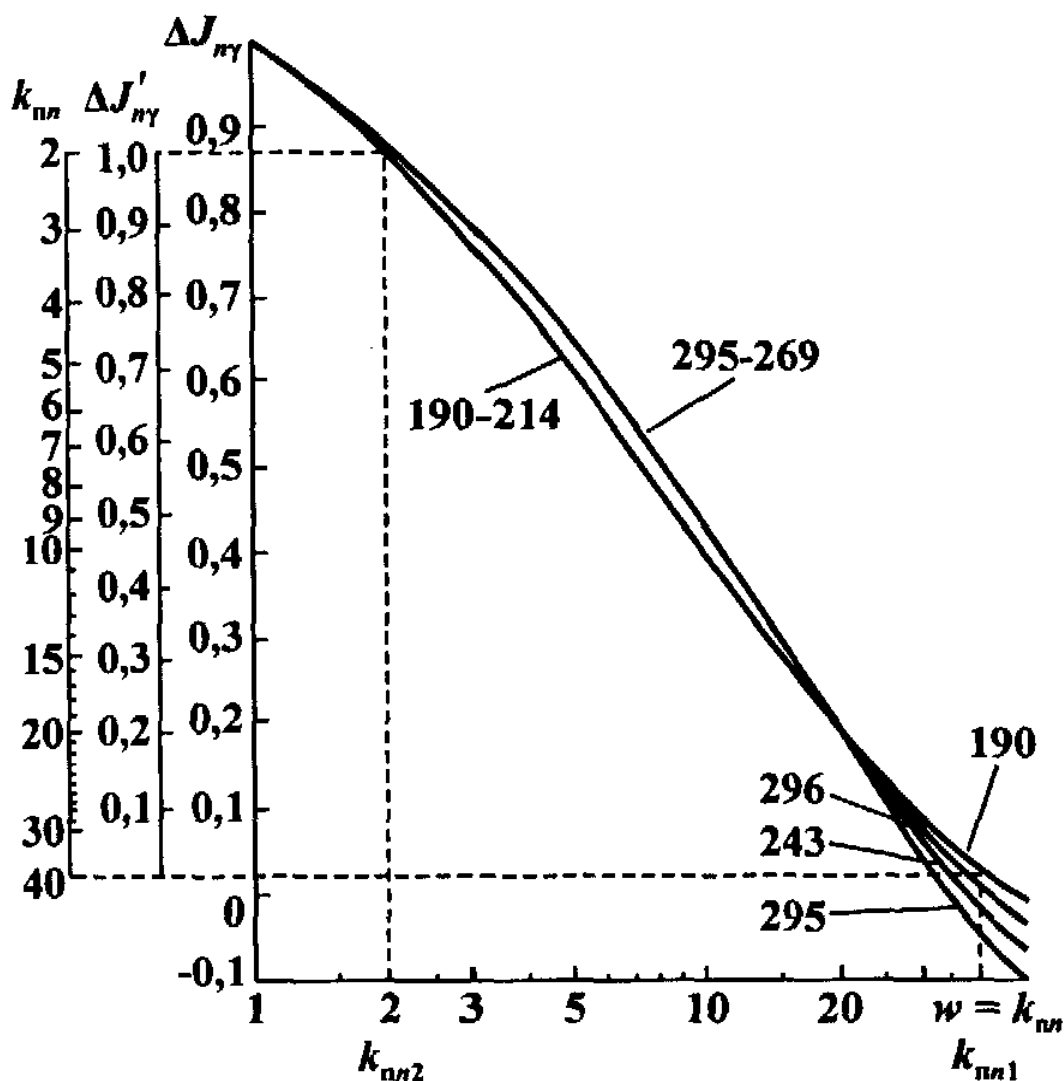


Рис.9 Зависимость $\Delta J_{н\gamma} = f(\omega)$ для известняков.

Шифр кривых – диаметр скважины, мм.

Минимальные показания отсчитывают против размытых глин, диаметр каверн в которых больше 40 см, а длина превышает длину скважинного прибора. В этом случае показания нейтронного каротажа минимальны, а водородосодержание считают равным 40%. Последнее условие не всегда выполняется для современных приборов в модульном исполнении, длина которых достигает нескольких десятков метров. В этих приборах зонд нейтронного каротажа в кавернах со всех сторон окружен

буровым раствором, поэтому по его показаниям определяют водородосодержание раствора.

Максимальные показания нейтронного каротажа наблюдаются в плотных пластах, водородосодержание которых принимается равным 1-2%.

Если опорные пласты известняки, то для песчаников и доломитов вводится литологическая поправка:

$$k_{п.песч.} = k_{п.изв.} + 0.025$$

$$k_{п.дол.} = k_{п.изв.} - 0.025$$

7.3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Коэффициент пористости по акустическому каротажу (АК) находят из уравнения среднего времени

$$\Delta T = (1 - k_p) \cdot T_{тф} + k_p T_{фл},$$

где ΔT - время пробега упругой волны на базе зонда АК (интервальное время), мкс/м; $\Delta T_{тф}$ и $\Delta T_{жс}$ - интервальное время в твердой и жидкой фазе пласта соответственно.

Величина $\Delta T_{тф}$ зависит от минерального состава твердой фазы. Величины интервального времени в твердой фазе для основных пород приведены в таблице 1.

Величина $\Delta T_{жс}$ определяется составом флюида, заполняющего поры коллектора. Глубина исследования акустическим методом невелика и захватывает только промытую зону и частично зону проникновения. Поэтому величина $\Delta T_{жс}$ зависит в основном от минерализации бурового раствора, температуры и глубины залегания (давления) (рис. 10).

Таблица 1

Значения ΔT_{mf} и V_{mf} для осадочных пород и некоторых сред

Среды и горные породы	$\Delta T_{mf}, \text{мкс/м}$	$V_{mf}, \text{м/с}$
Песчаник хорошо сцементированный	170	5900
Песчаник уплотненный, плохо сцементированный	182	5500
Известняк	155	6400
Доломит	142	7050
Ангидрит	164	6100
Гипс	171	5850
Каменная соль	223	4484
Нефть	770	1300
Глины	2000- 3850	260 - 500
Метан 0°C (p=0.1 МПа)	442	2260
Воздух 0°C (p=0.1 МПа)	330	3000

Если ΔT_{mf} и $\Delta T_{жс}$ - известны, то коэффициент пористости пласта можно рассчитать по формуле

$$k_{II} = \frac{\Delta T - \Delta T_{mf}}{\Delta T_{жс} - \Delta T_{mf}}$$

В глинистых породах с рассеянной глинистостью уравнение среднего времени имеет следующий вид:

$$\Delta T = (1 - K_{II} - K_{гг})\Delta T_{mf} + K_{II}\Delta T_{жс} + K_{гг}\Delta T_{гг},$$

где $K_{гг}$ - объемное содержание глины в породе; $\Delta T_{гг}$ - интервальное время в глине. Величина $\Delta T_{гг}$ зависит от распределения глины, глубины залегания, пористости глины и изменяется от 200 до 500 мкс/м (см. таблицу 2).

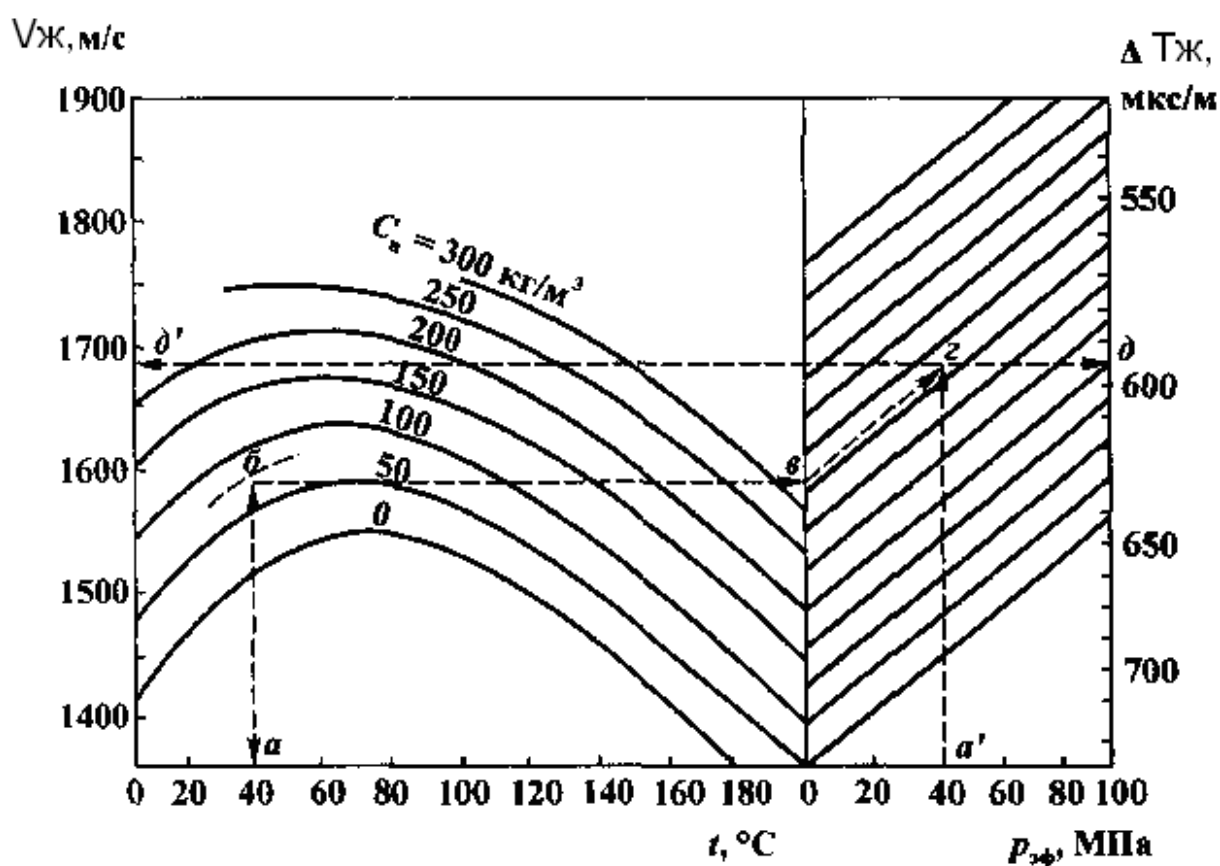


Рис.10 Номограмма для определения интервального времени $\Delta T_{жс}$ и $V_{жс}$ при заданных минерализации C_s (в кг/м^3), давлении $p_{эф}$ и температуре t (раствор NaCl) (по данным Герхард – Оуэн).
 Пример использования: $a, a', б$ – исходные данные; $в, г$ – перемещение по номограмме; $д$ и $д'$ – искомые значения $\Delta T_{жс}$ и $V_{жс}$

Таблица 2

Значения $k_{п,гил}$ и $\Delta T_{гил}$ для различной глубины залегания глин [1]

Глубина, м	$k_{п,гил}, \%$	$\Delta T_{гил}, \text{мкс/м}$
------------	-----------------	--------------------------------

	интервал	среднее	интервал	среднее
300	40-60	50	450-550	500
1000	25-35	30	360-430	400
2000	12-18	15	290-360	330
3000	8-12	10	260-330	290
4000	6-8	7	250-310	270
5000	4-8	5	230-290	260

Если $\Delta T_{2л}$ и $K_{2л}$ известны, то $K_{л}$ можно рассчитать по формуле

$$K_{л} = \frac{\Delta T - \Delta T_{тв}}{\Delta T_{жс} - \Delta T_{тв}} - K_{2л} \frac{\Delta T_{тв} - \Delta T_{2л}}{\Delta T_{тв} - \Delta T_{жс}}$$

В коллекторах с первичной (межзерновой) и вторичной пористостью (трещины и каверны) по данным акустического каротажа определяется пористость, удовлетворяющая условию $K_{бл} \leq K_{пак} < K_{общ}$ [1,2]. Здесь: $K_{бл}$ - блоковая (межзерновая) пористость коллектора; $K_{пак}$ - пористость, определенная по данным акустического каротажа; $K_{общ}$ - общая пористость, равная сумме первичной и вторичной пористости.

Наличие вторичной пористости можно установить, сопоставляя величины пористости по данным нейтронного гамма-каротажа и акустического каротажа. На рис.11 представлен кросс-плот в координатах $K_{пнгк}$ и $K_{пак}$, на котором можно определить наличие интервалов с вторичной пористостью.

7.4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ ГАММА-ГАММА КАРОТАЖА

По данным плотностного гамма-гамма каротажа ГГКП пористость коллектора определяют по величине ее плотности

$$\delta = K_{л} \delta_{жс} + (1 - K_{л}) \delta_{тв},$$

В этой формуле $\delta_{жс}$ - плотность жидкости в порах породы; $\delta_{тв}$ - плотность матрицы. Из этой формулы следует, что

$$K_{п} = \frac{\delta - \delta_{тв}}{\delta_{жс} - \delta_{тв}}$$

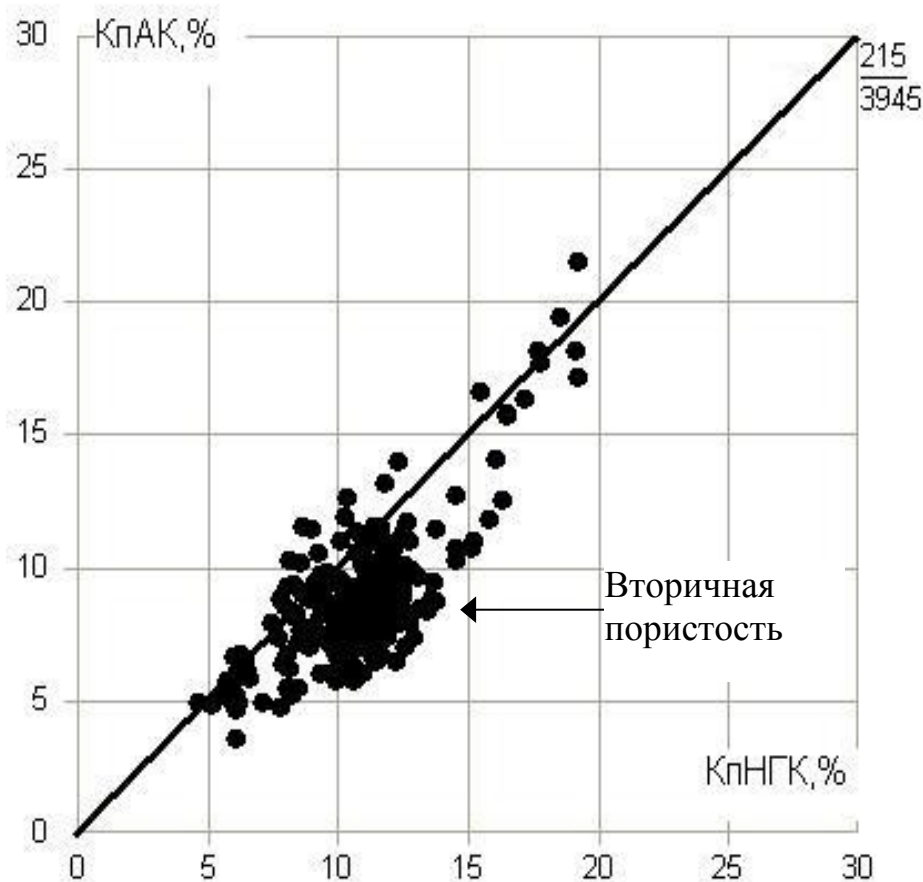


Рис.11 Кросс-plot по данным нейтронного и акустического каротажа для определения наличия интервалов с вторичной пористостью.

В случае мономинеральной породы плотность твердой фазы известна и равна для песчаника 2.65 г/см^3 , для известняка 2.71 г/см^3 , для доломита 2.85 г/см^3 , для ангидрита 2.95 г/см^3 .

Глубина исследования ГГКП невелика и укладывается в пределах промытой зоны. Плотность жидкости $\delta_{жс}$ в промытой зоне продуктивного коллектора можно рассчитать по формуле

$$\delta_{жс} = K_{в.пн} \delta_{ф} + (1 - K_{в.пн}) \delta_{н},$$

где $K_{в.пн}$ - коэффициент водонасыщенности в промытой зоне; $\delta_{ф}$ - плотность фильтрата бурового раствора; $\delta_{н}$ - плотность нефти;

$1 - K_{в.пн} = K_{н.о.}$ - остаточная нефтенасыщенность в промытой зоне. Если опытные данные отсутствуют, то принимают $K_{н.о.} = 0.2$.

Для пород сложного минералогического состава плотность матрицы определяется по формуле

$$\delta_{mv} = \delta_{m1}V_1 + \delta_{m2}V_2 + \dots + \delta_{mi}V_i,$$

где $\delta_{m1} \dots \delta_{mi}$ - плотности компонент матрицы, а V_1, \dots, V_i - их объемные доли, причем

$$V_1 + V_2 + \dots + V_i = 1.$$

Зависимость пористости коллектора от его плотности представляют также в виде кросс-плота (рис. 12).

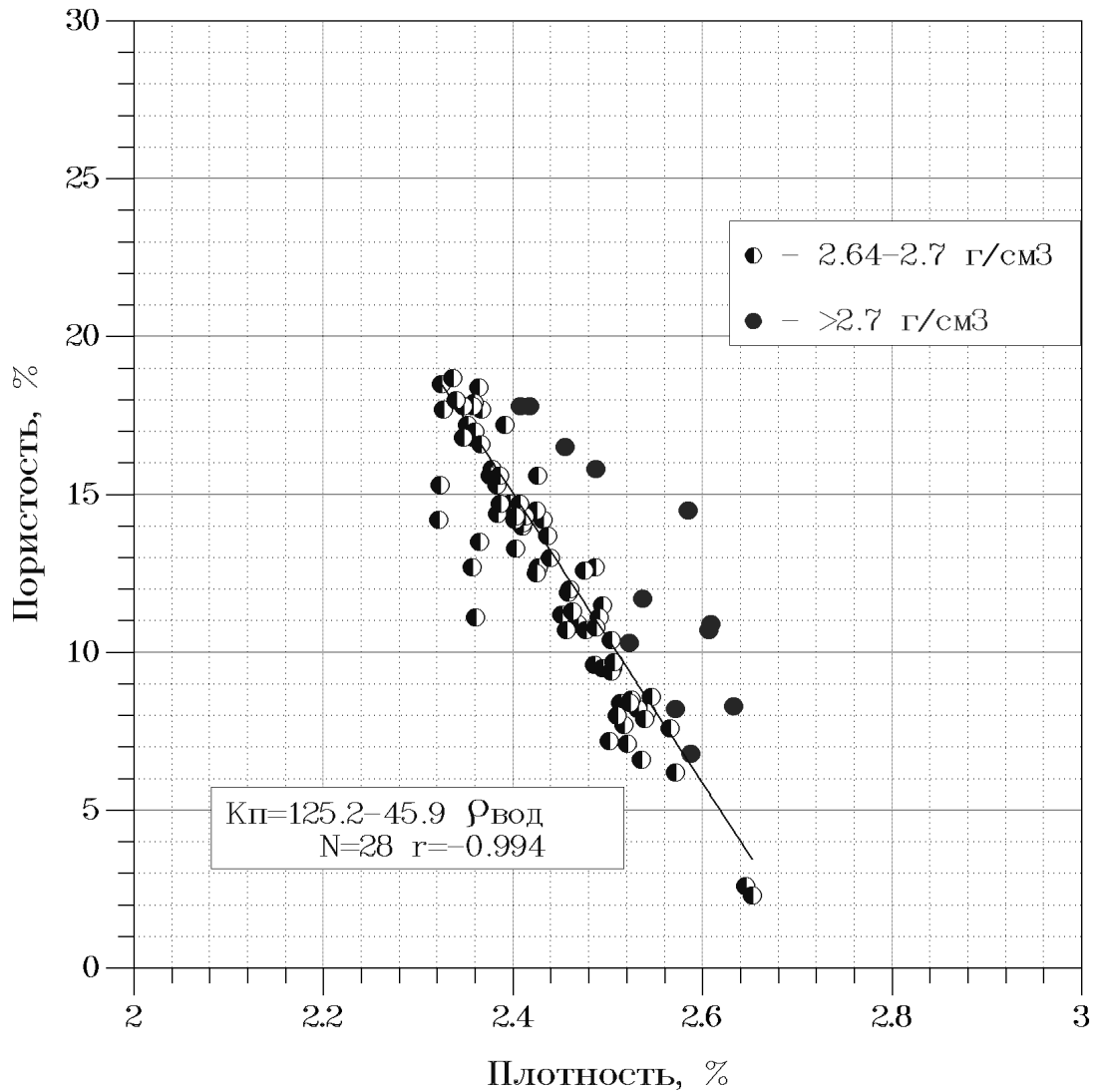


Рис.12 Зависимость пористости от плотности пласта ЮС2 по керну скважины 256 Тайлаковского месторождения

Влияние глинистости на величину пористости, определенной по данным ГГКП невелико, поскольку плотности минералов глины и плотности породообразующих минералов коллекторов близки.

7.5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРТАЖА

Для определения пористости по данным электрического каротажа (КС, ИК, БК) вводится понятие параметра пористости или относительного сопротивления

$$P = \frac{\rho_{en}}{\rho_v},$$

где ρ_{en} - сопротивление водонасыщенного пласта; ρ_v - сопротивление пластовой воды.

Относительное сопротивление чистого коллектора зависит только от его пористости K_n . Расчеты и экспериментальные исследования позволяют представить зависимость относительного сопротивления от пористости в виде формулы (см. также рис.13)

$$P = \frac{a}{K_n^m},$$

которую называют формулой Арчи-Дахнова. В этой формуле a и m - постоянные, величины которых определяется характером пород. Для разных типов отложений a изменяется от 0.4 до 1, а m - от 1.3 (пески) до 2.3 (цементированные породы). Если нет экспериментальных данных, принимают $m = 2$, $a = 1$, тогда

$$P = \frac{1}{K_n^2}.$$

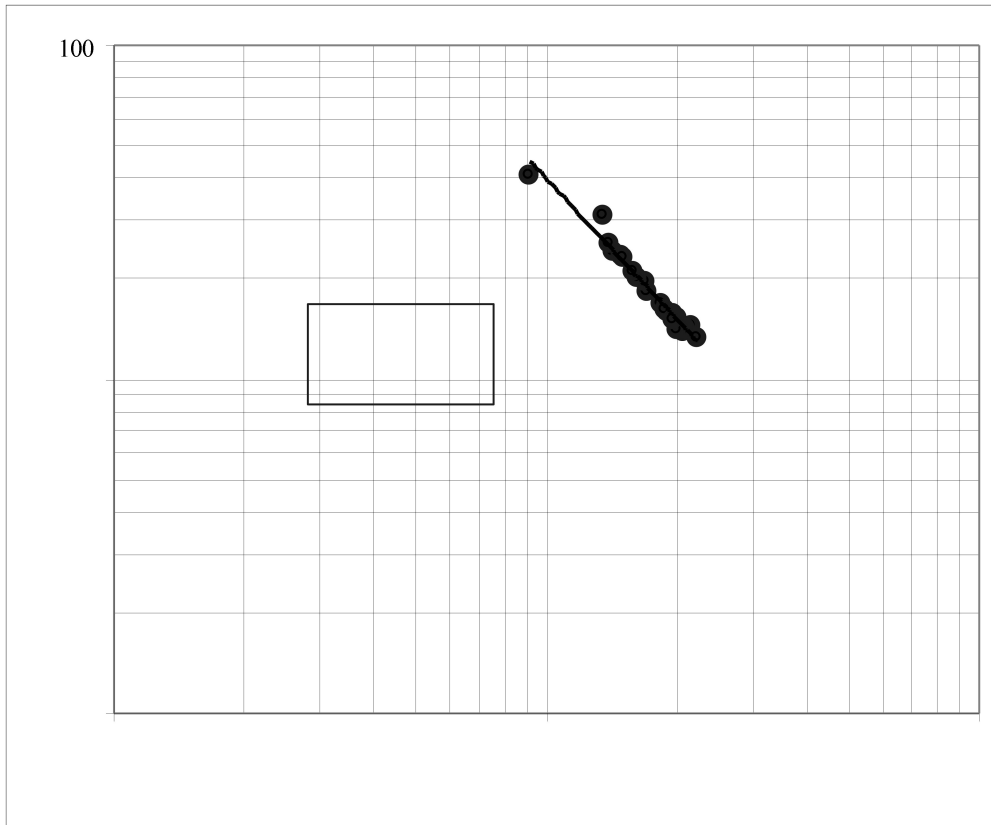


Рис.13 Зависимость параметра пористости ($P_{п}$) от коэффициента открытой пористости ($K_{п}$) в атмосферных условиях для пласта ЮВ₁¹ Чистинного месторождения

Для песчаников иногда применяют формулу Хамбла (Humble):

$$P = \frac{0.62}{K_{п}^{2.15}}$$

Для нефтегазонасыщенных коллекторов

$$\frac{\rho_{нп}}{\rho_{в}} = \frac{a}{K_{в}^n K_{п}^m}$$

где $K_{в}$ - водонасыщенность коллектора (доля воды в его поровом пространстве), n - постоянная, величина которой определяется по данным исследования керна. Если нет экспериментальных данных, то $a = 1$, $m = 2$, $n = 2$, тогда

$$\frac{\rho_{nn}}{\rho_{\phi}} = \frac{1}{(K_{\phi} K_{\pi})^2}.$$

Пористость нефтегазонасыщенного (продуктивного) коллектора по данным электрического каротажа можно оценить по величине сопротивления зоны проникновения и промытой зоны. Пористость коллектора находят из

соотношений
$$\frac{\rho_{zn}}{\rho_{\phi\phi}} = \frac{a}{K_{\pi}^m (1 - K_{он})^n} \quad \text{или} \quad \frac{\rho_{nn}}{\rho_{\phi}} = \frac{a}{K_{\pi}^m (1 - K_{он})^n},$$

Здесь: ρ_{zn} - удельное сопротивление зоны проникновения;

ρ_{nn} - удельное сопротивление промытой зоны;

$\rho_{\phi\phi}$ - удельное сопротивление смеси фильтрата бурового раствора и пластовой воды в зоне проникновения;

ρ_{ϕ} - удельное сопротивление фильтрата бурового раствора;

$K_{он}$ - остаточная нефтенасыщенность в зоне проникновения или в промытой зоне.

Соответственно величина пористости оценивается по формуле

$$K_{\pi} = m \sqrt{\frac{a \rho_{\phi\phi}}{\rho_{zn} (1 - K_{он})^n}}$$

по величине сопротивления зоны проникновения и по формуле

$$K_{\pi} = m \sqrt{\frac{a \rho_{\phi}}{\rho_{nn} (1 - K_{он})^n}}$$

по величине сопротивления промытой зоны.

Удельное сопротивление смеси фильтрата и пластовой воды рассчитывается по формуле

$$\rho_{вф} = \frac{\rho_{в}\rho_{ф}}{z\rho_{ф} + (1-z)\rho_{в}} .$$

В этой формуле Z – остаточная доля пластовой воды в порах коллектора в зоне проникновения. Если нет опытных данных, то принимают $Z=0.05$. Сопротивление пластовой воды можно определить из кривой ПС или рассчитать по результатам гидрогеологических анализов.

При отсутствии экспериментальных данных при расчете коэффициента пористости по вышеприведенным формулам принимают $m = n = 2$, $a = 1$, $K_{он} = 0.2$.

7.6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ СО СМЕШАННЫМ ТИПОМ ПОРИСТОСТИ

Коллектор со смешанным типом пористости состоит из блоков (матрицы) с низкой межзерновой пористостью ($K_{п.мз} \leq 10\%$), разделенных трещинами и кавернами. Сумму коэффициентов трещиноватости $K_{п.тр}$ и кавернозности $K_{п.кав}$

$$K_{п.втр} = K_{п.кав} + K_{п.тр}$$

называют вторичной пористостью.

Общая пористость $K_{п.общ}$ кавернозно-трещинного коллектора с межзерновой матрицей

$$K_{п.общ} = K_{п.мз} + (K_{п.кав} + K_{п.тр})(1 - K_{п.мз}).$$

Коэффициент трещиноватости $K_{п.тр}$ невелик и не превышает 1%, но трещины - идеальные пути фильтрации флюидов, которые обеспечивают

высокую проницаемость трещинных коллекторов. Присутствие в породе трещин резко уменьшает электрическое сопротивление коллектора по сравнению с породами с равной межзерновой пористостью, поскольку трещины являются порами с идеально простой геометрией. Поэтому пористость коллектора с трещинной пористостью, определенная по данным электрического каротажа, оказывается завышенной. Однако, одновременное присутствие в породе каверн и трещин приближает зависимость параметра пористости от пористости к зависимости для пород с межзерновой пористостью и, соответственно, ошибка определения пористости существенно уменьшается.

Коэффициент кавернозности значительно (в 5-10 раз) превышает коэффициент трещиноватости, поэтому емкостные свойства коллектора при наличии каверн увеличиваются.

По данным стандартного комплекса ГИС коллекторы с вторичной пористостью не выделяются на кавернограмме и на диаграммах микрозондов. Коллектора с вторичной пористостью в разрезе скважины можно выделить, сравнивая коэффициенты пористости, определенные по данным радиоактивного каротажа (НК и ГГК) и акустического каротажа АК. По данным радиоактивного каротажа определяется общая пористость $K_{п.общ}$, тогда как по данным акустического каротажа определяется коэффициент пористости $K_{п.АК}$, величина которого близка к $K_{п.мз}$ и существенно меньше $K_{п.общ}$. В соответствии с этим заключением и формулой () коэффициент вторичной пористости

$$K_{п.втр} \cong K_{п.кав} + K_{п.тр} = \frac{K_{п.общ} - K_{п.АК}}{1 - K_{п.АК}}.$$

На рис. 14 коллектора с вторичной пористостью выделены по результатам совместной интерпретации данных нейтронного и акустического каротажа.

ГЛАВА 8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРА

В нефтегазонасыщенных коллекторах всегда присутствует некоторое количество пластовой воды, поэтому эти коллекторы обладают конечным электрическим сопротивлением. Определение нефтенасыщенности коллекторов

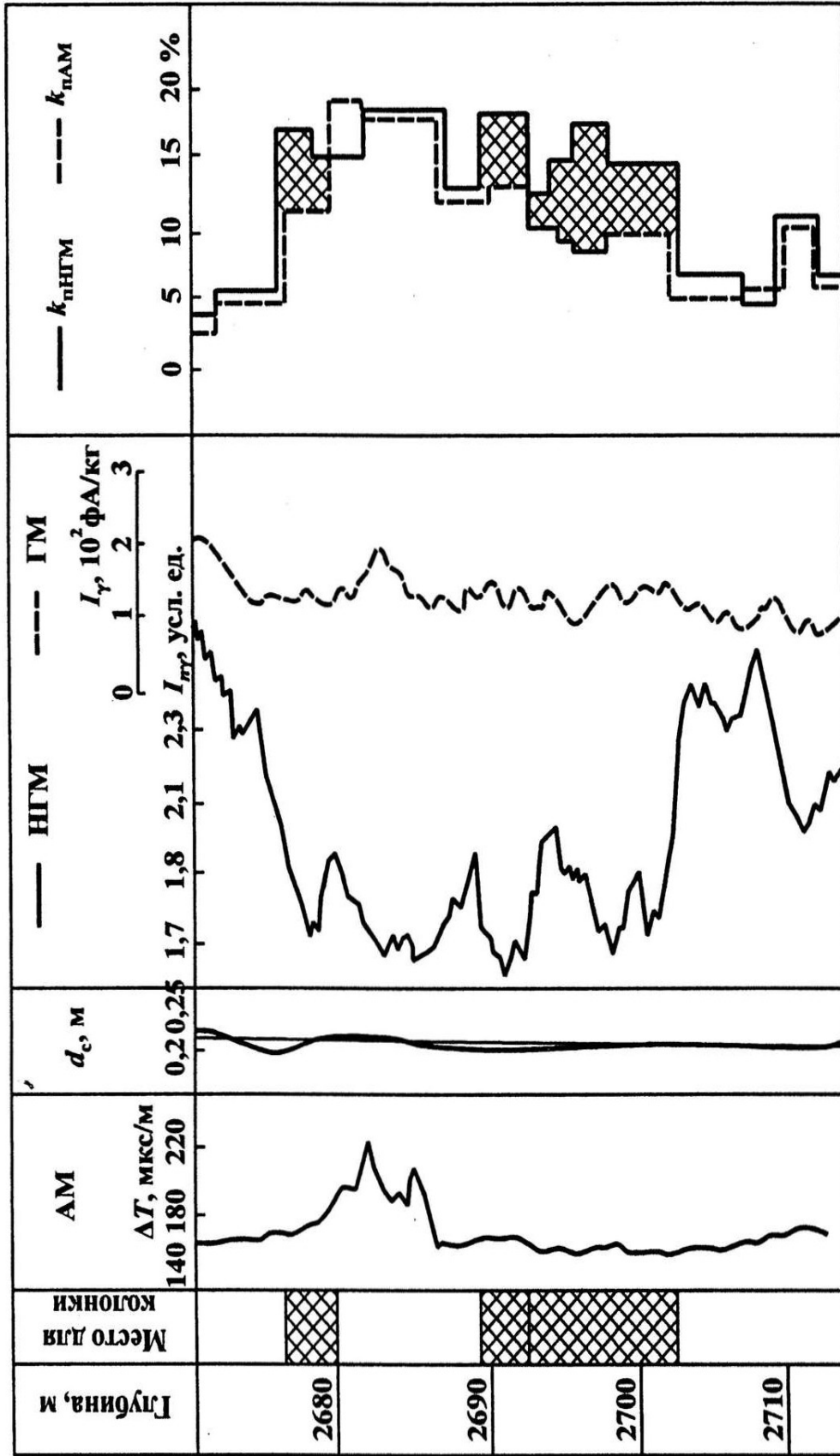


Рис. 14 Выделение коллекторов с вторичной пористостью по данным нейтронного и акустического каротажа

основано на том, что электрическое сопротивление коллектора возрастает с увеличением количества нефти или газа в его поровом пространстве. Для оценки нефтегазонасыщенности коллектора вводят параметр насыщения, как отношение удельного сопротивления нефтенасыщенного пласта ρ_{nn} к сопротивлению того же пласта, поровое пространство которого полностью заполнено пластовой водой ρ_{en}

$$P_n = \frac{\rho_{nn}}{\rho_{en}}$$

Формулу для сопротивления полностью водонасыщенного пласта найдем из приближенного выражения для закона Арчи-Дахнова при $a=1$ и $m=2$, тогда

$$\rho_{en} \cong \frac{\rho_e}{K_p^2}.$$

Введем коэффициент водонасыщенности K_e как отношение объема пор V_e , заполненных пластовой водой, ко всему объему порового пространства $V_{пор}$ породы

$$K_e = \frac{V_e}{V_{пор}}$$

и коэффициент нефтегазонасыщенности $K_{нг}$ как отношение объема пор, заполненных углеводородами $V_{нг}$ ко всему объему пор

$$K_{нг} = \frac{V_{нг}}{V_{пор}}.$$

Очевидно, что $K_{\theta} + K_{н2} = 1$ и $K_{н2} = 1 - K_{\theta}$.

В нефтенасыщенном пласте часть порового пространства заполнено углеводородами, которые являются электрическими изоляторами, как и минеральная фаза коллектора. Применим закон Арчи-Дахнова для нефтенасыщенного пласта, учитывая, что $K_n K_{\theta} = \frac{V_{\theta}}{V_{пор}}$ - часть объема породы, заполненного пластовой водой,

$$\frac{\rho_{нп}}{\rho_{\theta}} \cong \frac{1}{(K_n K_{\theta})^2}.$$

Из этого выражения получим формулу для расчета коэффициента водонасыщенности

$$K_{\theta} \cong \sqrt{\frac{\rho_{\theta}}{\rho_{нп} K_n^2}}$$

и сопротивления нефтегазонасыщенного пласта

$$\rho_{нп} \cong \frac{\rho_{\theta}}{(K_{\theta} K_n)^2}.$$

Последние два выражения позволяют получить формулы для расчета коэффициента нефтегазонасыщенности

$$K_{н2} = 1 - K_{\theta} \cong 1 - \sqrt{\frac{\rho_{\theta}}{\rho_{нп} K_n^2}}$$

и параметра насыщения

$$P_n = \frac{\rho_{нп}}{\rho_{вп}} \cong \frac{1}{K_{\theta}^2}.$$

Согласно экспериментальным данным последние две формулы имеют вид

$$K_{нз} = 1 - K_{в} = 1 - n \sqrt{\frac{a \rho_{в}}{\rho_{нн} K_{п}^m}} \quad \text{и}$$

$$P_{н} = \frac{\rho_{нн}}{\rho_{вн}} = \frac{1}{K_{в}^n}.$$

Постоянная n в этих формулах близка к 2.

Таким образом, при $K_{в} = 0.5$, т.е. когда углеводородов и воды в поровом пространстве коллектора поровну, параметр насыщения $P_{н} \approx 4$. При $P_{н} > 4$ в коллекторе преобладают углеводороды, при $P_{н} < 4$ - пластовая вода. На рис. 15 представлена зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности коллектора.

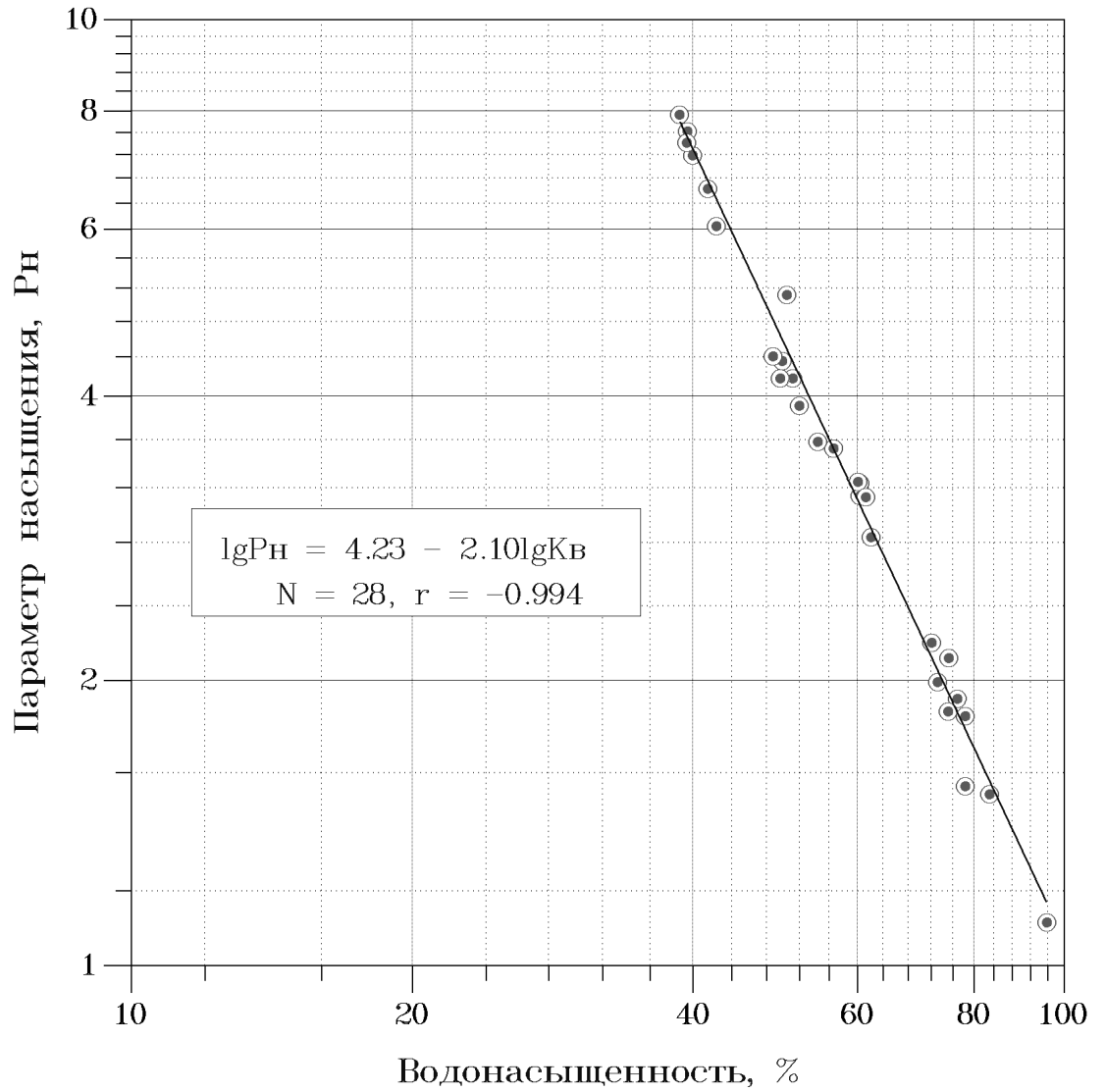


Рис. 15 Зависимость параметра насыщения от водонасыщенности пласта ЮС2 по керну скважины 256 Тайлаковского месторождения

**ГЛАВА 9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА
 НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ГЛИНИСТОГО КОЛЛЕКТОРА**

Коллекторские свойства породы существенно зависят от гранулометрического состава и характера упаковки зерен. Различают следующие гранулометрические фракции матрицы: псаммитовую с размером зерен больше 0.1 мм, алевротовую – от 0.1 до 0.01 мм и глинистую – меньше 0.01 мм.

Породы, сложенные мелкоалевритовой фракцией с размерами зерен от 0.01 до 0.05 мм, практически непроницаемы и по своим коллекторским свойствам близки к глинам. Присутствуя в терригенных породах как более тонкий материал, мелкоалевритовая фракция заполняет поровое пространство между песчаными зернами, существенно уменьшает сечение поровых каналов и ухудшает фильтрационные свойства породы.

Показания геофизических методов зависят от фракционного состава зерен. Алевротовые породы характеризуются более высокими значениями коэффициента цементации m в формуле Арчи-Дахнова и повышенной гамма-активностью по сравнению с чистыми породами.

Глинистые минералы, образуя пластичную часть матрицы терригенных пород, находятся в высокодисперсном состоянии: средний диаметр частиц каолинита – несколько мкм и меньше, монтмориллонита – $0.3 \div 0.1$ мкм, поэтому удельная поверхность глинистых минералов очень велика по сравнению с другими минералами.

Глинистые минералы формируют цемент терригенных пород и в значительной мере определяют фильтрационные и емкостные свойства коллектора.

Поверхностная проводимость. В основном твердая фаза горных пород за редким исключением (породы с включениями пирита, магнетита,

графита) сложена минералами, обладающими бесконечно большим сопротивлением, а электрическая проводимость горных пород связана с насыщающей их пластовой водой.

Существуют, однако, в глинах определенные типы минералов, такие как филлитовые минералы (каолинит, иллит, монтмориллонит), которые можно считать твердыми проводниками. В сухом состоянии эти минералы совершенные изоляторы. Однако при насыщении горной породы пресными пластовыми водами часть ионов сорбируется поверхностью глинистых частиц. Благодаря этому на поверхности глинистых частиц образуется слой повышенной концентрации ионов – двойной электрический слой, который увеличивает общую электропроводность глинистой породы. Это явление получило название «поверхностной проводимости». Таким образом, общая проводимость глинистой породы складывается из проводимости подвижной (свободной) воды и проводимости двойного электрического слоя.

Наличие глинистых частиц в породе влияет на результаты расчета пористости и насыщенности по формулам, выведенным в предположении, что твердая фаза – изолятор. Это влияние зависит от содержания глины, ее физических свойств, минерализации пластовой воды, а также от вида распределения глины в горной породе.

Различают три типа распределения глины в породе, именно:

1. слоистая глинистость;
2. структурная глинистость;
3. рассеянная глинистость.

Слоистая глинистость. В продуктивном пласте со слоистой глинистостью тонкие пласты глин располагаются между слоями проницаемых неглинистых пород. Эти глины имеют те же петрофизические характеристики, что и вмещающие пласты глин большей толщины.

Коэффициент глинистости K_{gl} коллектора со слоистой глинистостью рассчитывают по формуле

$$K_{\text{гл}} = \frac{\sum h_{\text{гл}}}{H},$$

где $\sum h_{\text{гл}}$ - суммарная толщина глинистых прослоев; H - толщина глинистого коллектора.

Глинистые и неглинистые прослои в глинистом коллекторе можно представить как электрические проводники, включенные параллельно:

$$\frac{1}{\rho_{\text{гл.п}}} = \frac{K_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}} + \frac{1 - K_{\text{гл}}}{\rho_{\text{нп}}}.$$

Здесь: $\rho_{\text{гл.п}}$ - сопротивление глинистого коллектора; $\rho_{\text{гл}}$ - сопротивление глины; $\rho_{\text{нп}}$ - сопротивление неглинистых нефтенасыщенных прослоев.

Поскольку

$$\rho_{\text{нп}} = \frac{P\rho_{\text{в}}}{K_{\text{в}}^n}, \quad \text{где} \quad P = \frac{\rho_{\text{вп}}}{\rho_{\text{в}}} = \frac{a}{K_{\text{п}}^m},$$

то

$$\frac{1}{\rho_{\text{гл.п}}} = \frac{K_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}} + \frac{(1 - K_{\text{гл}})K_{\text{п}}^m K_{\text{в}}^n}{a\rho_{\text{в}}}.$$

Отсюда коэффициент водонасыщенности глинистого коллектора со слоистой глинистостью

$$K_{\text{в}} = \sqrt[n]{\left(\frac{1}{\rho_{\text{гл.п}}} - \frac{K_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}} \right) \frac{a\rho_{\text{в}}}{(1 - K_{\text{гл}})K_{\text{п}}^m}}$$

Отметим, что слоистая глинистость может быть замечена на кривых стандартных микрозондов. Коэффициент глинистости $K_{\text{гл}}$ можно определить по кривой гамма-каротажа против пластов вмещающих глин, а сопротивление глины $\rho_{\text{гл}}$ по кривой любого метода сопротивлений.

Рассеянная глинистость. Под рассеянной глинистостью понимают случаи, когда глина плотно примыкает к зернам, покрывает зерна или частично заполняет поровое пространство.

Можно считать глинистый коллектор с рассеянной глинистостью как чистый коллектор, имеющий ту же пористость, извилистость поровых каналов и насыщенность флюидом, но насыщенный более проводящей пластовой водой. Это кажущееся увеличение проводимости пластовой воды объясняется присутствием в глинистом коллекторе «поверхностной проводимости». Поэтому для глинистого коллектора с рассеянной глинистостью можно представить, например, параметр пористости водонасыщенного пласта, как

$$P_n = \frac{\rho_{вн}}{\Pi \rho_в},$$

где $\Pi \leq 1$ - параметр поверхностной проводимости. Величину Π можно определить по палетке при известных сопротивлении пластовой воды $\rho_в$ и массовой глинистости $C_{гл}$ (Рис. 16).

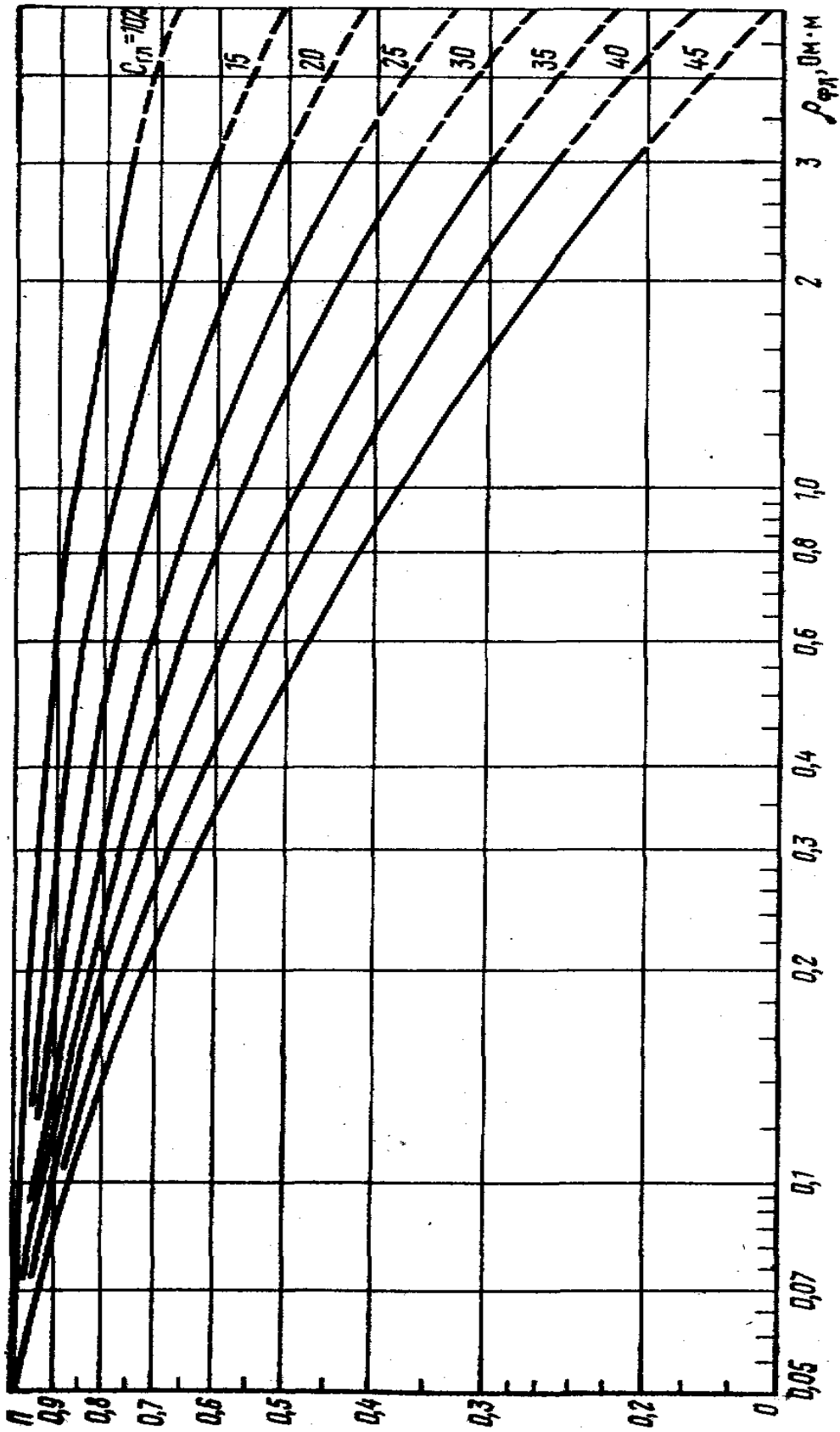


Рис.16 Палетка для определения параметра поверхностной проводимости при рассеянной
глинистости

Определив параметр поверхностной проводимости Π по этой палетке нужно исправить найденное (измеренное) сопротивления пласта за рассеянную глинистость по формуле

$$\rho_n^{испр} = \frac{\rho_n^{изм}}{\Pi}.$$

Структурная глинистость. Под структурной глинистостью понимают распределение в матрице глины в форме зерен. Влияние структурной глинистости на величину сопротивления такое же, как и рассеянной глинистости, но меньшее при той же величине глинистости.

ГЛАВА 10. ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРОД

Пористая среда может пропускать через себя жидкость или газ только в том случае, если ее поры соединены между собой. Тогда говорят, что среда проницаема.

Если флюид (жидкость или газ) однородный и не оказывает никакого химического воздействия на твердую фазу породы, то проницаемость называют абсолютной или физической $K_{пр.абс}$.

Абсолютная проницаемость может быть получена из закона Дарси

$$V_{\phi} = \frac{Q}{S} = K_{пр.абс} \frac{\Delta P}{\mu \Delta l}.$$

Здесь: V_{ϕ} - скорость фильтрации флюида; $\frac{\Delta P}{\Delta l}$ - градиент давления; μ - вязкость флюида, Q – дебит флюида через поперечное сечение S образца породы.

В Международной системе единиц СИ коэффициент проницаемости измеряется в m^2 . Однако на практике часто применяют внесистемную единицу проницаемости дарси (Д) и более мелкую единицу миллидарси (мД). Соотношение между этими двумя единицами: $1 мД = 10^{-3} Д$.

Соотношение между единицей СИ и Дарси: $1 \text{ Д} = 10^{-12} \text{ м}^2$, $1 \text{ мД} = 10^{-15} \text{ м}^2$.

Коэффициент проницаемости пород-коллекторов изменяется в широких пределах от долей до **2000-3000 мД** (см. таблицу 3).

Таблица 3

ПР

ПРОНИЦАЕМОСТЬ И ПОРИСТОСТЬ ОСНОВНЫХ ТИПОВ ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

Породы	Эффективная проницаемость, мД	Эффективная пористость, %
Пески однородные крупно- и среднезернистые	30000—300000	40
Пески однородные средне- и мелкозернистые	10000—30000	40
Пески мелкозернистые неоднородные	100—10000	30—35
Пески нефтяных месторождений	0,1 —17000	4—35
Песчаники нефтяных месторождений	0,01—7500	1—40
Глины нефтяных месторождений	0—1	-
Известняки и доломиты нефтяных месторождений	0—700	-

При фильтрации многофазных флюидов (нефть, газ и вода) в коллекторе проницаемость каждой фазовой составляющей отличается от абсолютной. Например, фазовая проницаемость нефти

$$K_{пр.н} = Q_n \frac{\mu_n \Delta l}{S \Delta P},$$

где Q_n и μ_n - дебит и вязкость нефти соответственно.

Коэффициент фазовой проницаемости пропорционален коэффициенту абсолютной проницаемости и зависит от удельного содержания данной фазы в общем объеме насыщения, соотношения вязкостей фаз насыщения и от градиента давления (при существенных его изменениях).

На практике вместо фазовой проницаемости часто пользуются относительной проницаемостью, равной отношению фазовой проницаемости к абсолютной. Например, относительная проницаемость нефти

$$K_{np.n.отн} = \frac{K_{np.n}}{K_{np}}$$

Величина относительной проницаемости зависит от фазовых характеристик смеси (соотношения нефти, газа и воды), смачиваемости породы (гидрофильная или гидрофобная) и конфигурации пор.

На рис.17 показано изменение фазовых проницаемостей нефтеводяной смеси. Видно, что при увеличении нефтенасыщенности смеси фазовая проницаемость нефти возрастает, а фазовая проницаемость воды уменьшается. Это объясняется сильным прохождением нефти и слабым воды. Наконец, при некотором минимальном водонасыщении $K_{ов}$ (остаточная водонасыщенность) движение воды вообще прекращается. И, наоборот, с увеличением водонасыщенности фазовая проницаемость воды увеличивается, а нефти уменьшается и при некоторой минимальной нефтенасыщенности $K_{он}$ (остаточная нефтенасыщенность) перемещается только вода.

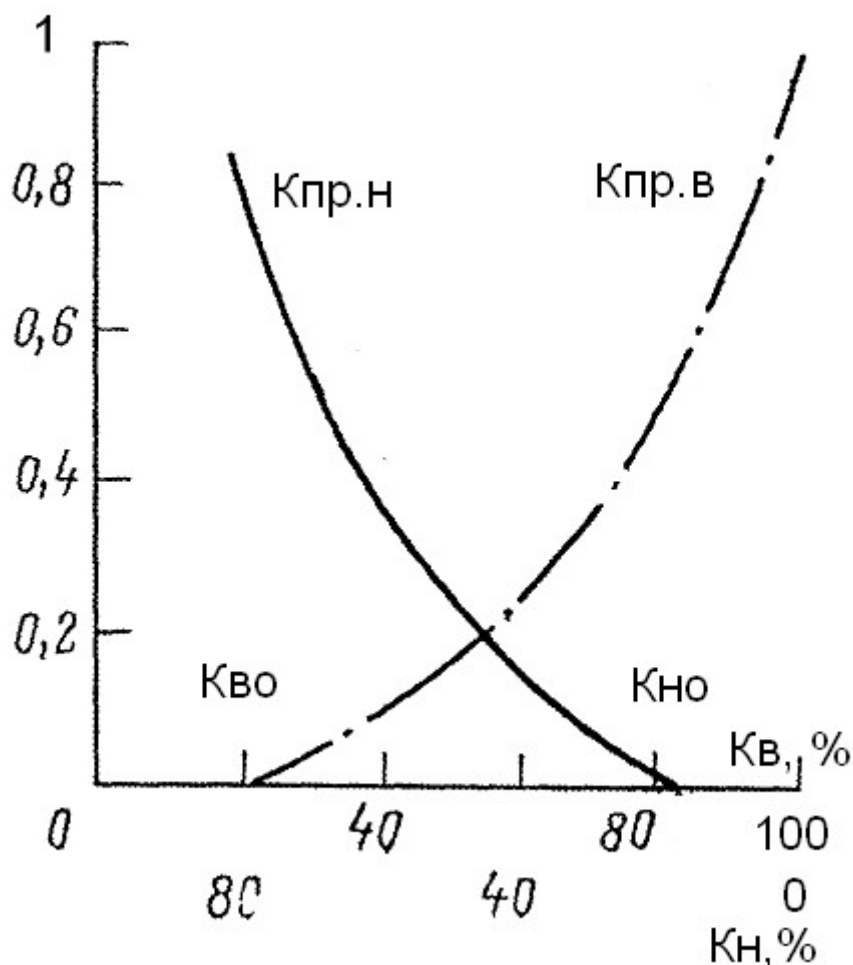


Рис. 17 Зависимости коэффициентов относительной проницаемости от коэффициентов нефтеводонасыщенности для песчано-глинистых пород

Для оценки коэффициента проницаемости коллекторов применяются методы электрического каротажа, гамма-каротаж, а также метод гидродинамического каротажа и опробования пластов приборами на кабеле ГДК-ОПК.

Физической основой связи удельного сопротивления и коэффициента проницаемости нефтегазового коллектора является уравнение Козени-Кармана

$$K_{np} = \frac{K_{п.эф}^3}{T_{ф}^2 S_{ф}^2},$$

где $K_{п.эф}$ - коэффициент эффективной пористости; $T_{ф}$ и $S_{ф}$ - извилистость и удельная поверхность фильтрующих каналов соответственно.

Поскольку извилистость и удельную поверхность фильтрующих каналов определить практически невозможно, **на практике определяют корреляционную связь между общей или эффективной пористостью коллектора и его проницаемостью**. Коэффициент пористости определяют по данным ГИС или в лаборатории по керну, а коэффициент проницаемости определяют в лаборатории при исследовании керна (системы ГИС-керна или керн-керна). На рис.18 представлена зависимость коэффициента проницаемости от открытой пористости коллектора одного из месторождений Западной Сибири.

Определение проницаемости нефтенасыщенных коллекторов по их удельному сопротивлению основано на оценке параметра насыщения (коэффициента увеличения сопротивления) при допущении, что в коллекторе осталась только неподвижная (остаточная) вода. Тогда параметр насыщения

$$P_n = \frac{\rho_{нп}}{\rho_{в}} = \frac{1}{K_{ов}^n}$$

Содержание остаточной воды пропорционально удельной поверхности фильтрующих каналов коллектора. Поскольку удельная поверхность фильтрующих каналов является одним из основных факторов, определяющих проницаемость коллектора, то содержание остаточной воды определяет величину коэффициента проницаемости коллектора.

Оценку коэффициента проницаемости по удельному сопротивлению нефтенасыщенного коллектора проводят, используя экспериментальные зависимости типа

$$K_{пр} = f(P_n).$$

Значения параметра насыщения P_n определяют по измерениям в скважине методами электрического каротажа, а коэффициент проницаемости определяют по керну.

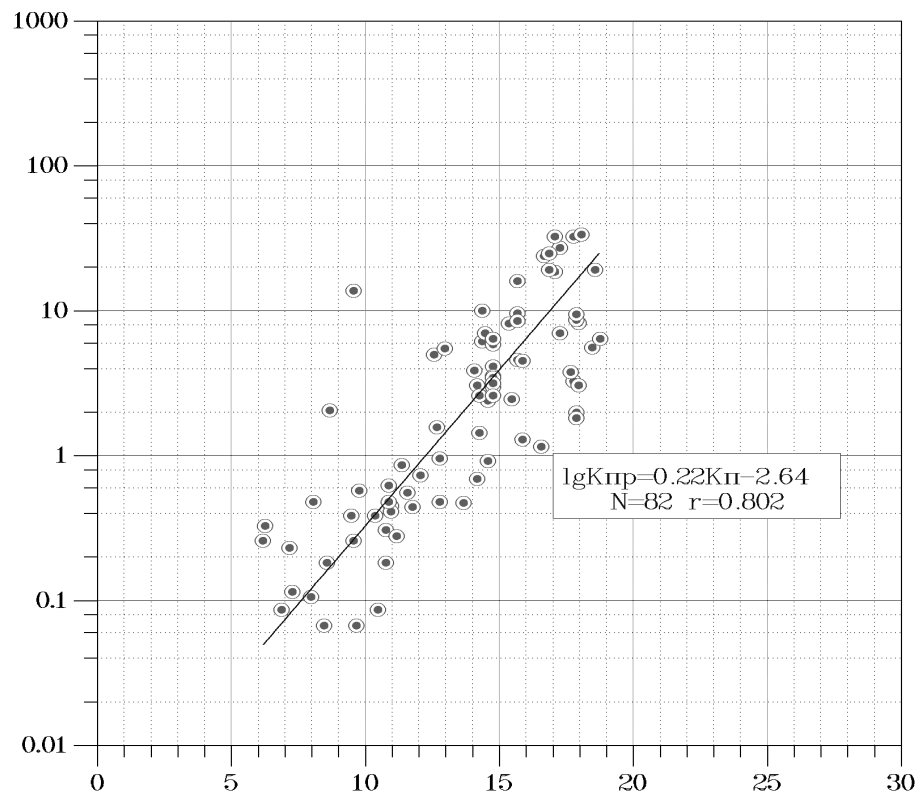


Рис.18 γ Зависимость проницаемости от открытой пористости пород пласта ЮС2 по керну скважины 256 Тайлаковского месторождения

Эта методика не применяется для послойного определения коэффициента проницаемости из-за большой погрешности определения. Ее используют для оценки среднего значения проницаемости мощного и литологически однородного пласта.

В глинистых коллекторах с любым насыщением наблюдаются корреляционные связи между проницаемостью и глинистостью коллектора. Глинистость коллектора оценивается по кривым ПС и ГК, а мерой оценки глинистости являются $\alpha_{ПС}$ и ΔJ_{γ} . По данным исследований керн-ГИС установлена связь между коэффициентом проницаемости и $\alpha_{ПС}$ (см. рис. 19)

$$\alpha_{ПС} = a + b \lg K_{пр},$$

а также более тесная корреляционная связь между коэффициентом проницаемости и комплексным параметром

$$\frac{\alpha_{пс}}{\Delta J_{\gamma}} = f(K_{пр}).$$

Следует отметить, что корреляционная связь между ΔJ_{γ} , $\alpha_{пс}$ и коэффициентом проницаемости может быть только при существенной глинистости пласта.

Коэффициент проницаемости определяется в открытом стволе по данным гидродинамического каротажа. При помощи скважинного прибора ГДК-ОПК из стенок скважины отбираются пробы пластового флюида при разных депрессиях (разности между пластовым давлением и давлением в приемной камере прибора). По результатам испытаний коэффициент проницаемости рассчитывают по формуле

$$K_{пр} = \frac{\mu V_{жс} (\Delta T_2 - \Delta T_1)}{A(\Delta P_2 \Delta T_2^2 - \Delta P_1 \Delta T_1^2)},$$

где μ - вязкость отбираемой жидкости; $V_1, V_2, \Delta T_1, \Delta T_2$ - объемы отобранной жидкости и интервалы времени ее отбора при депрессиях

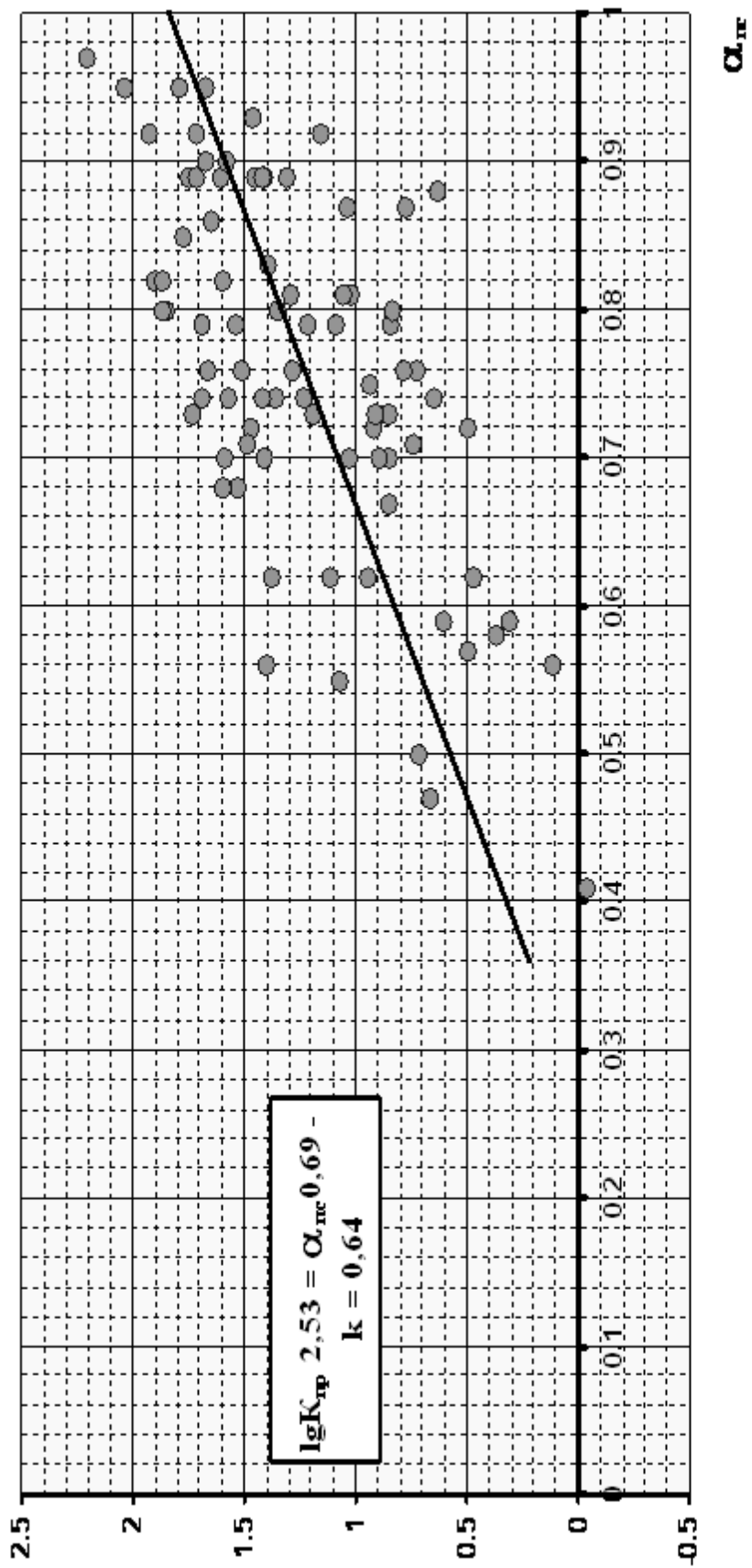


Рис.19 График зависимости $\lg K_{кр}$ от альфа ПС. Федоровское месторождение.
 Пласты ачимовской пачки.

ΔP_1 и ΔP_2 соответственно; A - геометрический коэффициент, величина которого зависит от формы отверстия в приемной камере прибора, через которое отбирается проба.

При исследовании нефтенасыщенного пласта этим методом определяется фазовая проницаемость воды, т.к. область исследования метода - это зона проникновения, в которой подвижность нефти равна нулю. Для определения абсолютной проницаемости воды необходимо ввести поправку за остаточную нефтенасыщенность.

В водонасыщенных пластах по этой формуле рассчитывают абсолютную проницаемость воды.

ГЛАВА 11. ИЗУЧЕНИЕ ПЕРЕХОДНОЙ ЗОНЫ

В нефтенасыщенных пластах между предельно нефтенасыщенной частью пласта и его водонасыщенной частью находится зона постепенного замещения нефтью водой. Эта зона называется *переходной зоной* (см. рис.20). Ее возникновение связано с тем, что распределение нефти и воды в пласте происходит под действием не только гравитационных, но и капиллярных сил. Под действием гравитационных сил более легкая нефть поднимается к кровле пласта, а под действием капиллярных сил вода всасывается в тонкие капилляры в направлении кровли пласта. Благодаря капиллярному всасыванию между нефтью и водой в продуктивном пласте и образуется переходная зона, в которой содержание воды уменьшается от подошвы пласта к его кровле. Наличием капиллярного всасывания в гидрофильном коллекторе (наиболее распространенный случай) объясняется также сохранение остаточной воды в нефтяной залежи.

Таким образом, коэффициент водонасыщенности K_B в продуктивном пласте изменяется от 100% до величины коэффициента остаточной водонасыщенности K_{BO} в его нефтенасыщенной части. В соответствии с

изменением коэффициента водонасыщенности в переходной зоне изменяется и удельное сопротивление – от значения $\rho_{ВП}$ для $K_B = 100\%$ до значения $\rho_{НГ}$, соответствующего максимальной нефтегазонасыщенности пласта. Установлены следующие зависимости между водонасыщенностью и сопротивлением однородного пласта в переходной зоне:

$$K_B = \frac{A}{Z^m} \quad \text{и} \quad \rho_{П} = \rho_{ВП} \frac{Z}{A},$$

где A , m - постоянные, величины которых определяются структурой порового пространства, свойствами нефти и воды; Z – расстояние от границы 100% - ной водонасыщенности пласта (АБ на рис.20) до любой точки в переходной зоне. Согласно этим зависимостям с увеличением остаточной воды в переходной зоне закономерно снижается удельное сопротивление. Расчетные кривые изменения K_B и $\rho_{П}$ в переходной зоне однородного пласта согласно вышеприведенным формулам показаны на рис.20.

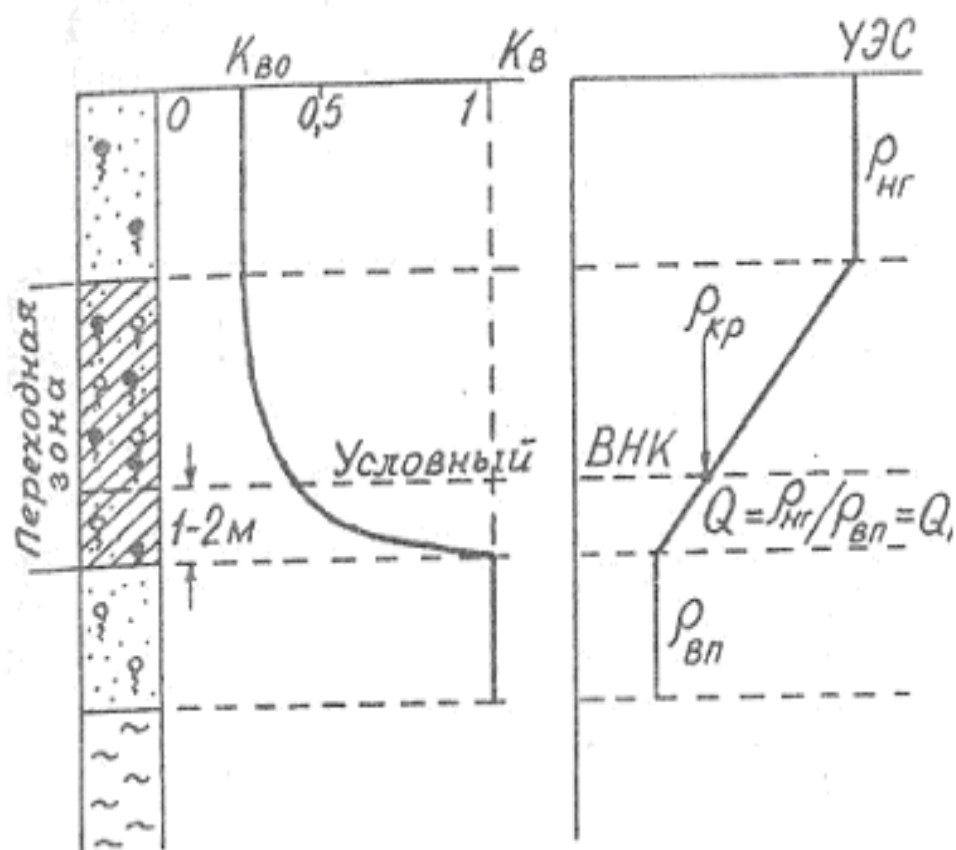


Рис.20 Строение переходной зоны и определение ВНК

Наличие переходной зоны на диаграммах потенциал-зонда, отмечается по асимметрии этих диаграмм, а на диаграммах градиент-зонда – по отсутствию характерного асимметричного максимума.

Толщина переходной зоны зависит в основном от проницаемости пласта, а также от его литологических особенностей и физико-химических

свойств нефти и воды. Толщина переходной зоны может быть небольшой (от одного до нескольких метров) для высокопористых и хорошо проницаемых пород и значительной (10 метров и более) в породах с низкой проницаемостью.

В переходной зоне выделяют условную границу – водонефтяной контакт (ВНК). Ниже ВНК в пласте может быть некоторое количество подвижной нефти, но непромышленного значения при существующей технологии добычи..

По фактическим данным уровень ВНК для большинства месторождений расположен на 1.0 – 1.5 м выше нижней границы переходной зоны.

Знать положение ВНК необходимо для определения эффективной толщины коллектора, при подсчете запасов и правильной перфорации.

Определить положение ВНК можно по данным КС, нейтронных методов или по АК (по коэффициенту затухания). Наиболее четко ВНК устанавливается по импульсному нейтронному каротажу (см. ГЛАВЫ 13 и 14).

Газонефтяной контакт (ГНК) обычно резкий. Установить положение ГНК по электрическому каротажу не удастся, поскольку электрическое сопротивление газонасыщенных и нефтенасыщенных пластов примерно одинаковое. Положение ГНК устанавливается по данным нейтронных методов, поскольку содержание водорода в нефтенасыщенной части значительно больше, чем в газонасыщенной.

ГЛАВА 12 . ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МЕТОДОВ КАРОТАЖА, ОСНОВАННЫХ НА ЭФФЕКТЕ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА (ЯРМ)

Физические основы ЯМК

Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) основан на эффекте ядерно-магнитного резонанса (ЯМР). Ядерно-магнитный резонанс связан с физическим эффектом, заключающимся в реакции ядер на внешнее магнитное поле. Положительно заряженные ядра водорода (протоны)

обладают магнитным моментом (спином), т.е. они ведут себя как вращающиеся стержневые магниты. При отсутствии внешнего магнитного поля магнитные моменты отдельных ядер хаотически направлены в разные стороны, поэтому их суммарный магнитный момент равен нулю. Под воздействием внешнего постоянного магнитного поля B_0 магнитный момент ядра будет ориентироваться по направлению внешнего магнитного поля. Однако вследствие теплового движения молекул полного совпадения магнитного момента протона с направлением внешнего поля не произойдет. Вектор магнитного момента протона будет прецессировать вокруг направления внешнего магнитного поля, т.е. будет описывать коническую поверхность с осью, совпадающей с направлением внешнего поля (рис.21).

Частота прецессии зависит от величины магнитного момента протона и от напряженности внешнего магнитного поля:

$$\omega = \gamma B_0,$$

где ω - частота прецессии, называемая Ларморовой частотой, γ - постоянная, называемая гиромагнитным отношением ядра. Например, Ларморова частота для ядер водорода, находящихся в магнитном поле постоянного магнита напряженностью 170 гауссов, равна приблизительно 710000 Гц. В магнитном поле Земли частота прецессии протона близка к 2000 Гц.

Ядерно-магнитный каротаж основан на наблюдении свободной прецессии ядер водорода, содержащихся в горной породе. Для этого сначала изменяют ориентацию ядер водорода с помощью катушки, через которую пропускают переменный ток. Ток в катушке создает переменное магнитное поле B_1 , частота которого совпадает с частотой прецессии ядер водорода.

При этом происходит аномальное поглощение энергии этого поля ядрами водорода. Это и есть явление ядерно-магнитного резонанса. Катушка входит в состав зонда, а ее ось направлена под углом к внешнему магнитному полю. Таким образом, катушка создает поперечное магнитное поле, поляризующее горную породу, т.е. изменяющее направление и

величину ее ядерной намагниченности. Напряженность поляризующего поля во много раз больше напряженности внешнего магнитного поля.

Величина угла, на который отклоняются спины, зависит от напряженности поля B_1 и длительности его воздействия. Например, чтобы отклонить спины на 90° в магнитном поле Земли переменное магнитное поле B_1 напряженностью в 4 гаусса включается на 16 микросекунд.

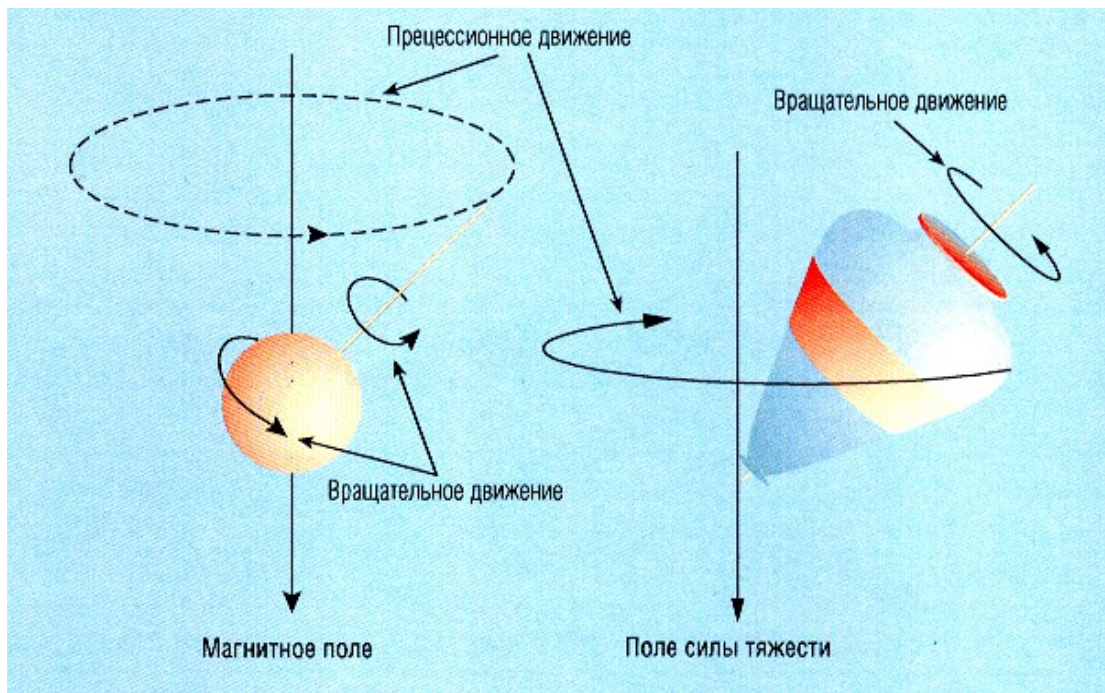


Рис.21 Прецессирующие протоны. Ядра водорода (протоны) ведут себя подобно вращающимся стержневым магнитам. Будучи выведенными из равновесия, они прецессируют в статическом магнитном поле (слева) точно так же, как и детский волчок в гравитационном поле Земли (справа).

После выключения поляризующего поля вектор ядерной намагниченности прецессирует вокруг вектора внешнего постоянного магнитного поля B_0 , постепенно возвращаясь в первоначальное положение. При этом поперечная составляющая вектора ядерной намагниченности уменьшается (затухает) практически до нуля по закону

$$M_n = M_0 e^{-t/T},$$

где t – время прецессии; M_0 - начальная величина ядерной намагниченности в момент выключения поляризирующего поля B_1 ; T - постоянная, называемая **временем поперечной релаксации**, и показывающая скорость затухания свободной прецессии ядер водорода в данной среде.

При прецессии вектора ядерной намагниченности ее поперечная составляющая пересекает витки катушки и наводит в ней переменную электродвижущую силу ЭДС (Рис.22). Амплитуда этой Э.Д.С. затухает по тому же экспоненциальному закону, что и поперечная составляющая вектора ядерной намагниченности. Начальная амплитуда Э.Д.С. U_0 определяется количеством ядер водорода в горной породе, а скорость затухания амплитуды Э.Д.С. (время поперечной релаксации) определяет характер насыщения

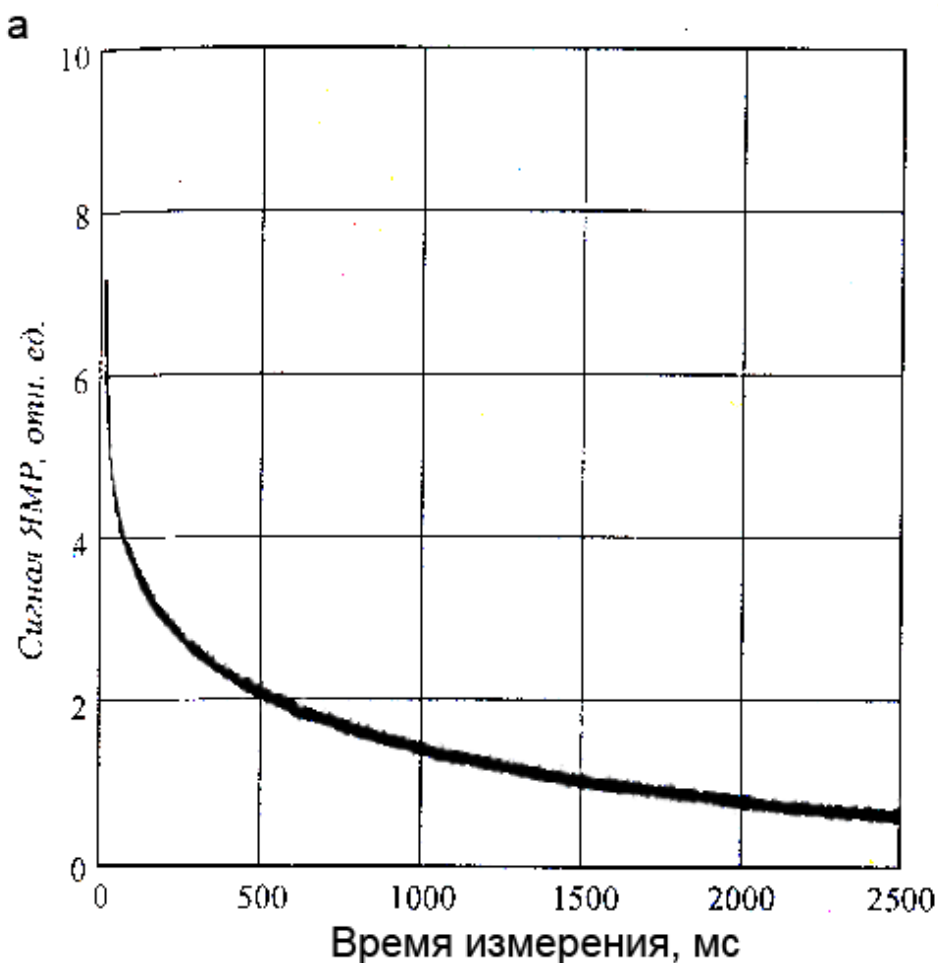


Рис.22 Зависимость электродвижущей силы в катушке зонда ЯРМ от времени

коллектора (вода, нефть, газ). Время поперечной релаксации для водонасыщенных пластов колеблется от 50 до 600 мс, а для нефтеносных составляет более 600 мс.

Начальная амплитуда U_0 соответствует моменту выключения внешнего магнитного поля катушки и вычисляется по результатам регистрации двух или трех амплитуд, измеренных на разных временных задержках после снятия поляризующего поля. Величина U_0 пропорциональна числу ядер водорода, входящих в состав подвижных молекул воды, нефти и газа, заполняющих поры породы. Следовательно, величина U_0 пропорциональна содержанию в породе свободного флюида. Ядра водорода, входящие в состав неподвижных молекул физически и химически связанной воды, не оказывают никакого влияния на величину U_0 , поскольку их спины не меняют своей ориентации под действием поляризующего поля. Следовательно, начальная амплитуда U_0 пропорциональна эффективной пористости породы $K_{п.эф}$, которую в методе ЯМК называют индексом свободного флюида (ИСФ или $I_{сф}$). Все породы за исключением коллекторов характеризуются нулевыми значениями ИСФ. Сто ИСФ соответствуют сигналу в воде. Показания ЯМК в единицах ИСФ после введения поправок за влияние скважины, глинистую корку и др. соответствуют эффективной пористости $K_{п.эф}$ коллектора.

Возбуждение и регистрация сигналов осуществляется циклами, включающими время поляризации, время наблюдения сигнала и паузу. В режиме поляризации через катушку зонда пропускается переменный ток. После отключения тока начинается прецессия протонов, вследствие чего в катушке зонда индуцируется затухающая ЭДС сигнала ЯМК. Однако вследствие переходных процессов, связанных с выключением

поляризующего поля, регистрация сигнала свободной прецессии возможна не сразу после начала прецессии, а лишь спустя некоторое время, называемое мертвым t_m (рис.23).

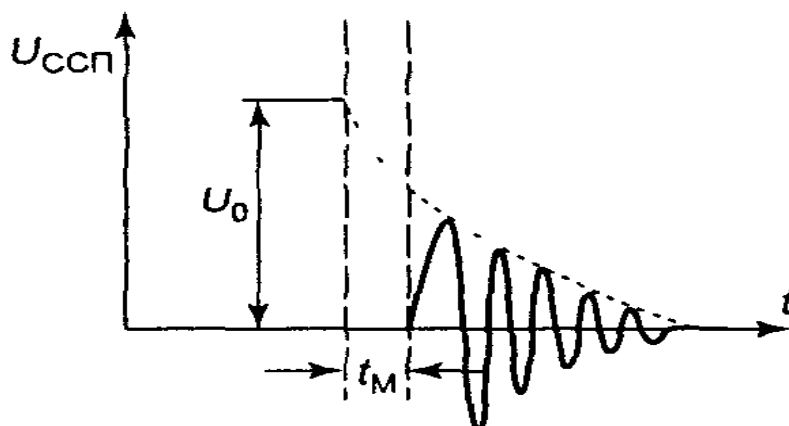


Рис.23 Схематическое представление сигнала свободной прецессии

Следует отметить, что ядра других элементов (фтор, алюминий, углерод-13 и др.) также обладают ядерным магнитным моментом, но создают гораздо более слабый и быстро затухающий сигнал, который практически невозможно зарегистрировать. Таким образом, величина ЭДС, индуцированной в катушке, пропорциональна концентрации ядер водорода в горной породе.

Модификации методов ЯМК.

В практике ГИС используется два способа исследования ядерно-магнитного резонанса (ЯМР):

- ядерно-магнитный каротаж (ЯМК);
- ядерно-магнитный томографический каротаж (ЯМТК).

Ядерно-магнитный каротаж основан на изучении ЯМР в слабом (0.5 Гс) однородном магнитном поле Земли.

Ядерно-магнитный томографический каротаж основан на изучении ЯМР в гораздо более сильном (порядка 170 Гс) неоднородном магнитном поле с градиентом 15-25 Гс/см, созданным постоянным магнитом.

Таким образом, эти способы различаются напряженностью и степенью однородности используемого магнитного поля. Эти различия обуславливают возможности методов ЯМК и ЯМТК при исследовании пород-коллекторов.

Во-первых, в слабом магнитном поле Земли мертвое время составляет порядка 60 мс, вследствие чего измерение сигналов возможно только после 60 мс после начала затухания измеряемого сигнала. Поэтому в ЯМК регистрируются сигналы лишь от наиболее крупных пор и, соответственно, определяется величина пористости, которая меньше общей пористости. Эта пористость называется «индекс свободного флюида» - ИСФ и отождествляется с эффективной пористостью. Таким образом, ЯМК позволяет оценить эффективную пористость коллекторов непосредственно по данным скважинных измерений.

В сильном искусственном магнитном поле Ларморова частота значительно выше, чем в магнитном поле Земли, поэтому мертвое время мало и возможно уверенно измерять затухание измеряемых сигналов практически сразу после их возникновения (задержка составляет доли миллисекунд), Это позволяет улавливать быстро затухающие сигналы от пор малых размеров, начиная с пор глин. Поэтому ЯМТК позволяет получить распределение пор по размерам, оценить общую пористость и ее компоненты, в т.ч. эффективную пористость.

Во-вторых, область исследования для ЯМК в поле Земли представляет собой область, диаметром равным длине зонда вокруг скважинного прибора, включающую скважину и окружающие горные породы. Поэтому изменение диаметра скважины должно быть учтено при интерпретации данных измерений ЯМК.

Для ЯМТК с сильным неоднородным полем зона исследования представляет собой цилиндрическую поверхность толщиной 0,5-1 мм, удаленную от оси зонда на 18-38 см. Поэтому влияние скважины и глинистой корки на сигнал ЯМТК отсутствует.

Интерпретация данных ядерно-магнитного томографического каротажа (ЯМТК)

Ядерно-магнитный томографический каротаж (ЯМТК) предназначен для определения коллекторских свойств горных пород, вскрытых скважиной, и свойств флюидов, заполняющих поры пород.

ЯМТК решаются следующие задачи:

- определение пористости;
- определение размеров пор;
- определение проницаемости;

Кроме того, при соответствующей методике измерения и интерпретации возможно определение пластовых флюидов (нефть, газ, вода).

Использование эффекта ядерного магнитного резонанса (ЯМР) для определения пористости горных пород базируется на возможности прямой индикации водородосодержания поровых флюидов (воды, нефти, газа) в поровом пространстве. При ЯМР-исследованиях порового пространства горных пород измеряется прецессия ядер водорода, возникающая в результате намагниченности порового флюида в магнитном поле постоянного магнита. Измеряемыми величинами являются амплитуда и характер изменения во времени сигнала ядерной намагниченности порового флюида в породе (рис.24).

Амплитуда сигнала пропорциональна объемному водородосодержанию флюида (фильтрата бурового раствора, пластовой воды, нефти и газа) в пустотном пространстве породы, которое по данным калибровки может быть пересчитано в коэффициент пористости.

Характер изменения намагниченности во времени после резонансных воздействий на ядра водорода объясняется соударением ядер водорода (протонов) с поверхностью пор. Частота соударений зависит от размеров и формы пор. В крупных порах столкновения происходят реже, поэтому уменьшение намагниченности в них происходит за сравнительно большой период времени. Наоборот, в небольших порах столкновения происходят чаще, и, следовательно, уменьшение намагниченности происходит значительно быстрее (см. рис.24).

Изменение ядерной намагниченности от времени (затухание измеряемого сигнала) представляет собой сложную суперпозицию различающихся по характеру затухания компонентов, каждый из которых соответствует группам пор разного размера и формы.

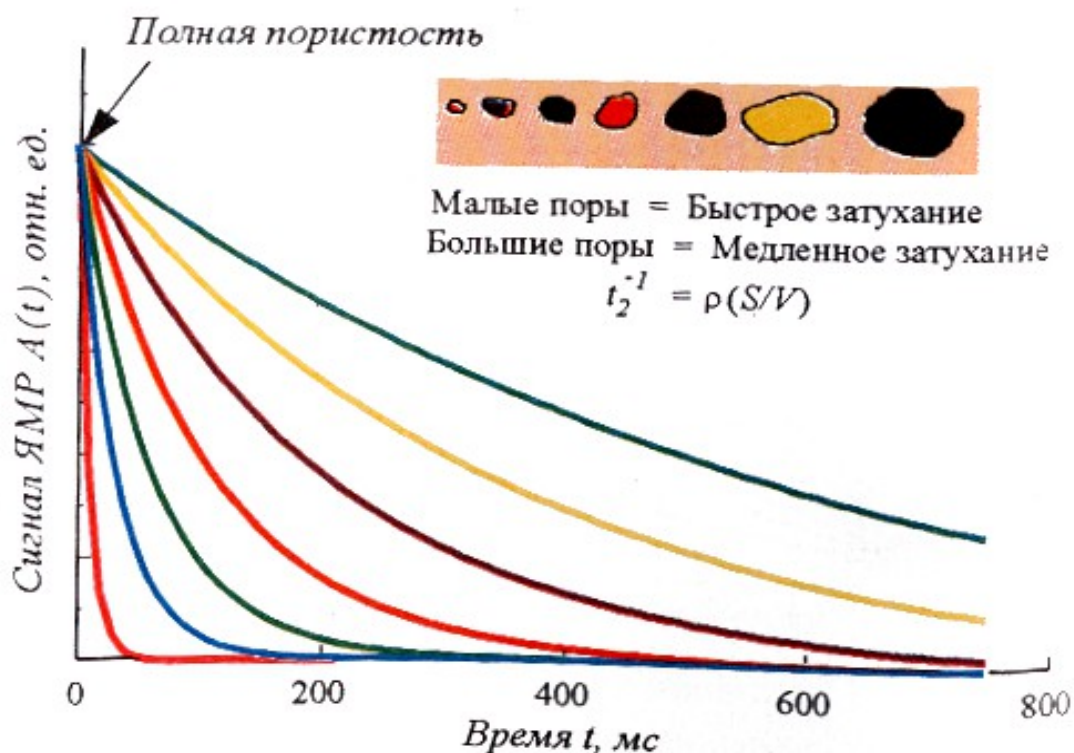


Рис.24 Сигнал ЯМР от пор различных размеров

Таким образом, затухание измеряемого сигнала определяется распределением пористости по размерам пор и формой пор.

Кроме того, затухание измеряемого сигнала определяется также вязкостью и составом флюида (вода, газ, нефть), насыщающего поровое пространство. Влияние состава флюида на затухание измеряемого сигнала объясняется тем, протоны углеводородов (УВ) в гидрофильных коллекторах не контактируют с поверхностью пор.

Таким образом, ЯМТК позволяет изучить такие петрофизические параметры, как распределение пористости по размерам пор и их общий объем, насыщенность пор, состав флюидов и проницаемость коллектора. Следует отметить, что магнитные минералы существенно искажают результаты измерений, но их содержание в осадочных породах обычно невелико и их влиянием можно пренебречь.

Исходной информацией для определения пористости являются: данные по калибровке прибора в емкости, имитирующей 100% пористости, и зарегистрированная релаксационная кривая (см. рис.22).

Релаксационную кривую путем математической обработки представляют в виде спектра распределения пористости по временам

релаксации T_2 : дифференциальный спектр $\frac{\partial K_{\Pi}}{\partial T_2} = f(T_2)$ (рис.25а), который

характеризует долю пор с конкретным значением T_2 в общем поровом

пространстве, и интегральный спектр $K_{\Pi} = f(T_2)$ (рис.25б), который

характеризует распределение пористости. По данным ЯМТК в сильном магнитном поле определяют общую пористость, а также пористость глин, капиллярно-связанную, эффективную и каверновую пористости.

Чтобы определить пористость, соответствующую какому-либо интервалу

времен релаксации (от T_{2i} до $T_{2i} + \Delta T_2$) достаточно проинтегрировать

дифференциальный спектр на этом участке (найти площадь под кривой) или

определить точки на интегральном спектре, соответствующие границам

временного интервала, и определить $K_{\Pi i}$ как разность $K_{\Pi}(T_{2i} + \Delta T_2) - K_{\Pi}(T_{2i})$

(см. рис.25б). Этот второй прием и используется для определения

компонентов пористости по данным ЯМТК, т.е. реализуется методика

граничных значений.

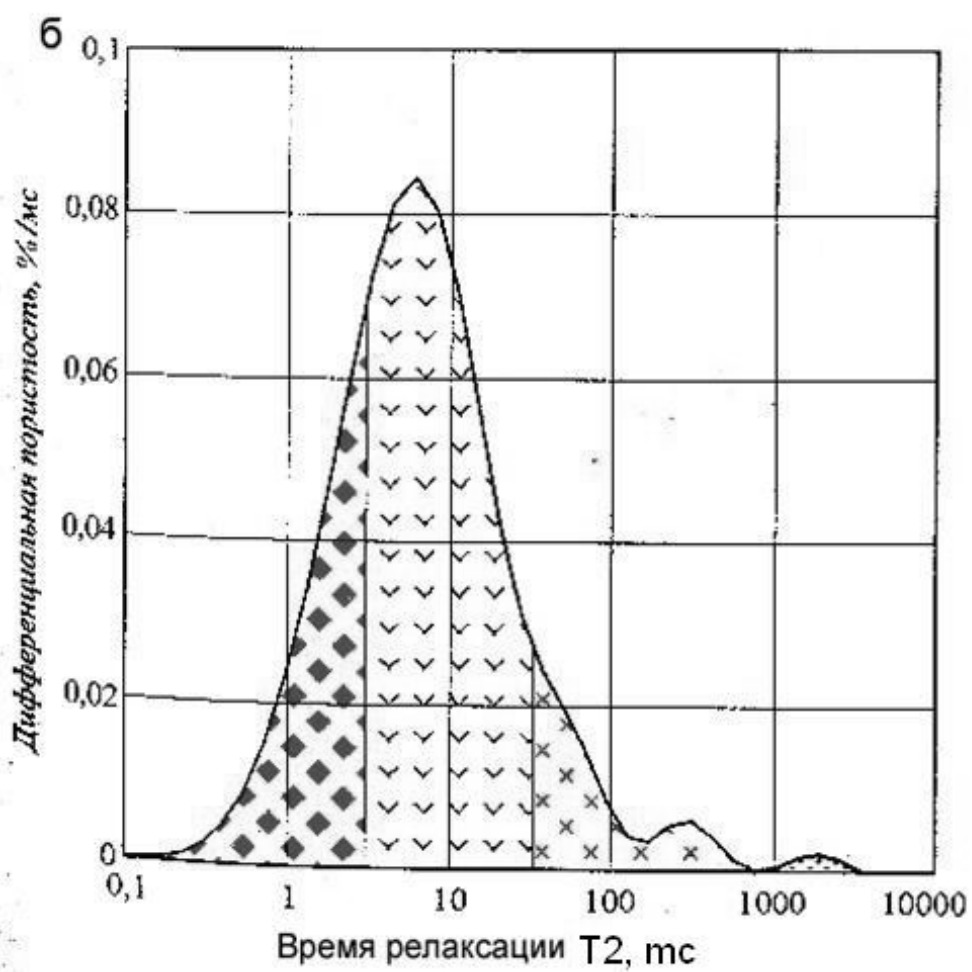
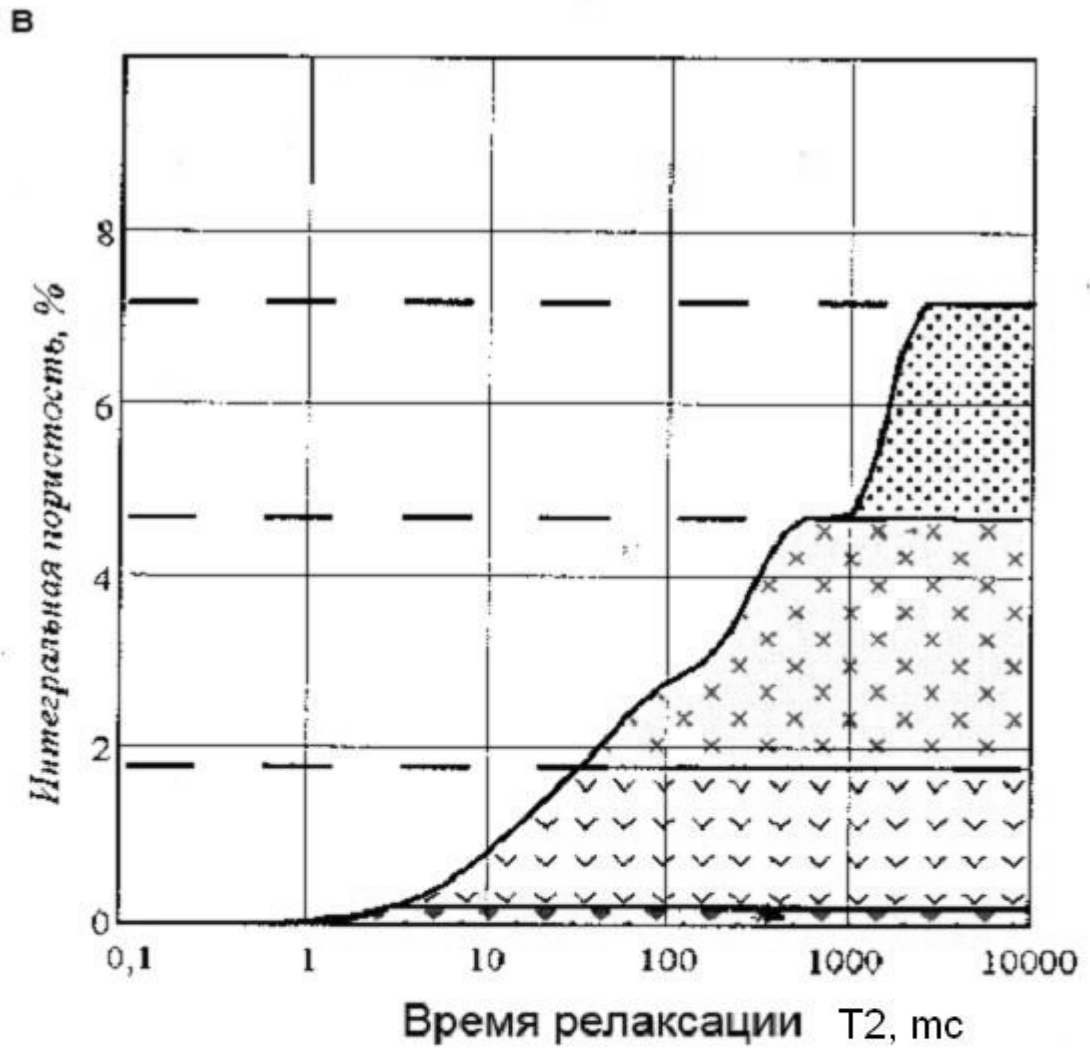


Рис.25а Дифференциальный спектр распределения пористости




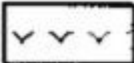
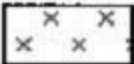

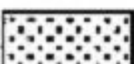
-  - пористость глин
-  - капиллярно-связанная вода
-  +  - эффективная пористость
-  - каверновая составляющая эффективной пористости

Рис.256 Интегральный спектр распределения пористости

Граничные значения для выделения различных компонентов пористости приведены в таблице 4.

Таблица 4

Граничные значения T_2 для определения различных видов пористости.

Виды пористости	$T_{2\min}$ (мс)	$T_{2\max}$ (мс)
Пористость глин $K_{п,гп}$	Начальное для спектра	3
Пористость, занятая капиллярно-связанной водой $K_{п,кап-св}$	3	Терригенный разрез-33 карбонатный разрез-90
Пористость, занятая остаточной водой $K_{п,во}$	Начальное для спектра	Терригенный разрез-33 карбонатный разрез-90
Эффективная пористость $K_{п,во}$	Терригенный разрез-33 карбонатный разрез-90	Конечное для спектра
Каверновая емкость (в карбонатах) $K_{п,кав}$	750	Конечное для спектра
Поровая емкость (в карбонатах) $K_{п,пор}$	Начальное для спектра	750
Полная пористость по ЯМТК $K_{п,ямтк}$	Начальное для спектра	Конечное для спектра

На планшетах ЯМТК представляют амплитудно-временные спектры и компоненты пористости (рис.26.).

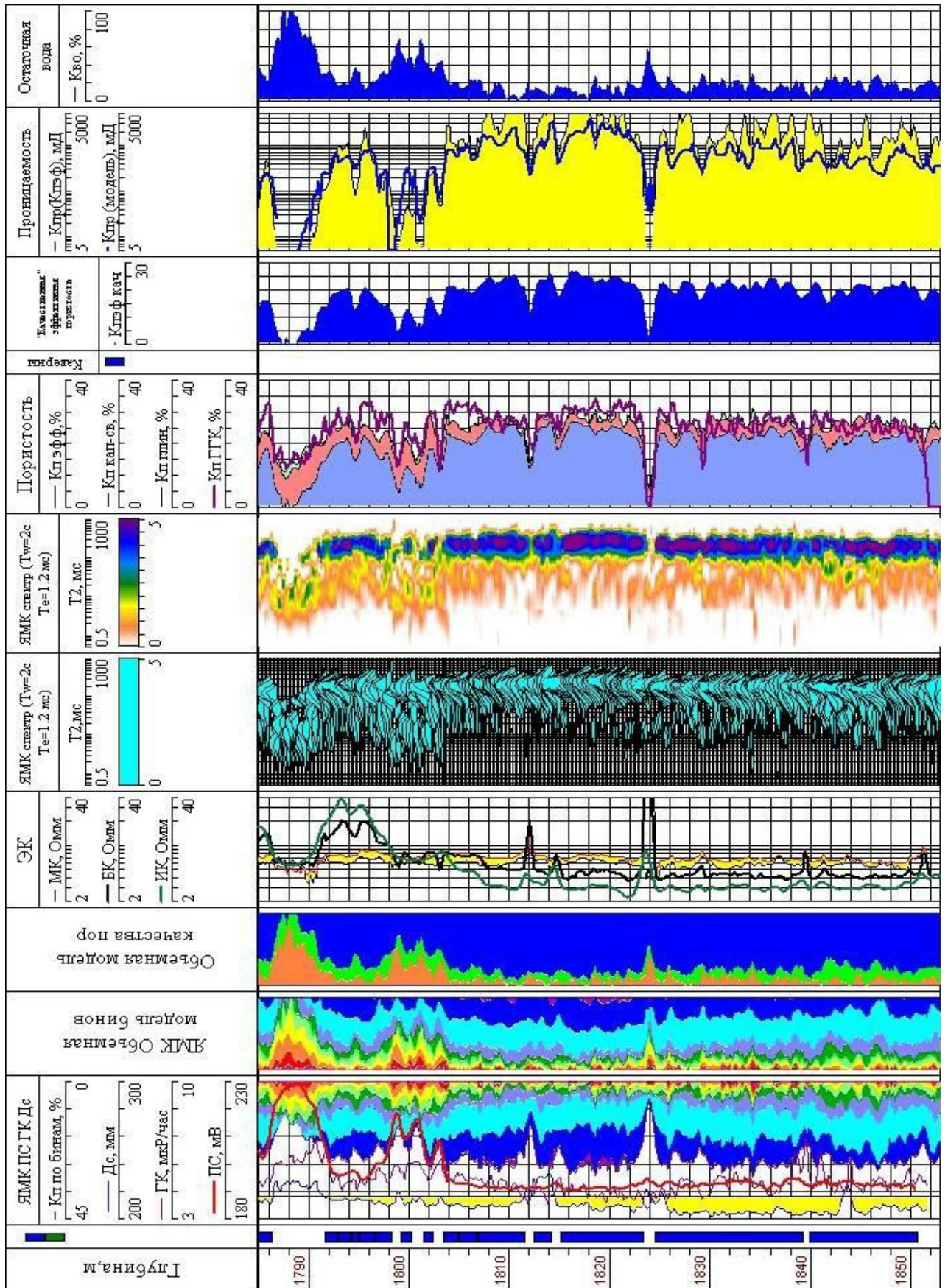


Рис.26 Обзорная характеристика структуры порового пространства и ФЕС пласта ПК21 по ЯМТК

Дифференциальные спектры представлены в пятой колонке, а в шестой - («вид сверху») представлена дополнительная форма, облегчающая визуальный анализ. Дифференциальный спектр отражает распределение пористости по размерам пор.

Интегральный спектр представлен в виде объемной модели распределения пористости по «бинам» в заданных временных интервалах с принятыми границами 4, 8, 16...1024 мс (первая и вторая колонки на рис.26). Бинарное представление позволяет представить соотношение пористости, приходящейся на поры различного размера. Красные тона характеризуют поры, в которых вода капиллярно связана, синие тона – эффективные поры. Чем больше насыщен синий цвет, тем крупнее поры и наоборот, чем больше насыщен красный цвет, тем мельче поры.

Компоненты общей пористости: пористость глин, капиллярно – связанная, эффективная и каверновая пористости представляются в виде объемной модели (восьмая колонка).

На планшете рис.26 приведены данные об эффективной и капиллярно-связанной пористости, т.к. применявшийся стандартный режим измерений (время раздвижки между радиоимпульсами $t_e=1,2$ мс, время намагничивания $t_w=3,0$ с) обеспечил практическое исключение влияния пористости глин на регистрируемый сигнал, при этом подчеркивая структуру порового пространства, сформированного алевритовой и псаммитовой фракциям. С практической точки зрения исключение влияния глинистости повышает разрешение метода по вертикали, прежде всего с позиции выделения коллекторов. При переходе от коллектора к глине пористость, регистрируемая ЯМТК, резко снижается (в глинистых пластах большой толщины практически до 0), что подчеркивает аномалию против коллекторов.

Приведенные на рис.27а и рис.27б планшеты дают представление о возможностях ЯМТК в искусственном поле в различных типах разрезов.

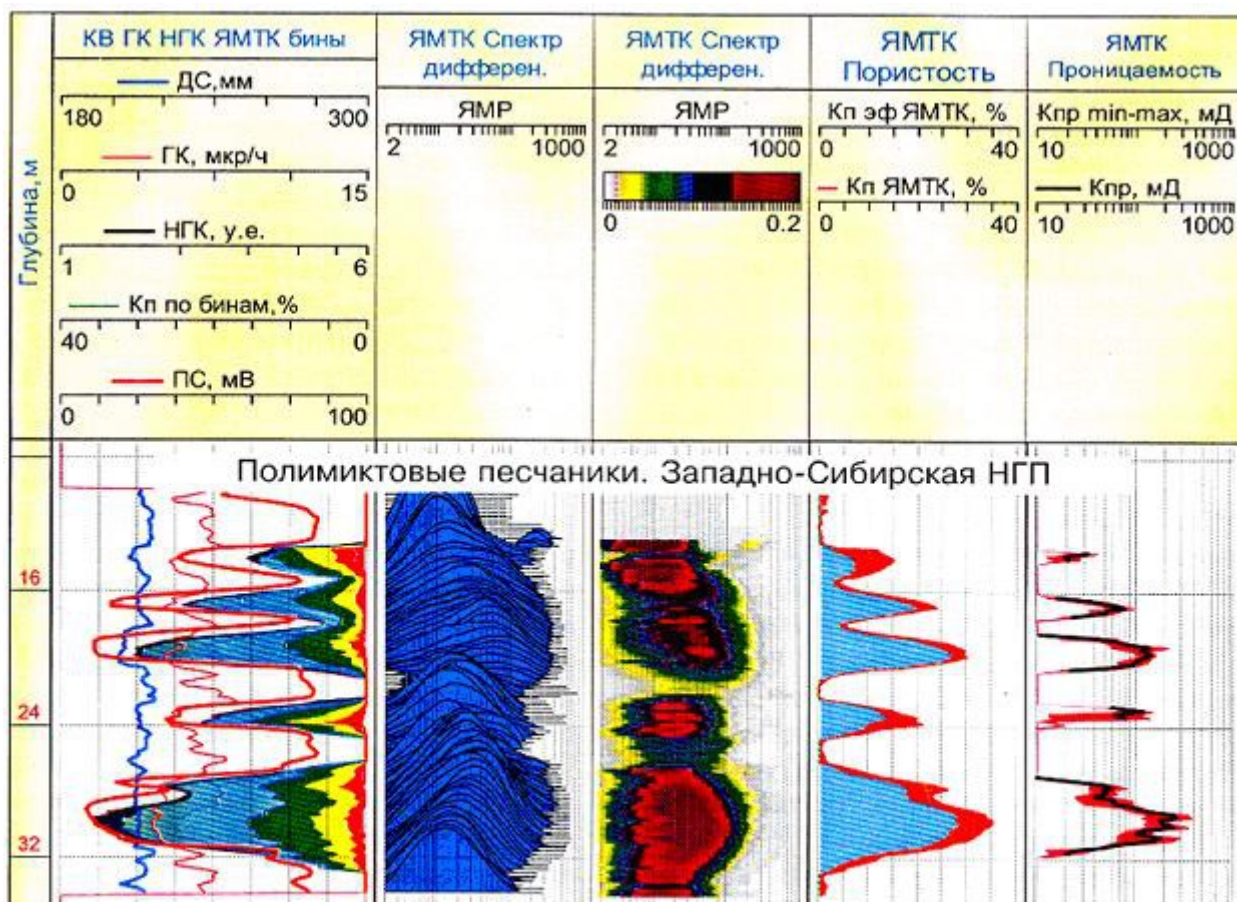


Рис. 27а. Интервал песчано-глинистого разреза Среднего Приобья Западной

Сибири. Песчаники полимиктовые, слабоконсолидированные.

На первом планшете (рис.27а) представлен интервал песчано-глинистого разреза Среднего Приобья Западной Сибири. Песчаники полимиктовые, слабоконсолидированные. По данным ЯМТК лучшие коллекторы имеют пористость более 30%. В то же время поры преимущественно малых и средних размеров (среднее T_2 не превосходит 50 мс), сортировка пор средняя. Поэтому фиксируется достаточно большое содержание капиллярно-связанной воды, контролируемое алевритовой и

тонкопсаммитовой фракциями, а проницаемость лучших разностей составляет 100-200 мД.

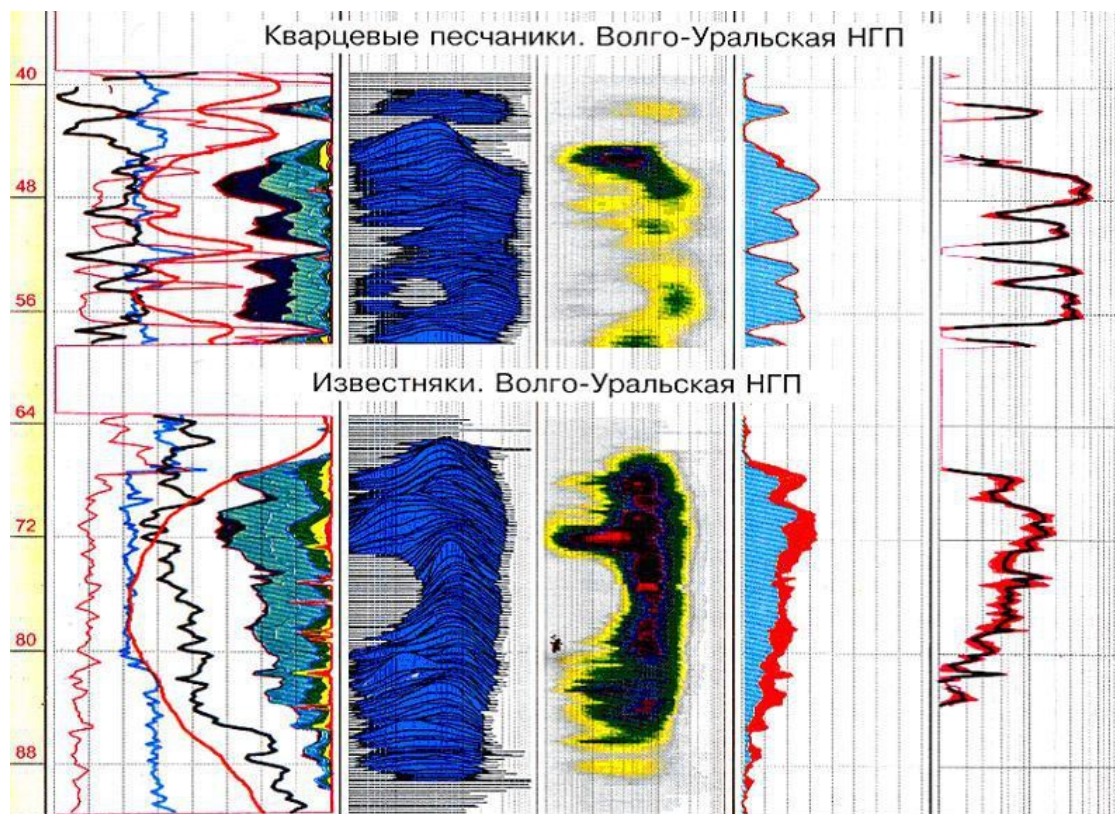


Рис.276 Интервал песчано-глинистого разреза (карбон Волго-Уральской провинции). Песчаники кварцевые; б. Интервал известковой толщи,

На втором планшете (рис.27б) представлен интервал песчано-глинистого разреза (карбон Волго-Уральской провинции), но песчаники кварцевые. Хотя пористость коллекторов практически в два раза меньше, чем для полимиктовых песчаников на первом планшете, проницаемость кварцевых песчаников больше и достигает 500 мД. Пористость, занятая капиллярно-связанной водой, не превышает 1-2%, что соответствует остаточной водонасыщенности $K_{во}$ менее 10%. Соответственно, для кварцевых и полимиктовых песчаников будут отмечаться различные

зависимости типа $K_{п-К_{пр}}$, $K_{п,эф-К_{пр}}$, $K_{п-К_{во}}$, $K_{п,эф-К_{во}}$, $K_{пр-К_{во}}$, которые принципиально тоже можно построить по данным ЯМК. Причина различия коллекторских характеристик обусловлена структурой порового пространства. Видно, что для кварцевых песчаников правые части спектров смещены в область больших времен, т.е. эффективные поры более крупные, чем в полимиктовых песчаниках. Сортировка крупных пор лучше, достаточно уверенно выделяется группа пор на временах 100-1000 мс, которые и обеспечивают коллекторские свойства. Для полимиктовых песчаников в этот диапазон попадает лишь незначительная часть спектра. На интегральном спектре в представлении бинов (колонка 1) видно, что самые крупные поры (темно-синий цвет) составляет не менее трети емкости кварцевых коллекторов, в то время как для полимиктовых песчаников, несмотря на большую емкость, пор таких размеров нет. Эти особенности и определяют различие в ФЕС полимиктовых и кварцевых песчаников.

На третьем планшете (рис.27б) представлен также интервал известковой толщи, характеризующейся градиентным уменьшением пористости с переходом в непроницаемую толщу с практическим отсутствием пористости.

ГЛАВА 13. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ИМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА

Импульсные нейтронные методы используются для литологического расчленения разрезов скважин, разделения коллекторов по степени насыщения водой, нефтью или газом, определения положения ВНК, ГВК и ГНК.

Импульсные нейтронные методы заключаются в облучении горных пород импульсами быстрых нейтронов с энергией 14 МэВ, излучаемых скважинными генераторами нейтронов, и изучении в промежутках между импульсами временного и энергетического распределения тепловых нейтронов (см. рис.28).

Длительность импульсов нейтронов $\Delta t_n \leq 100 - 200 \text{ мкс}$. Частота следования импульсов может изменяться от 10 до 1000 раз в секунду.

Применяются две модификации импульсных нейтронных методов, а именно: ИННК с регистрацией тепловых нейтронов и ИНГК с регистрацией гамма-квантов радиационного захвата. Регистрация нейтронов (или гамма-квантов) проводится в интервалах между двумя импульсами источника через некоторое время задержки t_c после каждого импульса. Время задержки можно изменять от нескольких сотен до двух-трех тысяч микросекунд (см. рис.28).

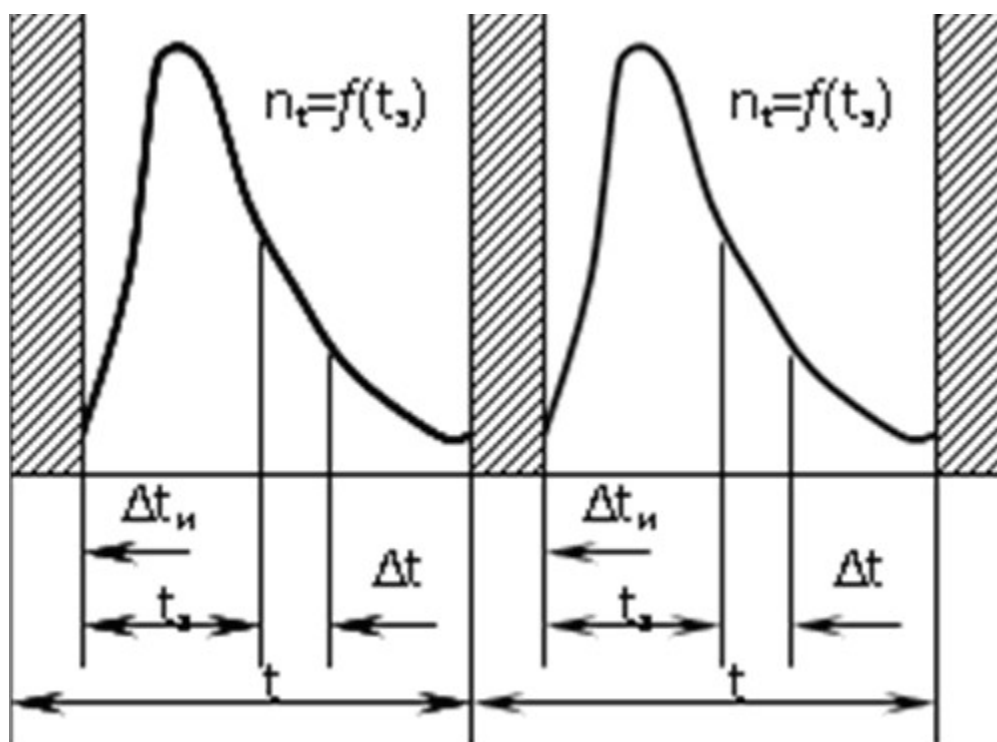


Рис. 28 Распределение плотностей тепловых нейтронов n_t во времени

Нейтроны, излучаемые генератором, соударяются с ядрами атомов в горных породах и буровом растворе. При этом нейтроны теряют часть своей энергии и изменяют направление своего движения. После ряда столкновений за время порядка нескольких десятков микросекунд нейтроны замедляются до тепловых с энергией 0.025 эВ. Затем происходит диффузия тепловых нейтронов в среде, которая заканчивается захватом тепловых нейтронов

ядрами атомов. Захват нейтронов ядрами атомов сопровождается гамма-излучением радиационного захвата (ГИРЗ), характеризующемся определенной энергией гамма-квантов (энергетическим спектром) для каждого элемента. Ряд элементов характеризуется повышенной способностью (сечением захвата) захватывать тепловые нейтроны. Среди них для ГИС наиболее важен Cl, содержащийся в соли NaCl, растворенной в пластовых водах и буровом растворе.

Соударение с ядрами атомов нейтронов большой энергии также сопровождается излучением гамма-квантов. Это гамма-излучение называется гамма-излучением неупругого рассеяния (ГИНР). Энергетические спектры ГИНР также индивидуальны для различных элементов. Для ГИС наиболее важны энергетические спектры углерода (C) и кислорода (O). Изучение спектров углерода и кислорода, а также других породообразующих элементов: кремния (Si), кальция (Ca) и др. - проводится в спектральной модификации импульсного нейтронного каротажа ИННКС. Эта модификация называется также C/O –каротажем и применяется для оценки нефтенасыщенности в обсаженных скважинах.

Импульсные методы, в отличие от стационарных, изучают поведение нейтронных полей во времени. Регистрация плотности тепловых нейтронов или эффектов их взаимодействия с породой производится через определенные промежутки времени t_z , именуемые временем задержки, после кратковременного облучения породы потоком нейтронов высоких энергий. Регистрация показаний на каждой задержке осуществляется в течение некоторого времени, называемого длительностью временного окна или «шириной окна». Запись ИННК (или ИНГК) выполняется на нескольких временах задержки.

По показаниям импульсных нейтронных методов определяют время жизни тепловых нейтронов τ_n или обратную величину – временной декремент затухания плотности тепловых нейтронов λ_n :

$$\lambda_n = \frac{1}{\tau_n}$$

в функции времени.

В таблице 5 приводятся значения среднего времени жизни и декремента затухания плотности тепловых нейтронов для некоторых сред.

Плотность тепловых нейтронов на малых временах после кратковременного облучения горных пород быстрыми нейтронами увеличивается во времени. После достижения максимума плотность тепловых нейтронов уменьшается по закону

$$I = I_0 e^{-t/\tau_n},$$

где I_0 – максимальное значение плотности тепловых нейтронов.

Время жизни тепловых нейтронов τ_n можно определить по формуле

$$\tau_n = \ln(I_1 / I_2) / (\tau_{з2} - \tau_{з1}),$$

где I_1 и I_2 - скорости счета на соответствующих задержках $\tau_{з1}$ и $\tau_{з2}$.

При малых временах задержки $\tau_{з}$ время жизни тепловых нейтронов при прочих равных условиях зависит от диаметра скважины и свойств

Таблица 5

Среднее время жизни тепловых нейтронов τ_n и декремент затухания плотности тепловых нейтронов λ_n для некоторых веществ (Д.М. Сребродольский и др., [])

Вещество	$\tau_n, \text{М}$ с	$\lambda_n, \text{mc}^{-1}$	Вещество	τ_n	λ_n
Кварц	1,1	0,9	Сидерит	0,09	11
Кальцит	0,63	1,59	Каолинит	0,36	2,78
Доломит	0,96	1,04	Монтмориллонит	0,40	2,5
Ангидрит	0,36	2,78	Вода пресная	0,207	4,83
Гипс	0,25	4,0	зависи- мости от	0,04-0,2	4,83-25
Галит	0,006	167	Нефть	0,21	4,75
Ортоклаз	0,30	3,3	Углеводородный	0,3-3,0	0,33-3,3
Альбит	0,63	1,59	газ (в зависимости от давления)-		
Анортит	0,66	1,51			

бурового раствора. При больших значениях t_3 влияние скважинных условий исчезает, поскольку время жизни тепловых нейтронов в скважине много меньше, чем в пласте, что объясняется большим содержанием ионов хлора в буровом растворе.

Время жизни тепловых нейтронов на больших временах зависит от содержания в пласте ионов хлора, сильно поглощающих нейтроны. В нефтяных и газовых скважинах это позволяет различать продуктивные и водоносные пласты даже при сравнительно малой минерализации пластовых вод (20 ÷ 30 г/л). При больших временах задержки водоносные пласты отмечаются гораздо меньшими показаниями ИННК по сравнению с нефте- и газонасыщенными. На этом отличии основано применение метода ИННК для прослеживания изменений положения ВНК и ГВК в продуктивном пласте при разработке месторождений нефти и газа. При большой минерализации пластовых вод (более 100 г/л) разделение водонасыщенных и нефтенасыщенных частей пласта возможно даже по одной кривой ИННК с большим временем задержки.

ГЛАВА 14. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ИМПУЛЬСНОГО СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКОГО НЕЙТРОННОГО ГАММА-КАРОТАЖА (ИНГК-С)

Общие положения

Импульсный спектрометрический нейтронный гамма-каротаж или С/О - каротаж применяют в обсаженных скважинах для оценки текущей и остаточной нефтенасыщенности, определения интервалов обводнения продуктивных коллекторов. С/О - каротаж проводится после расформирования зоны проникновения. Связано это с очень небольшой глубиной метода (первые десятки сантиметров). С/О - каротаж не проводится при заполнении скважин раствором на нефтяной основе, Показания С/О-каротажа не зависят от минерализации пластовой воды.

Измерительный зонд содержит генератор быстрых (14 МэВ) нейтронов и детектор гамма-излучения. Длина зонда 0,4-0,6 м, точка записи - середина зонда.

Модуль ИНГК-С комплексируют с модулями ГК и ЛМ (локатор муфт) для привязки результатов измерений к глубине.

Рекомендуемая скорость каротажа — 40-50 м/ч.

Интерпретация СО-каротажа

Импульсный спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (ИНГК-С) или С/О-каротаж основан на регистрации гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) и радиационного захвата (ГИРЗ) нейтронов, излучаемых высокочастотным генератором быстрых нейтронов. В модификации углеродно-кислородного каротажа используемый генератор излучает импульсы нейтронов 14 МэВ с фиксированной частотой порядка 10 кГц. Первые соударения нейтронов с энергией 14 МэВ с ядрами окружающей среды обычно являются неупругим рассеянием, при котором нейтрон теряет большую часть энергии, передавая ее рассеивающему ядру. Возврат ядра из возбужденного состояния (снятие возбуждения) сопровождается гамма-излучением, имеющим характерный

для каждого элемента энергетический спектр. В таблице 6 приведены основные линии спектров гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) нейтронов для основных породообразующих элементов [1, 2].

Таблица

6

Наиболее характерные линии ГИНР и ГИРЗ основных породообразующих элементов, наблюдаемые в регистрируемых спектрах.

Элемент	ГИНР, МэВ	ГИРЗ, МэВ
Водород, Н	-	2.23
Кислород, О	6.13; 7.1	-
Углерод, С	4.43	-
Кремний, Si	1.78	3.54; 4.93
Кальций, Ca	3.74; 3.90; 4.49	1.94; 4.42; 5.90; 6.42

Так при неупругом рассеянии на ядрах углерода образуются гамма-кванты с энергией 4.43 МэВ, а на ядрах кислорода с энергией 6.13 МэВ и 7.1 МэВ. После потери энергии на неупругих соударениях примерно до 1 МэВ последующие соударения представляют собой упругое рассеяние, при котором нейтроны постепенно теряют энергию, пока не замедлятся до тепловой энергии. Упругое рассеяние не сопровождается гамма-излучением. Замедлившись до тепловой энергии, нейтроны захватываются ядрами. При этом наблюдается мгновенное гамма-излучение радиационного захвата (ГИРЗ). Каждому элементу также характерен свой энергетический спектр

ГИРЗ. Основные линии спектров радиационного захвата нейтронов приведены в таблице 6. Параллельно часть нейтронов вступает в ядерные реакции, при которых захват нейтрона приводит к образованию радиоактивного ядра другого элемента. Вновь возникшее ядро распадается с испусканием бета или гамма-излучения наведенной активности (ГИНА), характеризующегося величиной энергии и периодом полураспада. Процесс замедления быстрых нейтронов длится нескольких первых микросекунд, поэтому спектры ГИНР регистрируются в процессе излучения импульса нейтронов излучателем, длительность которого составляет $15 \div 25$ мксек. Время жизни тепловых нейтронов в типичных разрезах колеблется от 100 до 500 мксек. Таким образом, во время нейтронного импульса тепловые нейтроны от предыдущих импульсов, а так же те нейтроны, энергия которых приблизилась к энергии тепловых нейтронов во время импульса, продолжают генерировать гамма-излучение радиационного захвата (ГИРЗ). При регистрации спектров ГИНР это излучение, наряду с гамма-излучением наведенной активности, является фоновым. Через несколько микросекунд после окончания вспышки, когда ГИНР практически отсутствует, гамма-излучение наведенной активности является фоновым уже для спектров ГИРЗ. Чистые спектры ГИНР и ГИРЗ для последующего их анализа получают после вычитания из измеренных спектров соответствующих фоновых спектров (рис. 29).

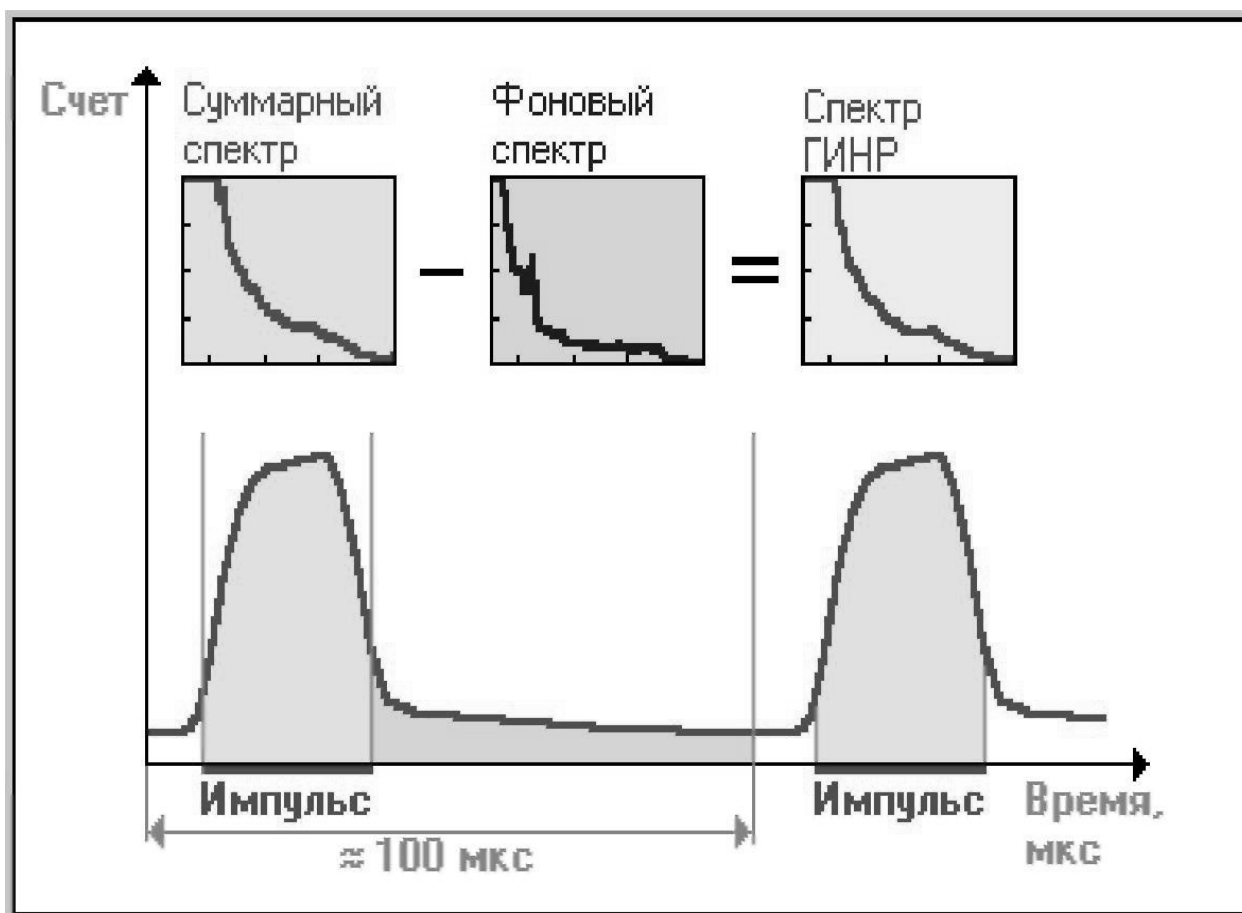


Рис.29 Схема временной селекции ГИНР и ГИРЗ в единичном цикле излучения генератора нейтронов в измерениях ИНГКС-С/О

Анализ спектров ГИНР и ГИРЗ (см. рис.30), в силу индивидуальных их особенностей для элементов, составляющих породу, обсадную колонну и цементное кольцо, позволяет определять массовые содержания углерода, кислорода, кальция, кремния и ряда других элементов в породе, обеспечивая тем самым решение задач оценки пористости, литологического состава, нефтенасыщенности и др.

Определение текущей нефтенасыщенности по зарегистрированным спектрам ГИНР и ГИРЗ может быть выполнено по кривым отношений скоростей счета $R_{C/O}$ и $R_{Ca/Si}$ в энергетических окнах гамма-излучения неупругого рассеяния нейтронов на ядрах углерода, кислорода, кальция и кремния. Кривые

отношений скоростей счета $R_{C/O}$ и $R_{Ca/Si}$ совмещаются в водонасыщенной

части разреза скважины (см. рис.31). Положительные приращения кривой

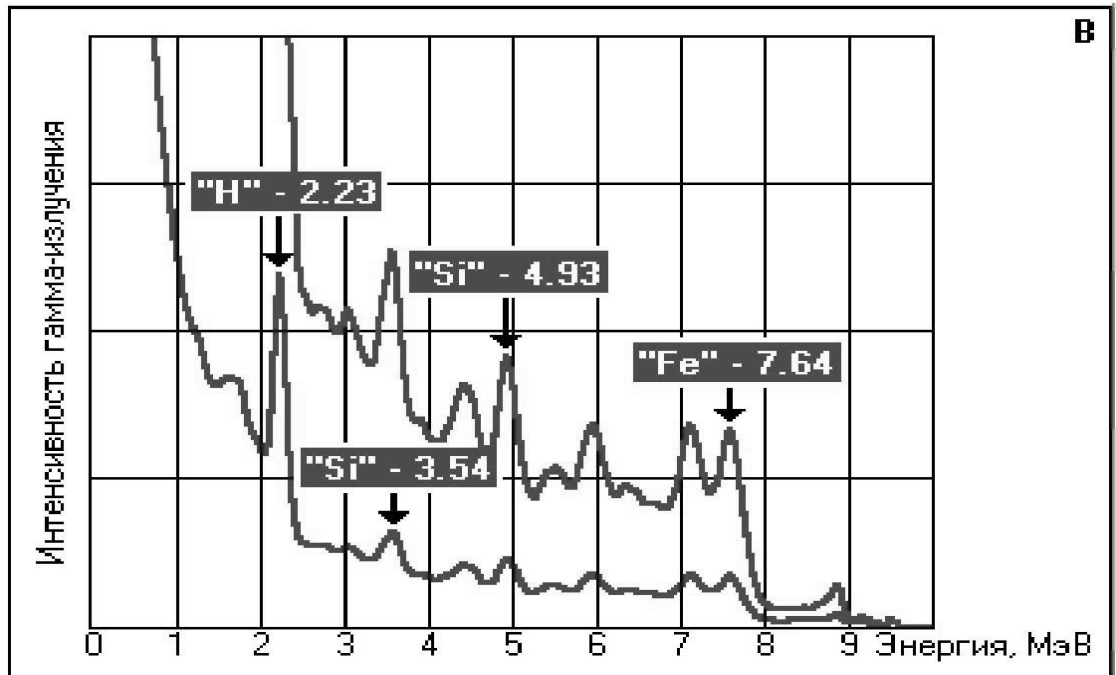
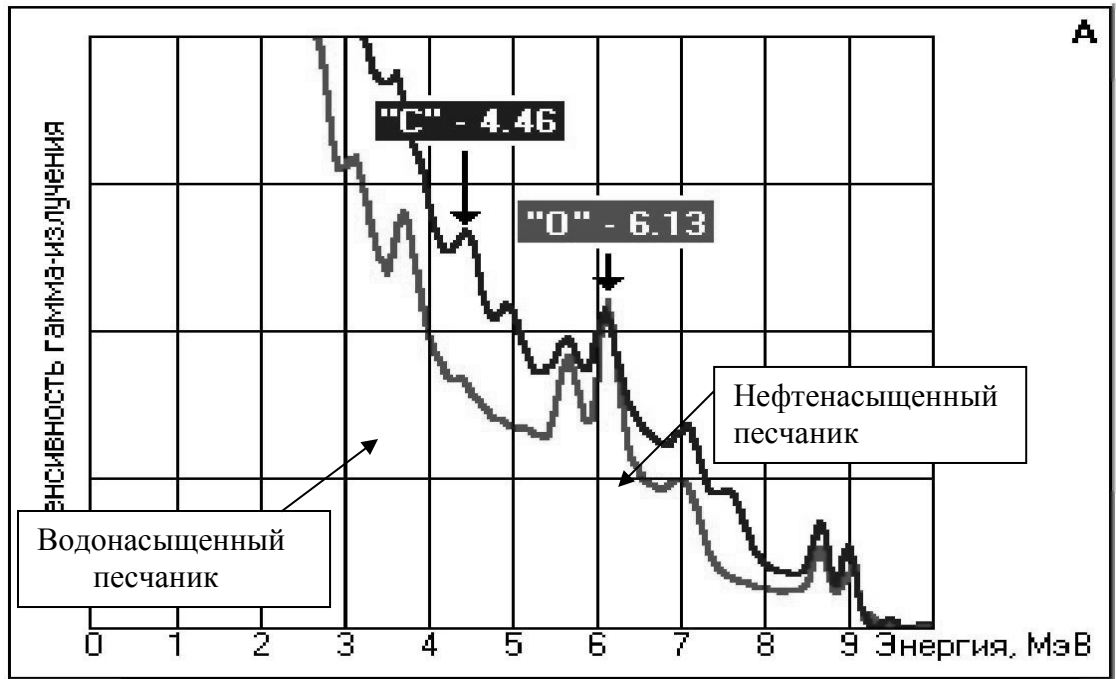

 $R_{c/o}$

Рис.30 Аппаратурные спектры неупругого рассеяния

(А) и радиационного захвата нейтронов (В)

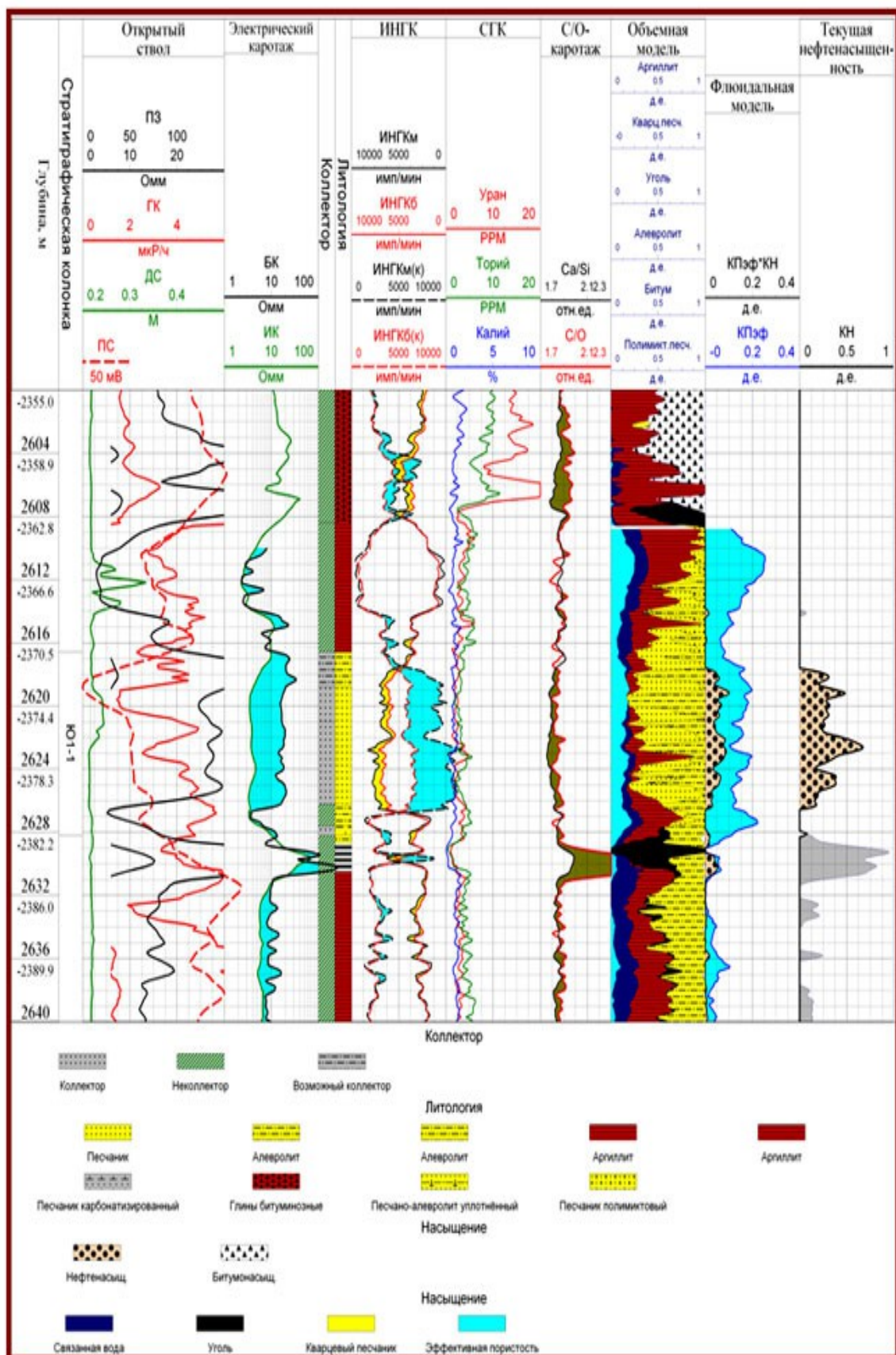


Рис.31 Выделение нефтенасыщенных пластов по кривым С/О - каротажа

относительно кривой $R_{Ca/Si}$ в разрезе скважины соответствуют пластам, содержащим углеводороды. Переход от положительного приращения кривой $R_{C/O}$ к нефтенасыщенности пласта проводят по результатам калибровки прибора на трёх стандартных образцах с различными значениями насыщенности пласта. Одним из стандартных образцов является ёмкость с пресной водой (среда со 100% пористостью и 100% водонасыщенностью).

ГЛАВА 15. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКОГО ГАММА-КАРОТАЖА

Спектрометрический гамма-каротаж (СГК) основан на измерении спектрального состава естественного гамма-излучения горных пород с целью отдельного определения массовой концентрации в породах урана, тория и калия. Результаты исследований СГК представляются четырьмя кривыми, характеризующими изменение с глубиной по разрезу скважины содержания в породах калия (в %), тория и урана (по радию) (в 10^{-4} %) и интегральной скорости счета.

Данные СГК представляет интерес при оценке ураноториевых руд, при поисках и разведке месторождений бокситов, фосфоритов, редких земель и золота, где уран и торий играют роль геохимических индикаторов.

В нефтяных и газовых скважинах СГК позволяет оценить глинистость полимиктовых отложений, идентифицировать коллекторы, сложенные монацитовыми и глауконитовыми песчаниками, которые по интегральному ГК часто ошибочно относят к сильно глинистым разностям и, соответственно, не считают их коллекторами. СГК позволяет определить минеральный состав глин, количественно оценить глинистость и параметры коллекторов,

фильтрационно-емкостные свойства которых зависят от типа и степени глинистости.

Характерными уровнями энергий, соответствующими естественным радиоактивным элементам, являются: для K^{40} – 1,46 МэВ, для U – 1,76 МэВ, для Th – 2,62 МэВ (рис.32).

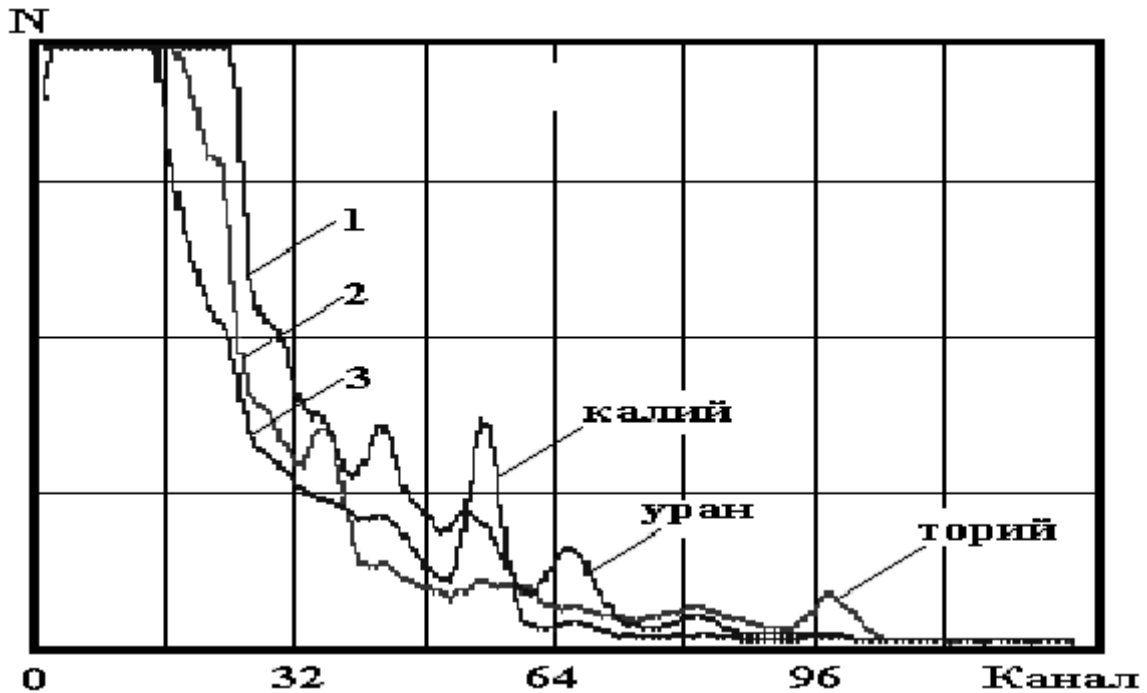


Рис. 32 Аппаратурные спектры в моделях с урановой, ториевой и калиевой активностью. 1. урановый спектр (линия урана – 1,76 МэВ); 2 – ториевый спектр (линия тория – 2,62 МэВ); 3. калиевый спектр (линия калия – 1,46 МэВ).

Скважинный гамма-спектрометр имеет три энергетических канала – “окна” шириной по 0,2 МэВ. Каждый канал, настроенный на одну из указанных энергий измерения, содержит свою пересчетную схему и, соответственно, предназначен для отдельной регистрации излучений от радия, тория и калия. Кроме того спектрометр имеет интегральный канал для регистрации суммарного излучения (аналог интегрального ГК).

Однако проходя через породу, скважину и охранный кожух прибора гамма-кванты частично поглощаются, частично рассеиваются с потерей энергии. В результате на детектор поступает спектр гамма-излучения,

отличающийся от первичного спектра. К аналогичному явлению приводит недостаточное энергетическое разрешение сцинтилляционных детекторов. В результате излучение тория влияет на показания уранового и калиевого каналов, а излучение урана на показания калиевого и ториевого. Поэтому для оценки содержания урана, тория и калия используется система из трех уравнений показания каждого канала удовлетворяют следующим уравнениям:

$$I_U = \alpha_{U1} C_U + \alpha_{Th1} C_{Th} + \alpha_{K1} C_K$$

$$I_{Th} = \alpha_{U2} C_U + \alpha_{Th2} C_{Th} + \alpha_{K2} C_K$$

$$I_K = \alpha_{U3} C_U + \alpha_{Th3} C_{Th} + \alpha_{K3} C_K,$$

Здесь I_U , I_{Th} и I_K – скорости счета в каналах урана, тория и калия, соответственно.

Искомыми параметрами являются концентрации калия, тория и урана (по радию) - C_U, C_{Th} и C_K Спектральные коэффициенты $\alpha_{U1} \dots \alpha_{K3}$ определяют по результатам эталонирования спектрометра, проведенного на моделях, в которых содержания калия, тория и урана известны. Коэффициент α_{U1} получен на модели, содержащей только уран в интервале энергий (в окне), соответствующем урану. Коэффициент α_{Th2} получен на модели, содержащей только торий в интервале энергий (в окне), соответствующем торию. Коэффициент α_{K3} получен на модели, содержащей только калий в интервале энергий (в окне), соответствующем калию. Для аппаратуры СГК-1024Т значения этих коэффициентов равны

$$\alpha_{U1} = 1.00 \text{ мкр./час}/10^{-4} \%,$$

$$\alpha_{Th2} = 0.43 \text{ мкр./час}/10^{-4} \%,$$

$$\alpha_{K3} = 1.99 \text{ мкр./час}/\%.$$

Соответственно, интегральная скорость счета определяется как

$$J_{ГК} = \alpha_{U1} C_U + \alpha_{Th2} C_{Th} + \alpha_{K3} C_K.$$

Спектральный коэффициент α_{Th1} определяется на модели, содержащей только торий в интервале энергий (в окне), соответствующем урану; спектральный коэффициент α_{K1} определяется на модели, содержащей только калий в интервале энергий (в окне), соответствующем урану и т.д.

Удельные массовые концентрации C_U , C_{Th} и C_K для исследуемых пластов при известных значениях спектральных коэффициентов определяют, решая систему уравнений, приведенную выше.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. – М.: Недра, 2007
2. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. отв. ред. Козьяр В.Ф. – М.: Издательство ГИРС, 2001
3. Методические указания по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. под редакцией Петерсилье В.И., Порускуна В.И., Яценко Г.Г. – Москва – Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003
4. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1972
5. Вендельштейн Б.Ю., Золоева Г.М., Царева Н.В. и др. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа. - М.: Недра, 1985
6. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Промысловая геофизика. – М.: Недра, 1986

7. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М.: ГНТИН и ГТЛ, 1962
8. Р.Дебрант Теория и интерпретация результатов геофизических методов исследования скважин. - М.: Недра, 1972
9. Сильвейн Дж. Пирсон Справочник по интерпретации данных каротажа. М.: Недра 1966
10. Дахнов В.Н., Долина Л.П. Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов. – М.: Гостоптехиздат, 1959

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	3
Глава 1. Основные задачи комплекса геофизических исследований скважин.....	3
Глава 2. Влияние геологических и технических факторов на выбор комплекса ГИС.....	5.
Глава 3. Определение литологической характеристики горных пород....	8.
Глава 4. Корреляция разрезов скважин.....	11
Глава 5. Выделение коллекторов.....	12
Глава 6. Определение глинистости коллектора.....	15
Глава 7. Определение коэффициента пористости коллектора.....	20
7.1 <i>Определение пористости по данным метода ПС.....</i>	<i>21</i>
7.2 <i>Определение пористости по данным нейтронного каротажа.....</i>	<i>23</i>
7.3 <i>Определение пористости по данным акустического каротажа.....</i>	<i>27.</i>
7.4 <i>Определение пористости по данным гамма-гамма каротажа.....</i>	<i>30</i>
7.5 <i>Определение пористости по данным электрического каротажа.....</i>	<i>32</i>
7.6 <i>Определение пористости коллекторов со смешанным</i>	

<i>типом пористости</i>	37
Глава 8. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности коллектора.....	38
Глава 9. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности глинистого коллектора.....	42
Глава 10. Определение коэффициента проницаемости коллектора.....	48
Глава 11. Изучение переходной зоны.....	56
Глава 12. Интерпретация методов каротажа, основанных на эффекте ядерно-магнитного резонанса (ЯМК).....	58
Глава 13. Интерпретация импульсного нейтронного каротажа (ИНК).....	75
Глава 14. Интерпретация импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (ИНГК-С).....	80
Глава 15. Интерпретация спектрометрического гамма-каротажа (СГК)...	86
Список литературы.....	89