

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ**

**САРАТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
им. Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО**

**Б.А. Головин, М.В. Калининкова, А.Н. Кукин**

**КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ  
ДАНЫХ ГИС**

**Учебное пособие**

**САРАТОВ**

УДК 5 50.83(075)  
Г61

Головин Б.А., Калининкова М.В., Кукин А.Н.

Комплексная интерпретация данных ГИС: Учебное пособие. Саратов: 31 с.

Данное учебное пособие составлено в соответствии с программой курса «Комплексная интерпретация данных ГИС». В нем изложены сведения о современных способах обработки и интерпретации промыслово-геофизических данных. Структура пособия и последовательность расположения лабораторных работ полностью соответствуют методике проведения оперативной интерпретации данных ГИС, принятой в практике промыслово-геофизических работ ОАО «Саратовнефтегаз», ОАО «Саратовнефтегеофизика», что позволит студентам получить практические навыки работы при решении геолого-геофизических задач, возникающих на этапе оперативной интерпретации.

Учебное пособие рекомендуется для студентов, обучающихся по специальности 011200 - геофизика.

Авторы выражают благодарность директору Саратовской геофизической экспедиции НВНИИГГ В.А. Живодрову за оказанную помощь в издании настоящего пособия.

Рекомендуют к печати:

УМК геологического факультета СГУ  
кафедра геофизики СГУ  
канд. техн. наук Г.Х. Шерман

© Б.А. Головин,  
М.В. Калининкова,  
А.Н. Кукин,

## СОДЕРЖАНИЕ

	стр.
ВВЕДЕНИЕ.....	4
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1.....	6
Выделение пластов-коллекторов на диаграммах ГИС.	
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №2.....	11
Определение значений удельного электрического сопротивления пластов-коллекторов (по данным бокового и индукционного каротажа)	
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №3.....	15
Определение глинистости коллектора	
3.1. Определение глинистости коллекторов методом потенциалов собственной поляризации.....	16
3.2. Определение глинистости коллекторов по данным гамма-каротажа.....	19
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №4.....	21
Определение коэффициента пористости коллекторов	
4.1.Метод нейтронного гамма-каротажа.....	21
4,2.Метод акустического каротажа.....	28
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №5.....	31
Определение коэффициента нефтегазонасыщенности коллекторов	
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	38

## ВВЕДЕНИЕ

Геофизические методы позволяют охарактеризовать разрезы скважин комплексом физических характеристик, таких как, удельное электрическое сопротивление, радиоактивность, электрохимическая активность, теплопроводность изучаемых сред, скорость распространения упругих волн в них и т.п. Однако, окончательный результат геофизических исследований должен быть представлен не теми физическими свойствами, которые изучаются геофизическими методами, а такими параметрами, как пористость, проницаемость, глинистость пород, коэффициентом водонасыщения или нефтегазонасыщения перового пространства и т.п. Оценка этих свойств и составляет один из важнейших этапов процесса интерпретации геофизических данных - этап комплексной или геологической интерпретации.

Комплексную обработку данных всех методов ГИС по разрезу одной скважины с выдачей наиболее полных сведений (литологической колонки, характера насыщения пластов, коллекторских свойств) называют **оперативной интерпретацией**. Геофизические исследования в перспективных интервалах проводятся в минимальный срок (не позже, чем через 5 суток) после их вскрытия. При оперативной интерпретации решаются следующие задачи:

- а) расчленение разреза скважины и выделение коллекторов;
- б) оценка емкостных характеристик и типа коллекторов;
- в) оценка нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов.

Детальность и достоверность решения вышеуказанных задач зависят от полноты выполненного в скважине комплекса геофизических исследований. Состав комплекса обусловлен назначением скважины, геолого-геофизической характеристикой изучаемого разреза и условиями измерений. В зависимости от своего назначения комплексы подразделяются на типовые и обязательные. Типовые комплексы предназначены для типовых геолого-технических условий проведения геофизических исследований. Они выбираются в зависимости от характера промысловой жидкости (пресная, соленая), назначения скважины (поисковая, разведочная или эксплуатационная), типа исследования (общие исследования по всему разрезу скважины в масштабе глубины 1 : 500 и детальные исследования в перспективных продуктивных интервалах в масштабе глубины 1 : 200) и типа коллектора (высокопористые и низкопористые сложного строения). Типовые комплексы включают основные и дополнительные методы. К основным отнесен минимальный набор геофизических исследований, обеспечивающий в обычных условиях решение геологических задач, и выполняются они в обязательном порядке. На основе типовых комплексов в новых нефте- и газонасыщенных регионах разрабатываются обязательные комплексы, подлежащие безусловному выполнению всеми геофизическими предприятиями в исследуемом районе. Невыполнение отдельных видов исследований допускается в исключительных случаях по согласованному решению геологических и геофизических служб. По мере разработки новых высокоэффективных методов (диэлектрический, ядерно-магнитный каротажи и др.) производится коррекция обязательного комплекса.

По результатам оперативной интерпретации составляются **Заключение о нефтегазонасыщенности разреза** и целесообразности испытания отдельных пластов или проведения дополнительных исследований в скважине.

Оперативное заключение состоит из таблицы результатов оперативной интерпретации данных ГИС (см. Таблицу № 1) и объяснительной записки к ней, содержащей сведения о выполненном комплексе ГИС, его качестве, методах ГИС, использованных для решения поставленных задач. Заключение выдается по пластам-коллекторам и пластам с неопределенной характеристикой (возможно коллектор) и содержит геолого-геофизическую характеристику выделенных при оперативной интерпретации пластов-коллекторов, рекомендацию об испытании пластов или проведении дополнительных исследований скважин. Кроме того, дается характеристика коллекторов по

характеру насыщения, составу и содержанию подвижных флюидов: продуктивный, водоносный, переходная зона, неопределенный характер насыщения. На основании заключения по ГИС и другой геолого-геофизической информации (испытания пластов приборами на кабеле и трубах, отбора проб боковыми грунтоносами и керноотборниками, исследования керна, испытания соседних скважин и др.) геолого-геофизической службой принимается решение о целесообразности проведения испытания скважины, намечается количество и глубины залегания границ подлежащих испытанию пластов и определяется глубина спуска колонны и высота подъема цемента.

Результаты обработки и интерпретации комплекса диаграмм по каждой отдельной скважине используют затем для изучения геологического строения площади, условий залегания продуктивных пластов, подсчета запасов полезных ископаемых. Этот этап называют **сводной интерпретацией**.

В данном учебном пособии рассмотрены геофизические способы определения важнейших подсчетных параметров - эффективной мощности, коэффициентов пористости и нефтегазонасыщения. Хотя формально каждый из способов заключается в установлении искомого подсчетного параметра по данным одного геофизического метода, по существу во всех способах предусматривается использование при определении любого подсчетного параметра данных более чем одного геофизического метода. Действительно, выделение коллектора и оценка характера насыщения, предшествующие установлению эффективной мощности, выполняются по материалам полного комплекса геофизических методов: так, при определении коэффициента пористости по данным нейтронных методов учитывают глинистость по диаграммам гамма-метода и самопроизвольной поляризации; при установлении коэффициента нефтегазонасыщения по электрическому удельному сопротивлению коллектора используют коэффициент пористости, полученный по результатам ядерных и акустического методов, и учитывают глинистость по диаграмме самопроизвольной поляризации и т.п.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1

### ВЫДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ НА ДИАГРАММАХ ГИС

**ЦЕЛЬ РАБОТЫ:** Приобретение навыков выделения пластов-коллекторов на диаграммах геофизических методов исследования скважин.

**ЗАДАНИЕ:** Используя прямые качественные признаки коллектора, выделить в разрезе скважины пласты, обладающие коллекторскими свойствами и определить их общую и эффективную мощность.

#### ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ

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

Разделение пород в разрезе на коллекторы и неколлекторы выполняется по данным ГИС. На практике применяются два основных приема выделения коллекторов:

1. По прямым признакам подвижности флюида в пласте, установленным по результатам интерпретации каротажных диаграмм.

2. По косвенным критериям разделения пород на коллекторы и неколлекторы с применением граничных значений геофизических параметров.

Первый прием называют качественным, а второй количественным. При проведении оперативной интерпретации, с целью выдачи оперативного заключения о нефтегазоносности разреза в кратчайшие сроки (3-5 суток после вскрытия пласта)

предпочтение всегда, где это возможно следует отдавать первому приему, так как он опирается на физический критерий - подвижности флюида, устанавливаемый непосредственно в пласте.

С учетом технологии бурения сам факт проникновения бурового раствора в пласт свидетельствует, что порода - коллектор. Это необходимый, но не достаточный признак коллектора. Все физические следствия, вытекающие из факта проникновения бурового раствора в пласт, порождают систему признаков, называемых прямыми качественными признаками, которые отличают коллектор от неколлектора и успешно применяются в практике геологической интерпретации ГИС.

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

1. Сужение диаметра ствола скважины, другими словами наличие глинистой корки, отмечаемое на кавернограмме,  $d_{скв} < d_{ном}$ . (рис. 1 а, интервал 2985 - 2991.5 м. и 2997.5 - 3002 м).

2. Характерные показания на диаграммах микрозондов, т.е. наличие положительного приращения (рис. 1 б, интервал тот же).

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

$$\rho_k^{мпз} > \rho_k^{мгз}$$

При этом значения  $\rho_k^{мпз}$  и  $\rho_k^{мгз}$  не высокие: до 6 Ом\*м в терригенных породах и до 10 Ом\*м в карбонатных.

3. Наличие изменения удельного электрического сопротивления по радиусу скважины, устанавливаемое по данным разноглубинных установок электрического каротажа (например БК и МБК), путем сопоставления удельного сопротивления породы ( $\rho_p^{БК} >$  или  $< \rho_p^{МБК}$ ) (рис. 1, в).

Радиальный градиент сопротивления в коллекторе обусловлен наличием в нем зоны проникновения, удельное сопротивление которой  $R_{зп}$ , как правило, отличается от удельного сопротивления неизменной части пласта  $\rho_p$ . Удельное сопротивление коллектора изменяется постепенно от удельного сопротивления промытой . зоны  $\rho_{пп}$ , расположенной непосредственно у стенок скважины, до величины  $\rho_l$  [ 7 ]

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

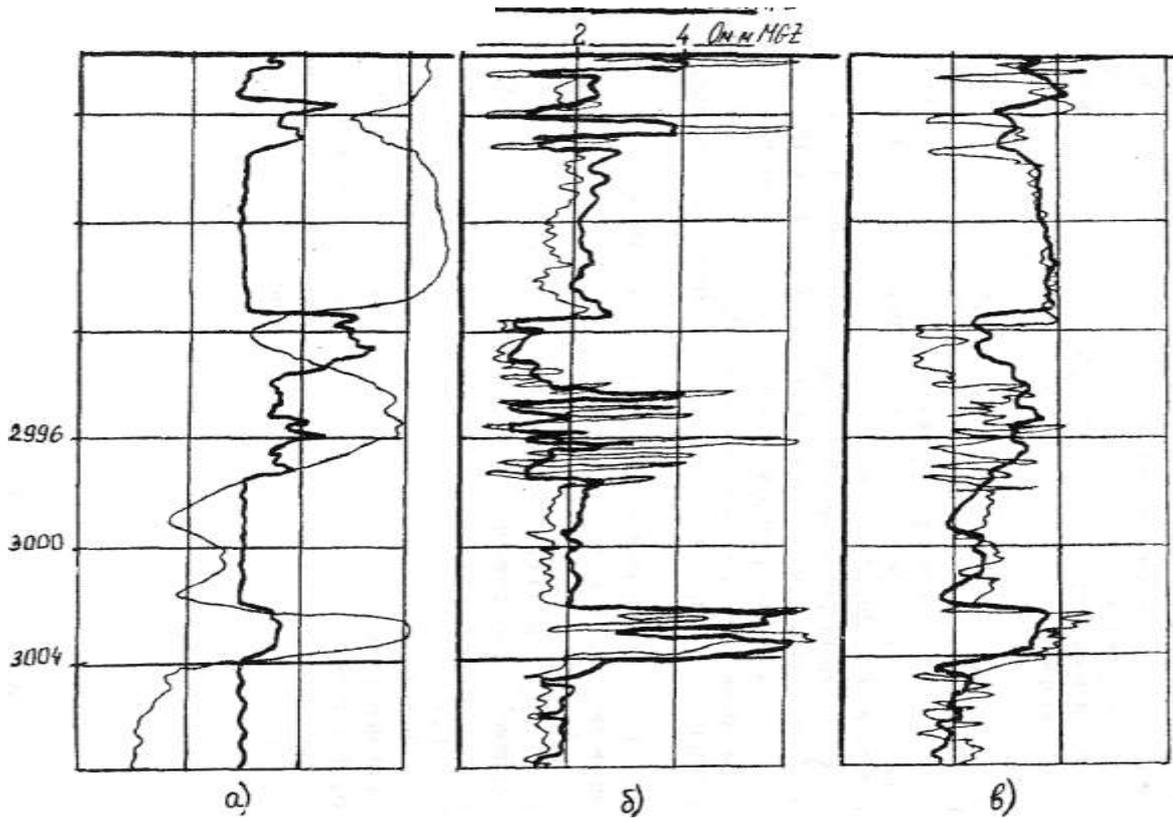


Рис. 1. Выделение коллекторов в терригенном разрезе по данным ГИС

Чтобы получить дополнительные прямые качественные признаки коллектора при разведке месторождений проводится комплекс специальных исследований в базовых скважинах. Специальные исследования ГИС объединены единой технологической схемой «каротаж - воздействие - каротаж», причем термин «воздействие» понимается в широком смысле. В одном случае в качестве «воздействия» выступает время и тогда мы приходим к широко известной методике временных замеров, в других «воздействие» может быть осуществлено путем испытания пласта, расширения ствола скважины и т.д. [5]. Таким образом, специальные исследования ГИС позволяют выявить дополнительные прямые качественные признаки подвижности флюида в пласте, которые обусловлены следующими процессами:

1. Естественным формированием зоны проникновения (ЗП), путем фильтрации промывочной жидкости в продуктивные пласты в процессе их вскрытия.
2. Изменением параметров ЗП ( $D_{зп}$ ,  $\rho_{зп}$ ) во времени, после вскрытия пласта бурением.
3. Искусственным формированием ЗП путем закачки меченного раствора.
4. Искусственным расформированием ЗП в процессе испытания.
5. Естественным расформированием ЗП под действием гравитации.

Использование дополнительных качественных признаков коллекторов существенно повышает достоверность их выделения.

## РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РАБОТЫ

На **первом этапе** лабораторной работы необходимо сформировать систему прямых качественных признаков и с ее помощью выделить пласты-коллекторы по всему разрезу исследуемой скважины.

1. Наличие глинистой корки устанавливается по кавернограмме (диаграмма DS или MDS) в интервале уменьшения фактического диаметра скважины по сравнению с номинальным ( $d_c < d_{ном}$ ). Диаметр скважины считается номинальным против плотных пород, которые имеют минимальную пористость и четко выделяются максимальными значениями интенсивности нейтронного гамма излучения ( $J^{ny\ max}$ ) на диаграмме нейтронного гамма каротажа (НГК). При этом необходимо учитывать, что максимальным значениям интенсивности на диаграммах НГК могут также соответствовать газонасыщенные пласты-коллекторы. В этом случае следует привлекать дополнительные признаки (например показания микрозондов).

2. Превышение показаний потенциал-микрозонда  $\rho_k^{мпз}$  над показаниями градиент-микрозонда  $\rho_k^{мгз}$  устанавливаются в интервалах, где наблюдается сужение диаметра скважины по каверномеру, путем снятия отсчетов кажущегося электрического сопротивления с диаграмм микрозондов и их сопоставления. Наличие «положительного приращения»  $\Delta\rho_k = \rho_k^{мпз} - \rho_k^{мгз}$  (при невысоких значениях  $\rho_k^{мпз}$  и  $\rho_k^{мгз}$ ) являются надежным признаком коллектора при наличии глинистой корки оптимальной толщины и соблюдении условия  $\rho_{гк} < \rho_{пп}$ , где  $\rho_{гк}$  и  $\rho_{пп}$  удельное сопротивление соответственно глинистой корки и промытой зоны коллектора. При очень толстой корке, означающей низкое качество раствора (высокая водоотдача), показания микрозондов в коллекторе сохраняются значительно меньшими, чем в плотных породах, и более высокими, чем в глинах, но различие в значениях  $\rho_k^{мпз}$  и  $\rho_k^{мгз}$  незначительно или отсутствует, поскольку с помощью обоих зондов исследуют корку.

Однако, сужение диаметра скважины на кавернограмме и положительные приращения показаний микрозондов отсутствуют в коллекторе при бурении на технической воде.

3. Наличие радиального градиента устанавливается сравнением показаний однотипных зондов с различным радиусом исследования, например, двух разноглубинных экранированных зондов (БК и МБК).

Как правило, кривые  $\rho_k$  однотипных экранируемых зондов регистрируются в одинаковом логарифмическом масштабе сопротивлений. Поэтому простое наложение одной кривой на другую позволяет в первом приближении выделять коллекторы в интервалах разреза, где наблюдается расхождение показаний зондов БК и МБК при совпадении их в породах - неколлекторах (рис.1, в). Типичны повышающее проникновение ( $\rho_{пл}^{МБК} > \rho_{пл}^{БК}$ ) в водоносных и глинистых продуктивных коллекторах, насыщенных минерализованной пластовой водой при пресном фильтрате глинистого раствора ( $\rho_{ф} > \rho_{в}$ ).

Отсутствие радиального градиента сопротивления в коллекторе наблюдается при очень глубоком проникновении в пласт фильтрата промывочной жидкости. В этом случае разноглубинные зонды исследуют только зону проникновения, поэтому их показания практически не различаются (рис. 1, в).

На **втором этапе** лабораторной работы, те интервалы разреза скважины, на которых фиксируется наличие прямых качественных признаков коллектора (не обязательно всех трех), заносятся в таблицу № 1, столбец 3. Для этого на диаграмме бокового каротажа определяются границы пластов-коллекторов и по шкале глубин отсчитываются значения кровли и подошвы выделенных пластов (см. пример в таблице №1). Границы пластов по диаграммам бокового каротажа определяются по началу крутого восхождения кривой  $\rho_k$  по отношению к оси глубин.

На **третьем этапе** находится общая и эффективная мощность пласта-коллектора. Общая мощность ( $h_{пл}$ ) определяется путем интерпретации диаграмм каждого метода ГИС, обеспечивающего выделение исследуемого пласта, как разность между глубинами кровли и подошвы пласта (например  $5525 - 5530 = 5$  м). Вычисленные значения  $h_{пл}$  заносятся в таблицу № 1, столбец 4, в числитель, при этом в знаменателе (таблица № 1, столбец 4) стоит значение эффективной мощности коллектора ( $h_{эф}$ ).

Определение эффективной мощности  $h_{эф}$  продуктивного коллектора проводится для однородного и неоднородного коллектора с однородной насыщенностью. В данном случае под однородным коллектором понимается пласт, представленный породой-коллектором без прослоев неколлектора и насыщенный нефтью или газом. Следовательно, эффективная мощность такого коллектора равна непосредственно мощности пласта, выделенного методами ГИС.

Неоднородным является коллектор, содержащий отдельные прослои неколлектора [2]. В том случае, когда каждый прослой неколлектора в продуктивном коллекторе можно выделить по данным ГИС, эффективную мощность определяют по разности:

$$h_{эф} = h - \sum h_{нк},$$

где  $h$  - общая мощность неоднородного продуктивного коллектора;  $h_{нк}$  - суммарная мощность прослоев неколлекторов.

## ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

В отчете по лабораторной работе приводятся все интервалы, имеющие прямые качественные признаки породы-коллектора, указывается их мощность (общая и эффективная), дается обоснование сделанных выводов.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПЛАСТОВ – КОЛЛЕКТОРОВ

(по данным бокового и индукционного каротажа)

**ЦЕЛЬ РАБОТЫ:** Получение значений удельного электрического сопротивления выделенных пластов коллекторов.

**ЗАДАНИЕ:** Выделить границы пластов-коллекторов на диаграммах БК и ИК, снять значения кажущегося сопротивления  $\rho_k$ , ввести поправки, учитывающие влияние диаметра скважины, мощности пласта, влияние вихревых токов (скин-эффект) и полученные значения занести в таблицу № 1.

## ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

1. Экранированные зонды бокового каротажа используются в вариантах трех-, семи- и девяти электродных. Они создают сфокусированный пучок токовых линий, исходящих из центрального электрода  $A_0$  зонда преимущественно в радиальном направлении, перпендикулярном к оси скважины. Этим в значительной степени исключается влияние на результаты измерений скважины и вмещающих пласт пород, а переходный процесс на границе имеет малую протяженность. Регистрируемое в методе БК кажущееся сопротивление  $\rho_k^{БК}$  определяется средами, в которых течет ток от центрального электрода  $A_0$ . Поскольку длина центрального электрода  $L_{A_0} = 0.15-0.30$  м зонды бокового каротажа обладают высокой расчленяющей способностью.

Границы пластов находятся по точкам, соответствующим началу крутого подъема кривой по отношению к оси глубин. При определении границ пластов по диаграммам семи- и девятиэлектродных зондов верхняя граница проводится выше, а нижняя - ниже середины нисходящей (восходящей) линии кривой сопротивления на величину равную половине длины зонда ( $A_0O$ ).

Диаграммы БК регистрируются в логарифмическом масштабе. Отсчет существенных значений кажущегося сопротивления производят в точках экстремумов  $\rho_k^{max}$  и  $\rho_k^{min}$ , если пласт однороден, или путем осреднения по среднегармоническому принципу в случае, если пласт неоднороден. Кажущееся сопротивление, измеренное зондом БК, зависит от типа и характеристики зонда, удельных сопротивлений пласта, вмещающих пород, зоны проникновения, промывочной жидкости, а также геометрических размеров этих сред [7]. Учет этих факторов позволяет получать удельное электрическое сопротивление исследуемых пластов. Подробно этот переход рассмотрен в лабораторной работе №1 учебного пособия «Практикум по интерпретации данных ГИС» [8].

2. Индукционные зонды относятся к установкам с фокусировкой электромагнитного поля, что позволяет улучшать разрешающую способность зондов по толщине и ослаблять влияние ближней зоны. Индукционными зондами измеряют кажущуюся электропроводность пространства  $\sigma_k$  (в Сим/м или мСим/м). Шкала диаграммы ИК линейная относительно кажущейся электропроводности и гиперболическая относительно кажущегося удельного сопротивления.

Кривые кажущейся электропроводности в пластах ограниченной мощности практически симметричны относительно середины пласта, если подстилающие и покрывающие пласты имеют одинаковую электропроводность. Ветви аномалии против пласта более пологи, чем на диаграммах экранированных зондов БК, т.к. в индукционном каротаже переходный процесс на границах занимает существенно больший интервал глубин. Поэтому границы пластов находятся по точкам перегиба на кривых  $\sigma_k$ , то есть по середине аномалии кажущейся электропроводности. Если диаграмма  $\sigma_k$  записана в нескольких масштабах, средняя электропроводность или точка перегиба определяются на том участке диаграммы, где изменение  $\sigma_k$  против границы записано полностью.

Отсчет существенных значений производится в точках экстремумов  $\sigma_k^{min}$  и  $\sigma_k^{max}$ , если пласт однороден. В неоднородных пластах значения отсчитываются как средневзвешенные по мощности. При работе удобнее пользоваться кажущимися удельными сопротивлениями  $\rho_k$ . Однако, связь между регистрируемым при индукционном каротаже сигналом и проводимостью однородной среды из-за влияния скин-эффекта нелинейна, поэтому по специальному графику (рис.2) переходят от кажущейся электропроводности к кажущемуся сопротивлению с учетом скин-эффекта. Введение

поправок за влияние скважины, вмещающих пород, зоны проникновения и мощности пласта выполняются аналогично требованиям, изложенным в лабораторной работе № 3 учебного пособия «Практикум по интерпретации данных ГИС» [8].

#### РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РАБОТЫ.

1. Выделить границы пластов-коллекторов на диаграммах БК по точкам, соответствующим началу крутого подъема кривой по отношению к оси глубин.

2. Снять значения кажущегося сопротивления в точках экстремумов  $\rho_k^{\max}$  и  $\rho_k^{\min}$ , если пласт однороден, или путем осреднения по среднегармоническому принципу в случае, если пласт неоднороден.

3. Ввести поправки за влияние скважины, вмещающих пород, зоны проникновения и мощности пласта.

4. Выделить границы пластов-коллекторов на диаграммах ИК по середине аномалии кривой  $\sigma_k$ .

5. Снять значения кажущейся электропроводности в точках экстремумов  $\sigma_{k \min}$  и  $\sigma_{k \max}$ , если пласт однороден или вычислить средневзвешенное по толщине в случае, если пласт неоднороден.

6. Получить значения кажущегося сопротивления  $\rho_k^{\text{ИК}}$  пользуясь специальной палеткой (рис.2), при этом значения  $\sigma_k$ , отсчитанные по диаграммам записанным в масштабе Сим /м, следует перевести в масштаб мСим /м.

7. В значения  $\rho_k^{\text{ИК}}$  ввести поправки за влияние скважины, вмещающих пород, зоны проникновения и мощности пласта.

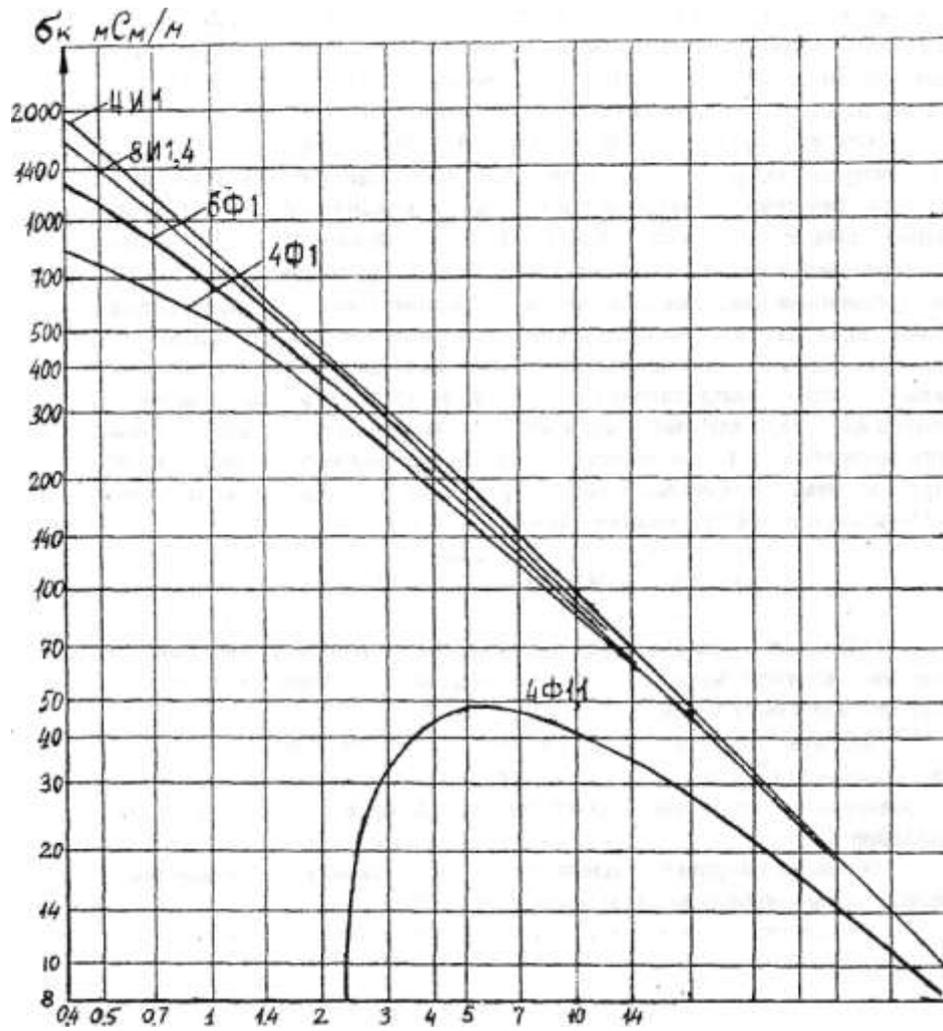


Рис. 2. Номограмма для введения поправки за скин – эффект

## ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

В отчете по лабораторной работе приводятся значения  $\rho_k$ , снятые с диаграмм БК и ИК, их исправленные значения. Полученные значения  $\rho_n^{БК}$  и  $\rho_n^{ИК}$  заносятся в таблицу № 1 столбец 6 в числитель и знаменатель, соответственно. Затем, опираясь на априорные данные о геологическом разрезе скважины, из этих двух значений  $\rho_k$  выбирается принятое (Таблица №1, столбец 7), которое используется в дальнейших расчетах.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №3

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛИНИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРА

**ЦЕЛЬ РАБОТЫ:** Приобретение навыков количественной оценки глинистости пород по данным методов самопроизвольной поляризации (ПС) и естественной гамма-активности (ГК).

### ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Определение величины глинистости необходимо при интерпретации данных электрических, нейтронных и акустических методов исследования скважин, так как содержание в породе глинистых материалов определяет в значительной мере эффективную пористость, проницаемость, способность к набуханию коллектора.

Наиболее широко распространено понимание глинистости как относительного содержания пелитовой фракции, максимальный размер зерен которой изменяется от 0,001 до 0,01 мм. Уже одно это вносит неопределенность в понятие «глинистость»; причем эта неопределенность возрастает из-за возможной дезинтеграции до упомянутых размеров зерен кварца и других неглинистых минералов. Кроме того, такое определение глинистости хотя и учитывает основную особенность глинистых пород - высокую дисперсность и адсорбционную способность, тем не менее «выпадает» из ряда литологических определений, основанных на оценке вещественного состава (пиритизация, доломитизация, ангидритизация и т.д.) по содержанию соответствующих минералов. В работе [10] под глинистостью понимается относительное массовое содержание глинистых минералов, определяемое по данным рентгеноминералогического анализа. Количественно глинистость характеризуется массовым содержанием  $C_m$  (массовая глинистость) в твердой фазе породы фракции  $d_3 < 0,01$  мм, выражаемым в процентах (%) или долях единицы (д. ед.) [1, 2,3]:

$$C_{гл} = m < 0,01 / m_{ТВ}$$

Для характеристики объемного содержания глинистого материала в породе используют коэффициент объемной глинистости  $K_{гл}$  (объемная глинистость), рассчитываемый по формуле:

$$K_{гл} = C_{гл} (1 - K_n) \quad (3.1)$$

В практике интерпретации используют также параметр относительной глинистости ( $\eta_{гл}$ ) равный

$$\eta_{гл} = K_{гл} / (K_{гл} + K_n) \quad (3.2)$$

и характеризующий степень заполнения глинистым материалом пространства между скелетными зернами и выражаемый в долях единицы [1,2].

В слоистом глинистом коллекторе по величине  $\alpha_{пс}$  оценивают параметр  $\lambda_{гл}$ . Величина  $\lambda_{гл}$  равна относительной суммарной мощностью прослоев глин  $h_{гл}$  в пачке мощностью  $H$ , представленной переслаиванием глинистых и неглинистых прослоев т.е.  $\lambda_{гл} = h_{гл} / H$ .

Содержание в породе глинистого материала является, с одной стороны, одним из основных факторов, определяющих способность породы быть промышленным коллектором, а с другой - глинистость коллектора оказывает существенное влияние на

физические свойства породы и петрофизические связи, лежащие в основе интерпретации данных ГИС. Это обусловило широкое применение методов ГИС для определения параметров глинистости продуктивных коллекторов, основанное на корреляционных связях показаний отдельных геофизических методов с параметрами глинистости.

По геофизическим данным глинистость пород определяется главным образом по диаграммам методов: потенциалов собственной поляризации (ПС) и естественной гамма-активности (ГК).

### 3.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛИНИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ МЕТОДОМ ПОТЕНЦИАЛОВ СОБСТВЕННОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ

**ЗАДАНИЕ:** По диаграммам метода самопроизвольной поляризации рассчитать параметр  $\alpha_{\text{ПС}}$  и, используя связь  $\alpha_{\text{ПС}}$  с глинистостью пород, получить значение коэффициента глинистости пластов-коллекторов.

#### ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

Диаграммы метода ПС используют для определения глинистости в терригенных коллекторах с рассеянным в объеме породы глинистым материалом и в слоистых глинистых коллекторах. Петрофизической основой для оценки глинистости в коллекторе с рассеянной глинистостью является связь между относительной амплитудой  $\alpha_{\text{ПС}}$  и параметром  $\eta_{\text{ГЛ}}$ , которая характеризуется снижением  $\alpha_{\text{ПС}}$  с ростом  $\eta_{\text{ГЛ}}$  (рис. 3).

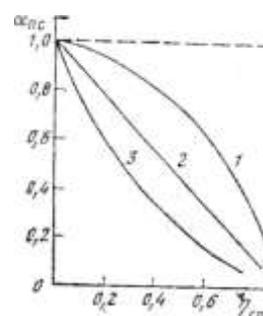


Рис.3. Зависимости между параметрами  $\alpha_{\text{ПС}}$  и  $\eta_{\text{ГЛ}}$  для продуктивных терригенных отложений.

1 -Южный Мангышлак; 2 -среднеобские нефтяные месторождения; 3 - Невельское месторождение (о. Сахалин).

Вид связи между этими параметрами зависит от ряда геолого-геофизических факторов, среди которых главные - это адсорбционная активность глинистого материала  $Q_{\text{ГЛ}}$  и минерализация пластовых вод  $C_{\text{В}}$ . По мере увеличения  $Q_{\text{ГЛ}}$ , и уменьшения величины  $C_{\text{В}}$  происходит переход от зависимости 1 к зависимости 3. Зависимость 1 характерна, например, для продуктивных терригенных отложений палеозоя Волго-Уральской области и мезозоя Южного Мангышлака, а зависимость 3 -для терригенных отложений нефтяных месторождений о. Сахалин. Для продуктивных отложений нефтяных месторождений Западной Сибири характерна зависимость 2, близкая к прямой. По мере перехода от связи 1 к связи 3 разрешающая способность метода ПС в дифференциации коллекторов по параметру  $\eta_{\text{ГЛ}}$  увеличивается [2].

Определение  $\eta_{\text{ГЛ}}$  по диаграмме ПС для коллекторов изучаемых отложений сводится к следующему. Выбирают связь между  $\alpha_{\text{ПС}}$  и  $\eta_{\text{ГЛ}}$ , соответствующую данным геологическим

условиям, или получают такую зависимость на основе сопоставимых данных представительного керна и значений  $\alpha_{пс}$ . Для изучаемых пластов рассчитывают значения и по зависимости  $\alpha_{пс} = f(\eta_{гг})$  находят соответствующие значения  $\eta_{гг}$ .

В практике интерпретации по диаграмме ПС устанавливают также значения  $K_{гг}$  и  $C_{гг}$  при наличии корреляционных связей  $\alpha_{сп} = f(K_{гг})$  и  $\alpha_{сп} = f(C_{гг})$ , однако такие определения нежелательны, поскольку теснота корреляционной связи  $\alpha_{сп}$  с параметрами глинистости убывает в последовательности  $\eta_{гг}$ ,  $K_{гг}$ ,  $C_{гг}$ . Значения  $K_{гг}$  и  $C_{гг}$  целесообразнее оценивать по данным комплексной интерпретации диаграмм ПС и одного из методов пористости, например ГГМ или НМ [2]. В этом случае для выделенных пластов устанавливают значения  $\eta_{гг}$  по ПС и  $K_{п}$  по данным ядерных методов, а затем рассчитывают значения  $K_{гг}$  по формуле (3.3), а  $C_{гг}$  по формуле (3.1).

$$K_{гг} = \eta_{гг} K_{п} / (1 - \eta_{гг}) \quad (3.3)$$

Величина относительной амплитуды  $\alpha_{сп}$  вычисляется по формуле (3.4) при условии отсутствия других потенциалов, кроме диффузионно-адсорбционных и при постоянстве химического состава вод, контактирующих с породой и насыщающих ее.

$$\alpha_{сп} = (U_{сп 1} - U_{сп пл}) / (U_{сп 1} - U_{сп 2}) = \Delta U_{сп} / \Delta U_{сп \max} \quad (3.4)$$

где  $U_{сп 1}$  и  $U_{сп 2}$  - значения ПС, соответствующие показаниям в глинах и в чистых от глинистого материала опорных пластах с глинистостью 100 % и 0 %, соответственно.

Далее возможен расчет коэффициента относительной глинистости  $\eta_{гг}$  по ПС

$$\eta_{гг} = K_{гг} / (K_{гг} + K_{п}); K_{гг} = (1 - K_{п}) C_{гг} \quad (3.5)$$

При этом

$$\eta_{гг} = 1 - \alpha_{сп}$$

что соответствует использованию зависимости типа (2) (Рис. 3), и, если известен коэффициент пористости, то из системы уравнений (3.5), (3.6) можно найти  $K_{гг}^{пс}$  или  $C_{гг}^{пс}$

$$C_{гг}^{пс} = (1 - \alpha_{сп}) K_{п} / \alpha_{сп} (1 - K_{п}) \quad (3.7)$$

## РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РАБОТЫ

Для определения глинистости по методу потенциалов собственной поляризации необходимо соблюдать следующую последовательность действий:

1. Выделить границы пластов-коллекторов на диаграмме ПС.
2. Снять значения ПС  $U_{сп пл}$  соответствующие выделенным пластам.
3. Снять значения ПС  $U_{сп 1}$  и  $U_{сп 2}$  соответствующие показаниям в глинах и в чистых от глинистого материала опорных пластах.
4. Рассчитать величину  $\alpha_{сп}$  по формуле (3.4).
5. Рассчитать коэффициент относительной глинистости  $\eta_{гг}$  по формуле (3.6).
6. Рассчитать коэффициент глинистости  $K_{гг}$  по формуле (3.3).

## ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

В отчете по лабораторной работе необходимо привести расчеты  $\alpha_{пс}$ ,  $\eta_{гг}$  и  $K_{гг}$  для каждого выделенного ранее пласта - коллектора. Указать глубину залегания, мощность опорных пластов и их значения  $U_{сп 1}$  и  $U_{сп 2}$ . Полученные значения  $K_{гг}$  занести в таблицу № 1 столбец 10 (в знаменатель).

### 3.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛИНИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГАММА-КАРОТАЖА

**ЗАДАНИЕ:** На диаграмме гамма-каротажа (ГК) выделить опорные пласты с минимальными и максимальными значениями интенсивности гамма-излучения и определить глинистость выделенных пластов-коллекторов.

### ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

Возможность использования данных ГК для количественной оценки глинистости основывается на существовании корреляционной связи между глинистостью осадочных пород и их радиоактивностью  $q = f(C_{гг})$ . С повышением радиоактивности глинистость пород закономерно увеличивается. В большинстве случаев эти зависимости носят нелинейный характер, поэтому диаграмму  $I_\gamma$  эталонируют с использованием значений интенсивности гамма-излучения в опорных пластах. За опорные принимаются пласты с минимальными  $I_{\gamma \min}$  (опорный пласт 1 - пласт с нулевой глинистостью) и максимальными  $I_{\gamma \max}$  (опорный пласт 2 - пласт глин) показаниями на диаграмме гамма-каротажа.

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

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

Для каждого исследуемого пласта вычисляют разностный параметр  $\Delta i_\gamma$ .

$$\Delta i_\gamma = I_\gamma - I_{\gamma \min} / I_{\gamma \max} - I_{\gamma \min} \quad (3.8)$$

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

При количественной оценке глинистости пород по данным ГК используется зависимость:

$$C_{гг} = f(K \Delta i_\gamma), \quad (3.9)$$

где  $f(\Delta i_\gamma)$  для терригенных отложений девона Дальнего Саратовского Заволжья представлена следующей функцией [10]

$$C_{гг}^{ГК} = -0,4 + 0,7156 \Delta i_\gamma - 0,110 (\Delta i_\gamma)^2 + 0,9885 (\Delta i_\gamma)^3 \quad (3.10)$$

при  $\Delta i_\gamma = 1$ ,  $C_{гг}^{ГК} = 0,6$ , т.е.  $K = 0,6$  где  $K$  - коэффициент учитывающий, что содержание пелитовой фракции даже в чистых глинах обычно не равно 100%,

Величина  $K$  принимается равной содержанию пелитовой фракции в опорном пласте глин, выраженному в долях единицы. Так, при  $C_{гг.оп}$  глинистого пласта, равном 90 %,  $K = 0.9$ , при  $C_{гг.оп}$  равное 80 %,  $K = 0.8$  и т.д. При отсутствии керновых данных величину  $K$  принимают равной 0.7 (т.к. глинистость глинистых пластов изменяется в пределах 0.6 - 0.8).

Зависимость относительной интенсивности естественного гамма-излучения  $\Delta i_\gamma$  от глинистости горных пород  $C_{гг}$  для ближнего Правобережья в первом приближении принята [9]:

$$C_{гг} = 0.52 * \Delta i_\gamma \quad (3.11)$$

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

## РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РАБОТЫ

1. Провести расчет разностного параметра  $\Delta i_{\gamma}$  по формуле (3.8) для выделенных пластов-коллекторов.
2. Определить значение  $C_{\text{гл}}^{\text{гк}}$  по зависимости (3.11).
3. Занести значения  $C_{\text{гл}}^{\text{гк}}$  в таблицу № 1, столбец № 10 (в числитель).

## ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ.

В отчете по лабораторной работе приводятся:

1. Характеристика опорных пластов: глубина залегания и значение интенсивности гамма-излучения.
2. Расчеты разностного параметра.
3. Значения коэффициента глинистости  $C_{\text{гл}}^{\text{гк}}$ , выделенных пластов-коллекторов.
4. Из двух полученных значений коэффициента глинистости  $C_{\text{гл}}^{\text{гк}}$  и  $C_{\text{гл}}^{\text{пс}}$  следует выбрать одно, которое наиболее точно соответствует априорным геологическим сведениям об исследуемом разрезе скважины. Принятое значение коэффициента глинистости заносится в столбец 11 таблицы № 1.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

0

**ЦЕЛЬ РАБОТЫ:** Получение практических навыков определения коэффициента пористости по данным нейтронного гамма - метода (НГМ) и акустического метода (АМ).

### ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Пористость является одним из важнейших свойств коллекторов, поскольку характеризует способность породы вмещать флюиды благодаря наличию в них различных пустот (межзерновых пор, трещин, каверн и др.) Пористость отражает емкостные свойства породы и характеризуется коэффициентом пористости  $K_{\text{п}}$ . Коэффициент пористости численно равен отношению объема пор к объему породы

$$K_{\text{п}} = V_{\text{пор}} / V$$

Определение  $K_{\text{п}}$  коллекторов по данным ГИС основано на различии в физических свойствах скелета породы и заполняющей пустотное пространство жидкости. К числу этих свойств относятся: электрическое сопротивление -  $\rho$ , нейтронные характеристики -  $\omega_{\Sigma}$ , скорость распространения упругой волны -  $V_{\text{р.с.}}$ , плотность -  $\delta$  и др.

В лабораторной работе рассмотрено определение  $K_{\text{п}}$  пород методами нейтронного гамма-каротажа (НТК) и акустического каротажа (АК).

### 4.1. МЕТОД НЕЙТРОННОГО ГАММА-КАРОТАЖА

**ЗАДАНИЕ:** Определить  $K_{\text{п}}$  для выделенных пластов-коллекторов по данным метода нейтронного гамма-каротажа (НТК).

#### ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

Показания при нейтронном каротаже обусловлены эффектами взаимодействия потока нейтронов с ядрами элементов горных пород [5]. Исследования ведутся при помощи глубинного прибора, содержащего источник и индикатор нейтронов. Нейтроны не имеют

электрического заряда, не ионизируют среду и, следовательно, не теряют энергии при взаимодействии с электрическими зарядами электронов и ядер. Этим объясняется высокая проникающая способность нейтрона. Масса нейтрона близка к массе протона ( $1,66 \cdot 10^{-24}$  г), нейтрон - частица с массовым числом равным единице, и с зарядом, равным нулю.

Единственным фактором, влияющим на движение нейтронов, является их столкновение с ядрами атомов, которое проявляется в виде рассеяния нейтронов и захвата их ядрами атомов. В результате рассеяния происходит уменьшение энергии нейтрона и изменение направления его движения.

Различают неупругое и упругое рассеяние нейтронов. В случае неупругого рассеяния при столкновении нейтрона с ядром атома большая часть кинетической энергии расходуется на возбуждение рассеивающего ядра, что сопровождается значительным снижением энергии (скорости движения) нейтронов. Неупругое рассеяние происходит при больших энергиях нейтронов, порядка нескольких МэВ.

При энергии нейтронов от 1 МэВ до 1эВ преобладает упругое рассеяние, играющее основную роль в процессе замедления нейтронов. Упругое рассеяние вызывает перераспределение кинетической энергии между нейтроном и ядром (часть энергии нейтрона передается ядру), отклонение движения нейтрона от первоначального направления и снижение его энергии. Величина потери энергии при упругом рассеянии определяется массой ядра: чем меньше масса ядра, тем больше потеря энергии. Наибольшая потеря энергии бывает при столкновении нейтрона с ядром атома водорода, масса которого почти равна массе нейтрона.

В результате рассеяния быстрых нейтронов, испускаемых источником, происходит их замедление и превращение в надтепловые  $E_n = 1$  МэВ (Нейтронный метод по надтепловым нейтронам) и тепловые  $E_n = 0.0025$  эВ (Нейтронный метод по тепловым нейтронам), т.е. в конечном счете энергия нейтронов становится равной кинетической энергии теплового движения молекул. В горной породе замедляющая способность нейтрона определяется содержанием водорода в единице объема (водородосодержанием). Нейтроны, достигшие теплового состояния, продолжают двигаться (диффундировать) из областей большей плотности в области пониженной плотности, испытывая столкновения с ядрами элементов, в конечном результате происходит поглощение (захват) нейтрона ядром атома. Захват медленного нейтрона сопровождается испусканием гамма-квантов (радиационный захват), являющимся основной причиной вторичного гамма-излучения. Энергия гамма-лучей захвата колеблется в больших пределах и достигает 10 МэВ. При захвате нейтронов в ядре создается некоторый излишек энергии и оно приходит в возбужденное состояние. Переход в устойчивое состояние сопровождается испусканием гамма-квантов, число и энергия которых зависят от того, какому элемент соответствует ядро. На регистрации интенсивности радиационного или вторичного гамма-излучения основан нейтронный гамма метод (НКМ).

Методика определения коэффициента пористости по данным нейтронного гамма-каротажа  $K_n^{НКМ}$  основана на использовании индивидуальной зависимости показаний метода  $\Gamma^{NY}$  от коэффициента пористости. Поскольку водород присутствует, главным образом, во флюиде (нефте, газе, воде), заполняющем пустотное пространство породы, то величина сигнала непосредственно связана с количеством флюида, т.е. с пористостью. На каротажной кривой наблюдается  $\min$  интенсивности нейтронного гамма-излучения ( $I_{NY}$ ) - против пористых пластов (например глин) и  $\max$  - против плотных. Зависимость  $I_{NY} = f(K_n)$  близка к линейной в диапазоне измерения  $K_n$  от 3-5 до 25-40 % в полулогарифмической системе координат (рис.4), при этом показания нейтронного метода даны в единицах  $\Delta I_{NY}$  - относительного разностного параметра для чистых известняков, полностью насыщенных водой. Вычисление относительного разностного параметра проводят по следующей формуле:

$$\Delta I_{NY} = (I_{NY \text{ пл}} - I_{NY \text{ min}}) / (I_{NY \text{ max}} - I_{NY \text{ min}}), \quad (4.2)$$

где  $I_{\gamma \text{ min}}$  и  $I_{\gamma \text{ max}}$  - интенсивности радиационного  $\gamma$ -излучения в двух опорных средах с известным высоким и низким водородосодержанием;  $I_{\gamma \text{ пл}}$  - показания против изучаемого пласта.

Коэффициент пористости находится как абсцисса точки соответствующей кривой, ордината которой равна разностному параметру  $\Delta J_{\gamma}$  исследуемого пласта (рис.4). Полученный описанным способом коэффициент пористости по данным НГК характеризует «кажущуюся» или «известняковую» пористость (водородосодержание породы) и совпадает с истинной в чистом от примесей известняке. Если в породе содержатся примеси других минеральных компонентов, то истинная пористость вычисляется в общем случае из соотношения:

$$K_{\text{п}} = K_{\text{пнгк}}^{\text{изв}} - \sum \Delta K_{\text{пнгк}}^{\text{лит}} * K_i \quad (4.3)$$

где  $\Delta K_{\text{пнгк}}^{\text{лит}} * K_i$  - эквивалентное изменение водородосодержания по сравнению с таковым для чистого известняка за счет присутствия  $i$ -ой примеси,  $K_i$  - объемное содержание этой же примеси. Для примеси глинистого материала в известняке:

$$K_{\text{п}} = K_{\text{пнгк}}^{\text{изв}} - \Delta K_{\text{пнгк}}^{\text{гл}} * K_{\text{гл}} \quad (4.4)$$

где  $\Delta K_{\text{пнгк}}^{\text{гл}} = \omega_{\text{гл}}$  - водородосодержание глин (их «известняковая» пористость в предположении, что открытая пористость глин равна нулю), изменяющееся в пределах Саратовской области от 21-23% до 37-40%, должно уточняться в зависимости от территории и глубины залегания отложений.

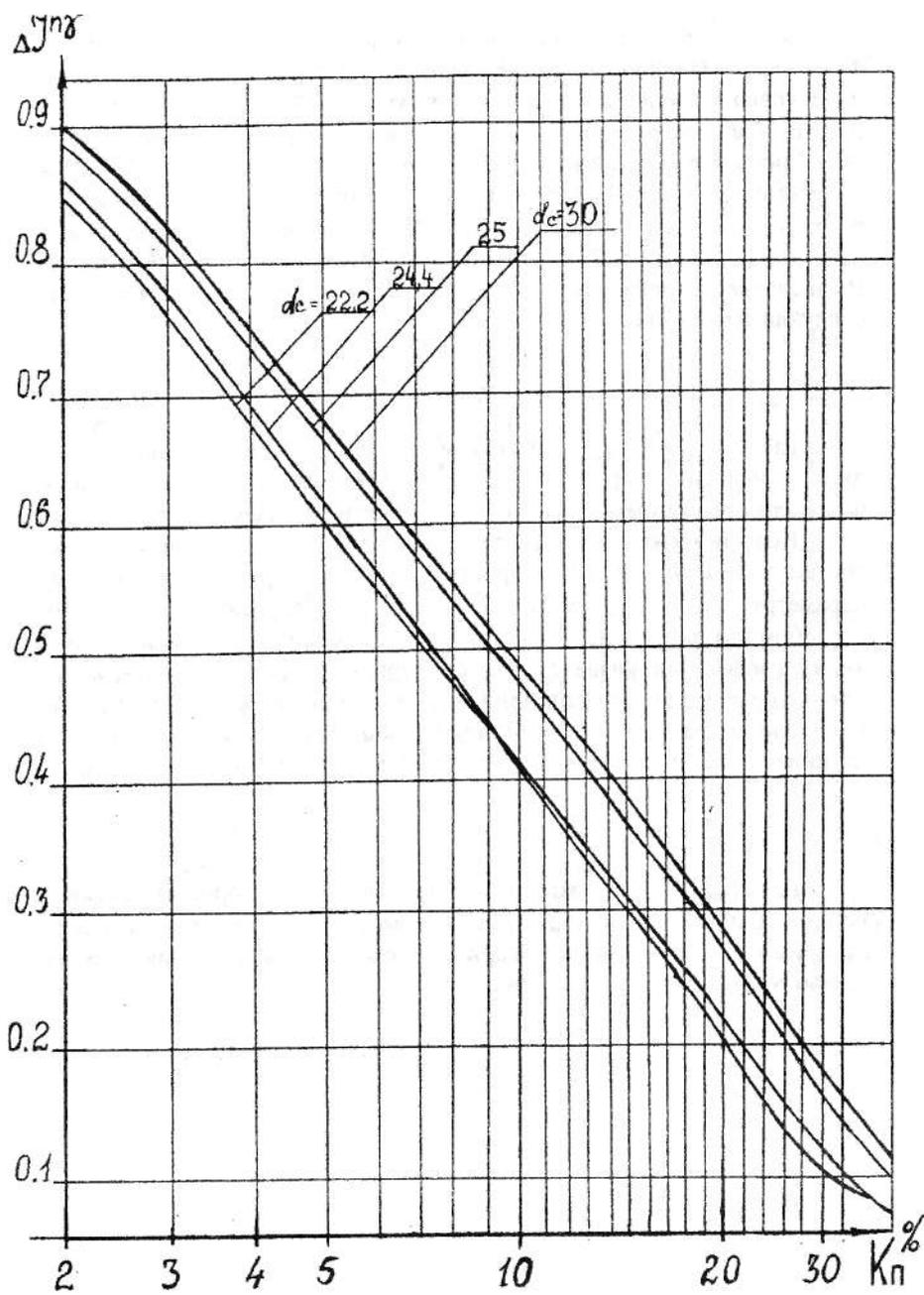


Рис.4. Зависимость разностного параметра от пористости известняков  $\Delta I = f(K_p)$ . Шифр кривых диаметр скважины  $d_c$  в см.

Для песчаников и доломитов соответствующие соотношения применяются в следующем виде для чистых разностей

$$K_{\text{пнгк}}^{\text{дол}} = \frac{K_{\text{пнгк}}^{\text{изв}} - \Delta K_{\text{пнгк}}^{\text{пес}}}{1 - \Delta K_{\text{пнгк}}^{\text{пес}}} \quad (4.5)$$

$$K_{\text{пнгк}}^{\text{дол}} = \frac{K_{\text{пнгк}}^{\text{изв}} - \Delta K_{\text{пнгк}}^{\text{дол}}}{1 - \Delta K_{\text{пнгк}}^{\text{дол}}} \quad (4.6)$$

и

$$K_{\text{п}} = \frac{(K_{\text{пнгк}}^{\text{изв}} - \Delta K_{\text{пнгк}}^{\text{пес}}) - (K_{\text{пнгк}}^{\text{гл}} - \Delta K_{\text{пнгк}}^{\text{пес}})K_{\text{гл}}}{1 - \Delta K_{\text{пнгк}}^{\text{пес}}} \quad (4.7)$$

$$K_{\text{п}} = \frac{(K_{\text{пнгк}}^{\text{изв}} - \Delta K_{\text{пнгк}}^{\text{дол}}) - (K_{\text{пнгк}}^{\text{гл}} - \Delta K_{\text{пнгк}}^{\text{дол}})K_{\text{гл}}}{1 - \Delta K_{\text{пнгк}}^{\text{дол}}} \quad (4.8)$$

для тех же глинистых разностей [ 9 ].

Литологические поправки для распространенных в разрезах Нижнего Поволжья песчаников и доломитов  $K_{\text{пнгк}}^{\text{пес}}$  и  $K_{\text{пнгк}}^{\text{дол}}$  определяются экспериментально по образцам коллекции «привязанного» к каротажу керна, либо расчетным путем.

Как следует из [ 9 ] для песчаников:

$$\begin{aligned} \Delta &= -0.03423 - 0.077K_{\text{п}}^{\text{нгк}}_{\text{изв}} \quad \text{при } 0 \leq K_{\text{п}}^{\text{нгк}}_{\text{изв}} \leq 0.075 \\ \Delta K_{\text{пнгк}}^{\text{пес}} &= -0.04 \quad \text{при } K_{\text{п}}^{\text{нгк}}_{\text{изв}} > 0.075 \end{aligned} \quad (4.9)$$

соответственно, для доломитов:

$$\begin{aligned} \Delta K_{\text{пнгк}}^{\text{дол}} &= 0.025 - 0.077 K_{\text{пнгк}}^{\text{изв}} + 12.3(K_{\text{пнгк}}^{\text{изв}})^2 - 116(K_{\text{пнгк}}^{\text{изв}})^3 + (K_{\text{пнгк}}^{\text{изв}})^4 - \\ &919(K_{\text{пнгк}}^{\text{изв}})^5 + 693(K_{\text{пнгк}}^{\text{изв}})^6 \quad \text{при } K_{\text{пнгк}}^{\text{изв}} \leq 0.4 \\ \Delta K_{\text{пнгк}}^{\text{дол}} &= 0.04 \quad \text{при } K_{\text{пнгк}}^{\text{изв}} > 0.4 \end{aligned} \quad (4.10)$$

При интерпретации данных ГИС необходимы сведения о составе скелета изучаемых пород, особенно в карбонатных разрезах. Это особенно важно, если при определении  $K_{\text{п}}$  по НГК используются опорные пласты с составом скелета, отличным от исследуемых пластов (например, известняки и доломиты или другие сочетания).

Для определения коэффициента общей пористости коллекторов со сложным минеральным составом в большинстве случаев используется комплекс методов ГТК, АК, НГК. При этом в каждом конкретном случае при постоянной плотности заполнителя  $\delta_3$  и определенном интервальном времени твердой фазы  $\Delta t_{\text{тв}}$  строятся специальные сопоставления (кросс-плоты) показаний методов для различных пород. На рисунке 5 в качестве примера приведен кросс-плот, рассчитанный для песчаника, известняка, доломита и ангидрита. При этом базовой кривой является кривая для известняка. При мономинеральном составе скелета, представленного одной из перечисленных компонент, связь между  $K_{\text{пнгк}}$  и  $\Delta t_{\text{АК}}$  выражается кривой для данного минерального состава (известняк, песчаник или доломит). Определение  $K_{\text{п}}$  сводится к нанесению точки с координатами  $\Delta t_{\text{п}}$  и  $K_{\text{п}}$ , которая ложится на кривую, характерную для рассматриваемого минерального состава.

Отклонение точки в этом случае может произойти только из-за влияния глинистости, которая также может быть учтена вышеописанными способами.

При биминеральном составе скелета (известняк с примесью доломита или песчаника) определяются коэффициент общей пористости с учетом литологии и процентное содержание другой компоненты  $C_{\text{дол}}$  ( $C_{\text{пес}}$ ). В этом случае точка характеризуется  $K_{\text{пист}}$  и  $\Delta t_{\text{ск}}$ . Степень доломитизации или песчаности устанавливается по положению точки на графике путем интерполяции между двумя кривыми, соответствующими чистым разностям.

#### РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РАБОТЫ

1. Выделить на диаграмме НГК опорные пласты с min и max значениями  $I_{\text{пг}}$ , снять отсчеты.
2. Снять показания  $I_{\text{пг}}$  против исследуемых пластов.
3. Вычислить значение разностного параметра  $\Delta I_{\text{пг}}$  по формуле (4.1).
4. Определить известковую пористость  $K_{\text{п}}^{\text{общ}}$  по зависимости на рис.4.
5. Ввести поправку за глинистость по формуле (4.2) и литологию по формуле (4.7), для чего определить литологию пласта по комплексной палетке (рис.5).

#### ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

В отчете по лабораторной работе следует указать глубину залегания опорных пластов и значения их интенсивности, привести расчеты разностного параметра,  $K_{\text{п}}^{\text{общ}}$ , а затем значения  $K_{\text{п}}^{\text{исп}}$  исправленное за глинистость и литологию.

Полученные значения коэффициента пористости занести в таблицу № 1, столбец 8 (в числитель).

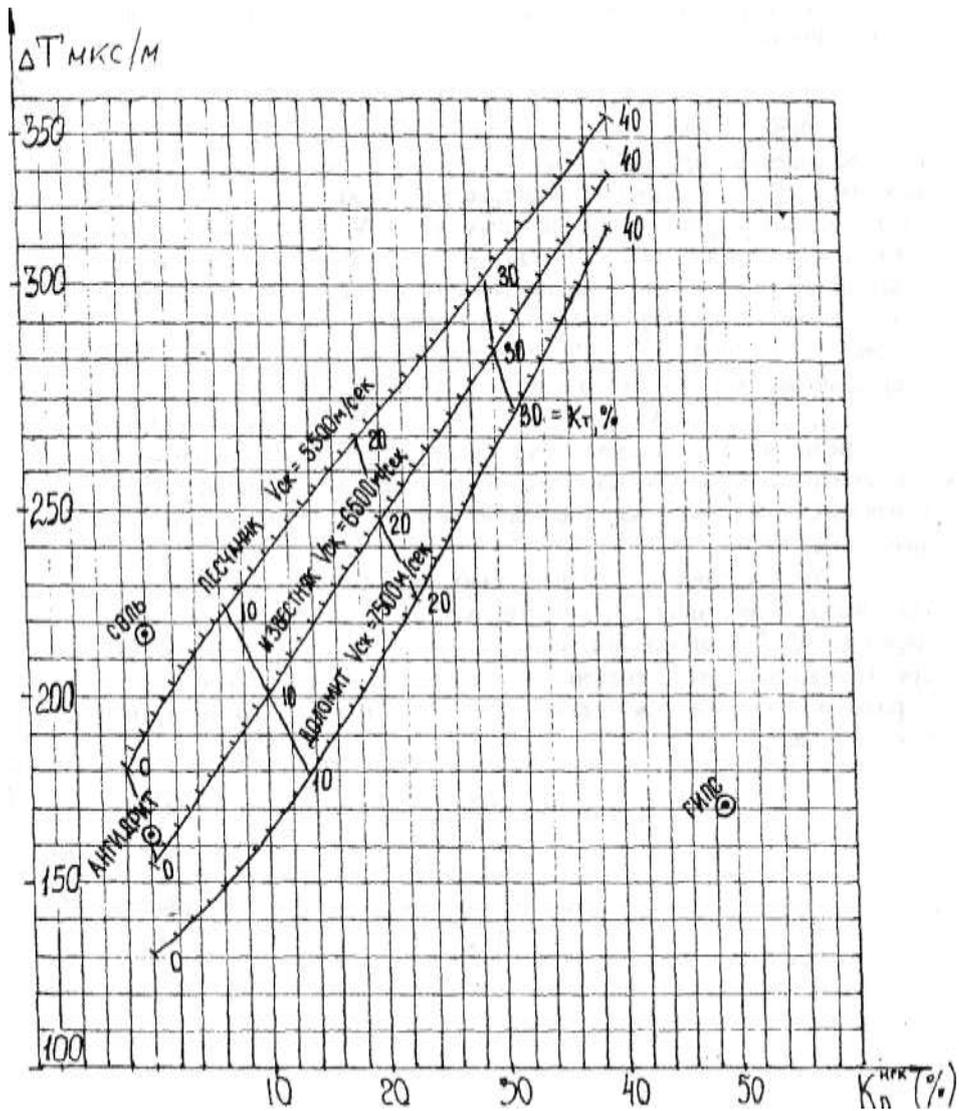


Рис.5. Кросс-плот  $\Delta T - K_{п}^{нрк}$  для определения состава скелета пород и коэффициента общей пористости  $K_{п}^{обр}$

#### 4.2. МЕТОД АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

ЗАДАНИЕ: Определить  $K_{п}$  для исследуемых пластов-коллекторов по акустическому методу.

##### ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

Определение  $K_{п}$  по данным АК основано на различии скорости распространения упругой волны ( $V_p$  или  $V_3$ ) в скелете породы и в заполняющей пустотное пространство жидкости. Скорость распространения упругих продольных волн  $V_p$  в горных породах зависит от их минерального состава и структуры. При исследовании скважин акустическими методами одним из основных параметров, который регистрируется аппаратурой, является интервальное время пробега продольной волны  $\Delta T_p$ , выраженное в мкс/м и связанное со скоростью распространения волны  $V_p$  (м/с) соотношением:

$$\Delta T_p = 10^6 / V_p \quad (4.8)$$

Величина  $\Delta T$  возрастает с увеличением пористости породы при прочих равных условиях. На диаграммах метода АК пористые породы отмечаются максимальными показаниями, плотные - минимальными значениями  $\Delta T$ .

Среди различных аналитических и эмпирических выражений связывающих величину  $\Delta T$ , регистрируемую в скважине, и искомый параметр  $K_{п}^{AK}$ , наибольшее распространение получило уравнение среднего времени [6.7], которое справедливо для упрощенной модели породы (мономинеральный скелет и флюид, заполняющий пустотное пространство):

$$\Delta T_p = (1 - K_{п}) * \Delta T_{ск} + K_{п} * \Delta T_{ж} \quad (4.9)$$

откуда

$$K_{п} = \frac{(\Delta T - \Delta T_{ск})}{(\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск})} \quad (4.10)$$

где  $\Delta T_{ск}$  и  $\Delta T_{ж}$  – интегральное время пробега волны в минеральном скелете жидкости.

Наиболее надежный путь получения  $K_{п}$  по диаграммам  $\Delta T$  заключается в использовании экспериментальных петрофизических связей между  $\Delta T$  и  $K_{п}$ , полученных для конкретных объектов с учетом термобарических условий и физических свойств разреза (рис. 6). Зная  $\Delta T$  и литологию исследуемого пласта можно определить его пористость. Однако, полученное значение пористости  $K_{п}$  будет отличаться от его истинного значения, т.к. все вышеизложенное справедливо для неглинистых и слабogliнистых межзерновых коллекторов. При значительном содержании глинистого материала в коллекторе значения  $\Delta T$ , оказываются существенно завышенными.

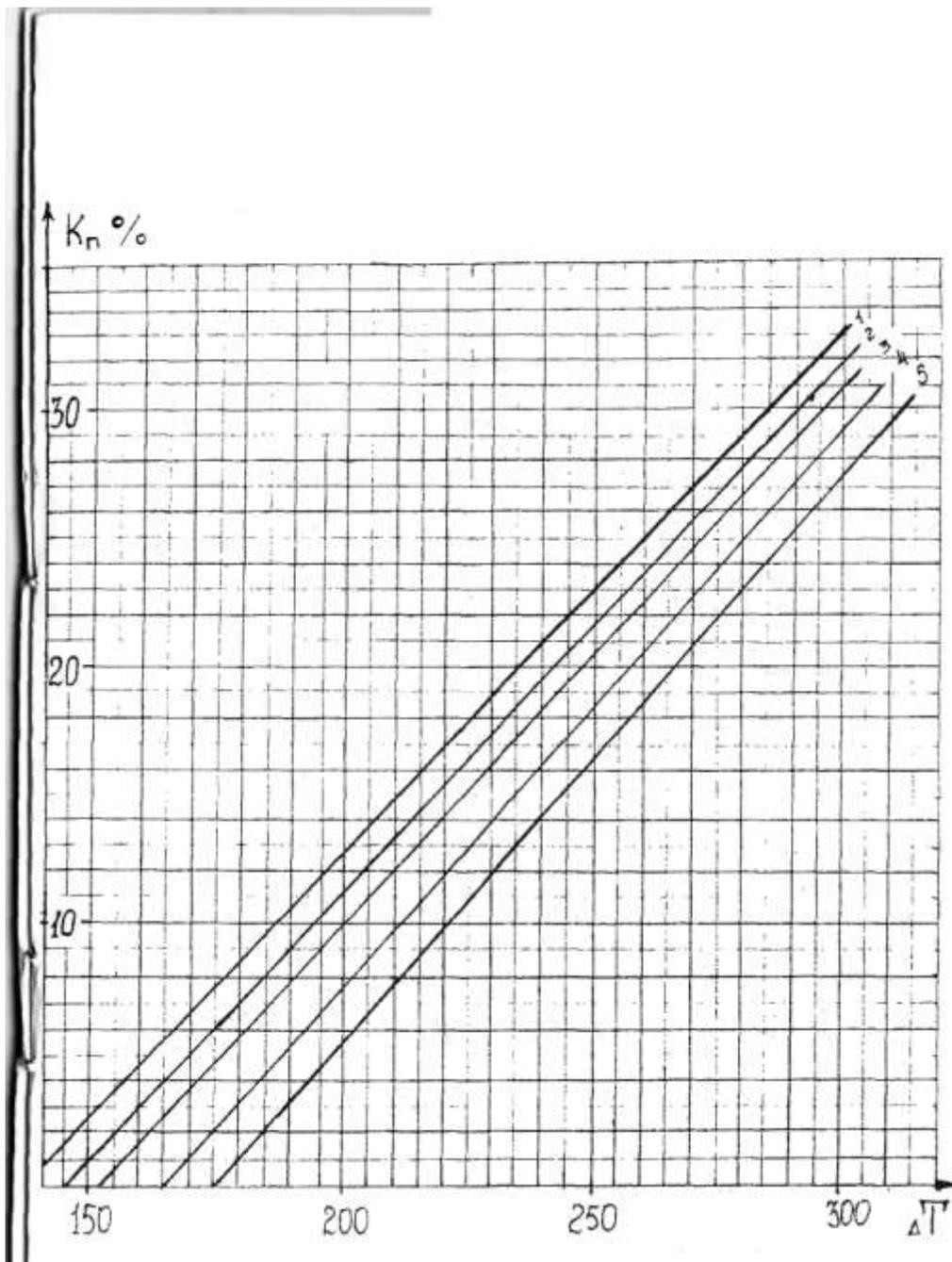


Рис.б. Номограмма для определения  $K_n$  по данным акустического метода  $\Delta T = f(K_n)$ , пресный раствор, где 1-доломит; 2-доломит+известняк; 3-известняк; 4-песчаник с карб. цементом; 5-песчаник

Для породы с рассеянной глинистостью уравнение среднего времени пишут в виде:

$$\Delta T = (1 - K_{п} - K_{гл}) * \Delta T_{ск} + K_{п} * \Delta T_{ж} + K_{гл} * \Delta T_{гл} \quad (4.12)$$

где  $\Delta T_{ск}$  и  $K_{гл}$  интервальное время в глинистых частицах и объемная глинистость коллектора.

Пористость глинистого коллектора рассчитывается по формуле:

$$K_{п} = (\Delta T - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}) - K_{гл} * (\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}) \quad (4.13)$$

При определении  $K_{п}$  по петрофизической зависимости  $\Delta T = f(K_{п})$  (рис.6) поправка за глинистость вносится непосредственно в величину  $K_{п}^{AK}$

Истинное значение  $K_{п}$  определяется по формуле:

$$\Delta T = K_{п}^{AK} - K_{гл} * (\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}) \quad (4.14)$$

## РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РАБОТЫ

1. Снять значения  $\Delta T$  против выделенных пластов – коллекторов.

2. Определить пористость выделенных пластов по зависимости на рис.6, если использование зависимости  $\Delta T = f(K_{п})$  невозможно из-за высоких значений  $\Delta T$  ( $\Delta T > 300$  мкс/м) следует использовать для расчетов формулу (5.2).

При этом принимают:

- для песчаников  $\Delta T_{ск} = 170$  мкс/м (цементированный) или  $\Delta T_{ск} = 182$  мкс/м (рыхлый);

- для известняков  $\Delta T_{ск} = 156$  мкс/м;

- для доломитов  $\Delta T_{ск} = 144$  мкс/м;

- для глин  $\Delta T_{ск} = 350$  мкс/м (на диаграмме снять отсчет  $\Delta t_{гл}$  против пласта глин или среднее по нескольким пластам глин);

- для жидкости  $\Delta T_{ск} = 570$  мкс/м.

3. Ввести поправку за глинистость по формуле (4.14).

4. Результаты вычислений занести в табл. №1 (столбец 8, знаменатель).

5. Выбрать принятое значение  $K_{п}$

## ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

В отчете по лабораторной работе необходимо: указать значения  $\Delta T$  снятые с диаграммы АК против исследуемых пластов; представить значения  $K_{п}$  полученные по зависимости  $\Delta T = f(K_{п})$  или расчетным путем по формуле (5.3); показать значения  $K_{п}^{исп}$  исправленные за влияние глинистости.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №5

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

**ЦЕЛЬ РАБОТЫ:** Закрепление теоретических знаний, полученных на лекциях; приобретение практических навыков вычисления коэффициента нефтегазонасыщения ( $K_{нг}$ ) по материалам ГИС.

**ЗАДАНИЕ:** Вычислить коэффициент нефтегазонасыщения для выделенных ранее пластов-коллекторов, используя данные таблицы №1.

## ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

По определению [3,4] коэффициент нефтегазонасыщенности представляет собой долю объема пор, занятую нефтью и газом, и численно равен отношению объема пор, занятых нефтью и газом, к суммарному объему пор:

$$K_{нг} = \frac{V_{нг}}{V_{пор}} \quad (5.1)$$

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

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

$$K_n + K_g + K_v = 1 \quad (5.2)$$

или

$$K_{нг} + K_v = 1 \quad (5.3)$$

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности ( $K_{нг}$ ) по удельному сопротивлению породы ( $\rho_n$ ) основано на связях между параметром насыщения ( $P_n$ ) и коэффициентом водонасыщения ( $K_v$ ,  $K_{во}$ ). Эти связи выражаются уравнениями Арчи и имеют вид:

$$P_n = \frac{a}{K_n^m} \quad (5.4)$$

$$P_n = \frac{b}{K_a^n} \quad (5.5)$$

где  $P_n = \rho_{вп} / \rho_v$  - относительное сопротивление, а  $P_n = \rho_{нп} / \rho_{вп}$  - коэффициент увеличения сопротивления.

Оба параметра  $P_n$  и  $P_n$  имеют в некотором роде одинаковый смысл - коэффициента увеличения сопротивления: первый за счет замены части воды породой (скелетом), второй - за счет замены части воды в порах нефтью или газом. Именно поэтому связи  $P_n = f(K_n)$  и  $P_n = f(K_v)$  описываются одинаковыми (по структуре) уравнениями (рис. 7,8,9). Значения констант **a** и **b**, а также показателей степени **n** и **m** устанавливаются экспериментально для данного типа коллектора, с учетом его текстурных и структурных особенностей. Величина показателя **n** определяется главным образом характером смачиваемости, но также зависит и от степени глинистости коллектора. В гидрофильных глинистых коллекторах его величина составляет 1.3 - 1.8, в чистых и слабоглинистых  $n = 1.8 - 2.0$ . В карбонатных коллекторах может наблюдаться некоторое уменьшение **n** до 1.6, а в кавернозных даже до значений меньше 1 [1]. В гидрофобных коллекторах показатель **n** имеет повышенные значения от 2.5 до 5. Достоверность определения  $K_v$  ( $K_{во}$ ), помимо обоснованности зависимостей  $P_n = f(K_v)$  и  $P_n = f(K_n)$ , зависит также от точности определения удельного электрического сопротивления.

При выполнении обоих условий, достоверности петрофизических зависимостей и надежности определения удельного электрического сопротивления, коэффициент водонасыщенности вычисляется по формуле:

$$K_B = \sqrt[n]{b * P_{\text{вп}} / \rho_{\text{п}}} = \sqrt[n]{b * P_{\text{п}} * \rho_{\text{в}} / \rho_{\text{п}}} = \sqrt[n]{a * b * K_{\text{п}}^{-m} * \rho_{\text{в}} / \rho_{\text{п}}} \quad (5.6)$$

В приведенное уравнение входят определяемые в процессе интерпретации величины  $K_{\text{п}}$  (по данным каротажей пористости),  $\rho_{\text{в}}$  (по данным эмпирической зависимости  $\rho_{\text{в}} = f(H)$  (рис.7), построенной для данного региона) и  $\rho_{\text{п}}$ . Константы **a** и **b** определяются при построении зависимостей  $P_{\text{н}} = f(K_{\text{в}})$  и  $P_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$  (рис. 8,9).

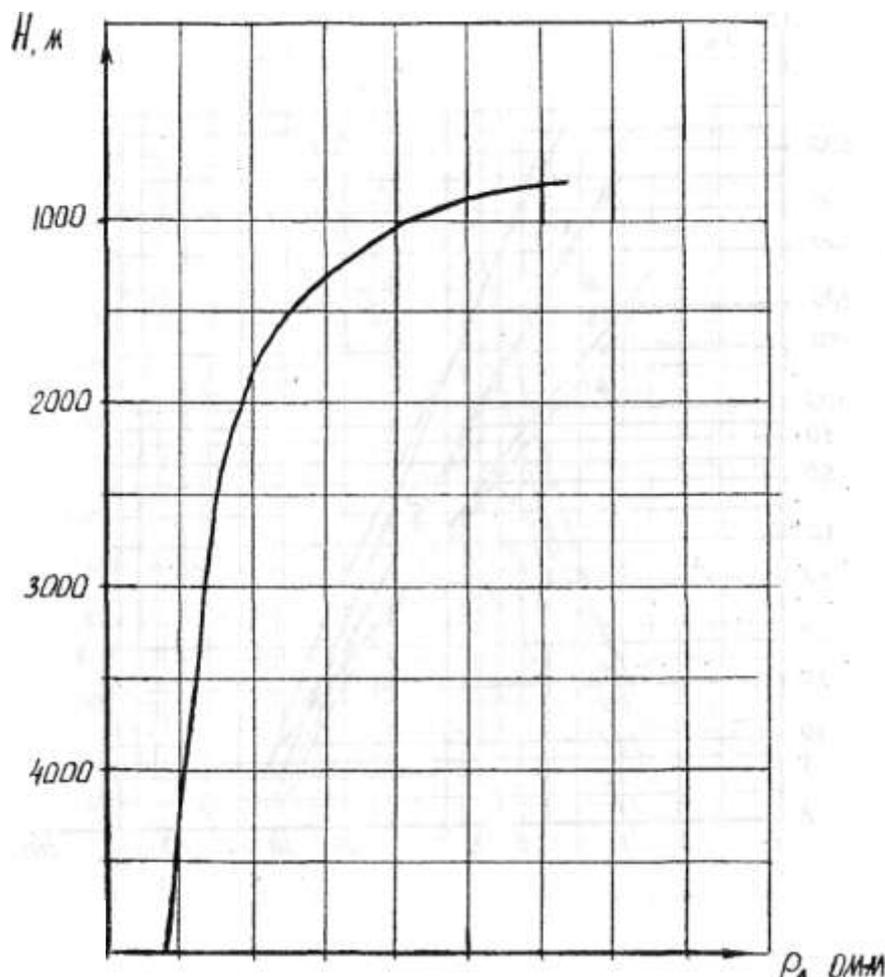


Рис.7. Номограмма для определения удельного сопротивления пластовой воды  $\rho_{\text{в}}=f(H)$  по И.Е. Эйдмангу для северо-западной части Приобортовой зоны Прикаспийской впадины

Использование приведенных формул дает хорошие результаты для гидрофильных терригенных и карбонатных коллекторов с межзерновой пористостью. Отличие изучаемых

коллекторов от принятой модели (гидрофобность, глинистость, наличие вторичной пористости) ведет к необходимости учета названных факторов как в уравнениях, связывающих  $K_v$  с соответствующими параметрами, так и к необходимости учета этих факторов при оценке удельного электрического сопротивления ( $\rho_{\pi}$ ).

### РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РАБОТЫ.

Для определения коэффициента нефтегазонасыщения  $K_{нг}$  пласта-коллектора по удельному сопротивлению породы  $\rho_{\pi}$  необходимо:

1. Выбрать зависимость параметра пористости от коэффициента пористости (рис.8 или 9) с учетом литологии и возраста исследуемых пород. Возраст исследуемых отложений дается преподавателем, а значения  $K_{\pi}$  и литологии берутся из таблицы № 1),

2. Определить удельное сопротивление пластовой воды  $\rho_v$  по эмпирической зависимости  $\rho_v = f(H)$ , построенной для северо - западной части прибортовой зоны Прикаспийской впадины (рис. 7).

3. Рассчитать величину коэффициента водонасыщения по формуле (5,6) считая, что константы **a** и **b** =1, а показатель степени **n** = 2. Значение  $\rho_{\pi}$  берется из таблицы №1, столбец 7.

$$K_v = \sqrt{P_{\pi} * \rho_v / \rho_{\pi}}$$

5. Вычислить значение коэффициента нефтегазонасыщения по формуле:

$$K_{нг} = (1 - K_v) * 100\%$$

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

### ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ.

В отчете по лабораторной работе по каждому исследуемому пласту привести вычисленные значения  $P_{\pi}$ ,  $K_v$ ,  $K_{нг}$ . Результаты вычислений  $K_{нг}$  и характера насыщения заносятся в таблицу № 1 столбец 12 и 13.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.

1. Басин Я.М., Новгородев В.А., Петерсилье В.И. Оценка подсчетных параметров газовых и нефтяных залежей в карбонатном разрезе по геофизическим данным. - М.: Недра, 1987.-160с.
2. Вендельштейн Б.Ю., Золоева Г.М., Царева Н.В. и др. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа.-М.:Недра, 1985.-248с.
3. Вендельштейн Б.Ю., Ларионов В.В., Использование данных промысловой геофизики при подсчете запасов нефти и газа. -М.:Недра,1964.-198с.
4. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. -М.:Недра,1989. - 250с.
5. Геофизические исследования скважин [Текст] : учебник / под ред. В. М. Добрынина, Н. Е. Лазуткиной. - М. : Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. - 397, [3] с.
6. Добрынин, Валерий Макарович. Петрофизика. (Физика горных пород) [Текст] : учеб. для студентов вузов, обучающихся по специальностям "Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых" и "Геофизические методы исследования скважин" направления подгот. дипломир. специалистов "Технологии геологической разведки" / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников ; под ред. Д. А. Кожевникова. - 2-е изд., перераб. и доп. - М. : Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. - 367, [1] с.
7. Итенберг С.С. Интерпретация результатов каротажа скважин. -М.:Недра,1978.-389с.
8. Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. Акустический метод исследования скважин. -М., Недра, 1978, 320с.
9. Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов З.П., Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. -М.:Недра,1975.-272с.
10. Шерман Г.Х. Временное методическое руководство по обработке и интерпретации данных ГИС с использованием универсального графа. -Саратов, ОАО«Саратовнефтегаз» Научный центр, 1999.