

М. Г. Латышова
В. Г. Мартынов
Т. Ф. Соколова

УЧЕБНИК

практическое
руководство
по интерпретации
данных ГИС



РГУ нефти и газа
имени И. М. Губкина

«Развитие инновационных профессиональных компетенций в новой среде обучения — виртуальной среде профессиональной деятельности».

**М. Г. Латышова
В. Г. Мартынов
Т. Ф. Соколова**

ПРАКТИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС

Допущено Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию и Учебно-методическим объединением по образованию в области прикладной геологии в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальностям направления подготовки дипломированных специалистов 130500 “Нефтегазовое дело”, 130200 “Технологии геологической разведки” по специальностям 130201 “Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых” и 130202 “Геофизические методы исследования скважин”



УДК 550.83.001.2:553.8(075.8)

ББК 26.2

Л27

Рецензенты:

канд. техн. наук, профессор *В.С. Зинченко*
(заведующий кафедрой сейсмических и скважинных методов РГГРУ
им. Серго Орджоникидзе, декан геофизического факультета РГГРУ
им. Серго Орджоникидзе, профессор кафедры общих геофизических методов),
д-р техн. наук, профессор *А.М. Блюменцев*
(заведующий лабораторией метрологии и стандартизации информационных
технологий ФГУП ГНЦ РФ «ВНИИГеосистем»)

Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф.

Л27 Практическое руководство по интерпретации данных
ГИС: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-
Бизнесцентр», 2007. – 327 с.: ил.
ISBN 978-5-8365-0299-7

Рассмотрены приемы индивидуальной и комплексной интерпретации методов геофизических исследований скважин. В части индивидуальной интерпретации описаны приемы обработки и интерпретации диаграмм отдельных методов ГИС, включая традиционно применяемые и современные методы, используемые в нефтегазовой промышленности. В части комплексной интерпретации охарактеризованы апробированные методы и современные способы построения разрезов скважин, выделения продуктивных коллекторов, определения эффективной толщины, коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, глинистости и проницаемости. Рассмотрены способы комплексного решения перечисленных задач для коллекторов с различным типом структуры емкостного пространства – межзернового и сложного трещинно-каверново-порового со сложным составом скелета. Описанные приемы предназначены для обучения студентов в виртуальной среде профессиональной деятельности, максимально приближенной к реальной деятельности специалиста. Учебное пособие содержит примеры решения типовых задач, применяемых в промышленности для выделения коллектора и оценки его свойств.

Для студентов вузов, обучающихся по направлению «Технологии геологической разведки», бакалавров и магистров по направлению подготовки «Геология и разведка полезных ископаемых» и «Нефтегазовое дело», а также инженеров и научных работников, занимающихся обработкой и интерпретацией методов ГИС для решения широкого круга задач нефтепромысловой геологии и геофизики.

Данное издание является собственностью РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина и его воспроизведение (воспроизведение) любыми способами без согласия университета запрещается.

ISBN 978-5-8365-0299-7

© Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф., 2007
© Российский государственный университет нефти и
газа имени И.М. Губкина, 2007
© Оформление. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007
© Голубев В.С., оформление серии, 2007

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	6
Глава I. Интерпретация диаграмм электрических методов	7
§ 1. Удельное электрическое сопротивление пластовых вод, буровых растворов и горных пород, насыщенных водой, нефтью и газом	7
Способы изображения химического состава пластовых вод и оценка их удельного сопротивления	7
Удельное сопротивление промысловых жидкостей	13
Удельное сопротивление водоносных пород и его оценка для заданного разреза	16
Удельное сопротивление нефтегазоносных пород и его оценка для заданных типов коллекторов	25
§ 2. Характеристика объектов исследования в скважинах	30
§ 3. Кажущееся удельное сопротивление, регистрируемое в скважине	35
Кажущееся удельное сопротивление для нефокусированных градиент-и потенциал-зондов	37
Кажущееся удельное сопротивление для фокусированных зондов (экранированных и индукционных)	40
§ 4. Определение границ пластов по диаграммам кажущегося сопротивления	45
Определение границ пластов по диаграммам потенциал-зондов	45
Определение границ пластов по диаграммам градиент-зондов	46
Определение границ и оценка характера пластов по диаграммам нефокусированных микрозондов	51
Изучение разрезов скважин с помощью микроэлектрического сканирующего устройства	52
Определение границ пластов по диаграммам экранированных зондов	54
Определение границ пластов по диаграммам кажущейся электропроводности индукционных зондов	55
§ 5. Определение удельного сопротивления пластов по данным бокового электрического зондирования (БЭЗ)	57
Первичная обработка данных БЭЗ. Выделение объектов интерпретации	57
Построение фактической кривой зависимости $\rho_k = f(AO)$	57
Установление типа фактической кривой зондирования	58
Интерпретация двухслойных кривых зондирования в пластах большой толщины ($h > 5+6$ м)	62
Интерпретация трехслойных кривых зондирования в случае проникновения, повышающего сопротивление пласта ($\rho_p < \rho_{эл} > \rho_{г}; h > 5+6$ м)	64
Интерпретация трехслойных кривых зондирования в случае проникновения, понижающего сопротивление пласта ($\rho_p < \rho_{эл} < \rho_{г}; h > 6+7$ м)	71
Интерпретация кривых зондирования в пластах ограниченной толщины	72
Уточнение сопротивления глинистого раствора по данным БЭЗ	76
Определение удельного сопротивления пород по диаграммам одиночных оптимальных зондов	76
§ 6. Определение удельного сопротивления по диаграммам разнотипных и разноглубинных зондов	79
Предварительная обработка диаграмм фокусированных зондов	80

Экранированные зонды	80
Индукционные зонды	82
Определение удельного сопротивления зоны проникновения $\rho_{эл}$ (промытого пласта $\rho_{пл}$)	88
Определение ρ_n и D по однозондовым сводным палеткам	88
Определение ρ_n и D по двухзондовым палеткам	91
Определение ρ_n , $\rho_{эл}$, D по трехзондовым палеткам	92
Определение ρ_n , $\rho_{эл}$ и D по изорезистивной методике	94
Определение электрических свойств пород по данным ВИКИЗ	95
§ 7. Метод диэлектрической проницаемости	105
Глава II. Интерпретация диаграмм метода потенциалов собственной поляризации	113
§ 8. Величина статической амплитуды СП для заданных свойств пород и условий в скважине	113
Диффузионная компонента СП	113
Фильтрационная компонента СП	122
§ 9. Теоретические кривые СП	124
§ 10. Качественная и количественная интерпретация диаграмм СП	126
Глава III. Интерпретация диаграмм радиометрии скважин	133
§ 11. Предварительная обработка диаграмм	133
§ 12. Метод естественного гамма-излучения (ГМ)	135
Естественная радиоактивность осадочных пород и промывочных жидкостей	135
Связь интенсивности естественного гамма-излучения, регистрируемого в скважине, с радиоактивностью горных пород	138
Схема интерпретации диаграмм метода естественной радиоактивности	140
Спектрометрия естественного гамма-излучения	147
§ 13. Метод рассеянного гамма-излучения	152
Плотностной гамма-гамма-метод	152
Селективный гамма-гамма-метод	160
§ 14. Нейтронные методы	164
Стационарные нейтронные методы (НГМ, ННМ-Т и ННМ-НТ)	164
Интерпретация диаграмм, полученных однозондовыми нейтронными приборами	170
Интерпретация диаграмм, полученных двухзондовыми нейтронными приборами	182
Импульсные нейтронные методы	185
Интерпретация диаграмм, полученных однозондовыми ИНМ	186
Интерпретация диаграмм, полученных двухзондовыми ИНМ	189
Интерпретация данных ИНГМ-С и комплекса ядерно-физических методов (ЯФМ)	190
Глава IV. Интерпретация диаграмм методов акустического и ядерно-магнитного резонанса	197
§ 15. Акустический метод	197
Интерпретация диаграмм акустического метода	203
Интерпретация результатов исследований широкополосной модификации акустического метода	208
§ 16. Метод ядерно-магнитного резонанса	217
Глава V. Построение разрезов скважин. Выделение коллекторов и оценка их продуктивности по данным методов ГИС	222
§ 17. Условия вскрытия разрезов скважин и их влияние на комплекс геофизических исследований	223
§ 18. Типы изучаемых разрезов и коллекторов	225
§ 19. Составление литологического разреза скважин по данным комплекса основных геофизических методов	228

§ 20. Выделение коллекторов и определение эффективной толщины межзерновых коллекторов.....	233
Терригенный разрез.....	233
Карбонатный разрез.....	236
§ 21. Определение характера насыщения межзерновых коллекторов.....	240
Тонкослоистый коллектор.....	250
Определение характера насыщения межзерновых коллекторов по данным ОПК и ГДК.....	252
Определение эффективной толщины $h_{\text{эф}}$ продуктивного коллектора.....	253
Выделение продуктивных интервалов способом нормализации кривых ГИС.....	262
§ 22. Выделение и оценка характера насыщения сложных коллекторов.....	264
Трещинный коллектор.....	265
Кавернозно-трещинный коллектор.....	269
Коллекторы смешанного типа.....	272
Коллектор со сложной структурой матрицы.....	274
§ 23. Определение коэффициентов пористости и глинистости.....	278
Определение коэффициентов глинистости.....	278
Определение коэффициентов пористости.....	278
Определение коэффициентов межзерновой пористости по данным метода сопротивлений.....	279
Определение коэффициента пористости газонасыщенного коллектора.....	282
Определение коэффициента общей пористости в коллекторах со сложным минеральным составом скелета.....	285
Определение вторичной пористости по данным комплексной интерпретации диаграмм НМ (или ГГМ) и акустического метода.....	290
Определение трещинной пористости по данным метода сопротивлений или комплексной интерпретации.....	291
Определение пористости методом СП.....	293
§ 24. Определение коэффициента нефтегазонасыщения коллекторов.....	297
Определение $k_{\text{нг}}$ по данным метода сопротивлений.....	297
Определение k_r по диаграммам нейтронных методов со стационарным источником.....	300
Раздельное определение $k_{\text{н}}$ и k_r в коллекторах с трехфазным насыщением.....	301
§ 25. Схема оценки достоверности определения коэффициента нефтегазонасыщенности по параметру насыщения.....	303
§ 26. Определение коэффициента проницаемости.....	309
Определение $k_{\text{пр}}$ по данным метода сопротивлений.....	310
Определение $k_{\text{пр}}$ по диаграммам СП и ГМ.....	311
Определение $k_{\text{пр}}$ по статистическим связям, полученным на основании исследования образцов керна.....	313
Определение эффективной проницаемости по данным ГДК.....	314
Определение проницаемости трещиноватых коллекторов.....	314
Глава VI. Интерпретация результатов газометрии скважин.....	316
Список литературы.....	324
Предметный указатель.....	326



ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящая работа является учебным пособием для практических работ по курсу «Интерпретация результатов геофизических исследований скважин» по специальностям «Геофизические методы поисков и разведки» и «Геология нефти и газа».

Некоторые материалы, изложенные в практикуме, могут представлять интерес также для работников интерпретационной службы производственных и научно-исследовательских организаций. Пособие не претендует на полное изложение курса интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС); оно посвящено главным образом детальному изучению разрезов нефтяных и газовых скважин. Особое внимание уделяется вопросам количественной интерпретации данных отдельных геофизических методов стандартного комплекса, применяемого в данное время в нефтяной и газовой промышленности. Помимо методов стандартного комплекса ГИС, в пособии приведены способы обработки и интерпретации, а также возможности использования некоторых современных методов исследования скважин.

Для прохождения практикума требуется предварительное ознакомление с основной литературой [3, 5, 6, 8, 9, 13, 15, 19, 20], в которой дается подробное изложение изучаемого предмета. При изучении разделов, посвященных методам определения удельного электрического сопротивления пород и комплексной интерпретации диаграмм, необходимо использовать комплекты соответствующих палеток и номограмм [1, 11, 12, 18, 22, 24, 25].

Авторы выражают глубокую благодарность всем работникам промыслово-геофизической службы, которые помогли собрать ценные учебные материалы, использованные в практикуме.

Глава I

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИАГРАММ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

§ 1. УДЕЛЬНОЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ПЛАСТОВЫХ ВОД, БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ГОРНЫХ ПОРОД, НАСЫЩЕННЫХ ВОДОЙ, НЕФТЬЮ И ГАЗОМ

СПОСОБЫ ИЗОБРАЖЕНИЯ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПЛАСТОВЫХ ВОД И ОЦЕНКА ИХ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

Электропроводность и удельное электрическое сопротивление осадочных горных пород определяются наличием в поровом пространстве породы природной воды. Поскольку твердая часть пород – главные породообразующие минералы – практически не проводит тока, удельное электрическое^{*)} сопротивление пород при прочих равных условиях пропорционально удельному сопротивлению поровой или пластовой воды ρ_v .

Пластовые воды нефтяных и газовых месторождений представляют собой сложные растворы электролитов. Наиболее распространенными солями, встречающимися в пластовых водах большинства нефтяных месторождений, являются хлориды натрия, кальция и магния. Реже встречаются сульфатно-натриевые воды и еще реже гидрокарбонатно-натриевые. В них, кроме NaCl, в значительном количестве присутствует Na_2SO_4 либо NaHCO_3 .

Химический состав вод изображается в весовой ионной форме – исходя из предположения, что все соли, растворенные в воде, полностью диссоциируют на ионы. При анализе определяется содержание в миллиграммах каждого вида ионов в 100 см^3 пробы воды. Кроме весовой чаще используется эквивалентная форма представления анализа. В этом случае находится содержание в миллиграмм-эквивалентах каждого вида ионов в 100 см^3 пробы воды (табл. 1).

^{*)}Для сокращения текста в дальнейшем слово «электрическое» опускаем.

Данные анализов вод по нефтяным и газовым месторождениям

Месторождение или тип разреза	Возраст пород	Плотность воды, 10^3 кг/м^3	Концентрация ионов, мг-экв/100 см ³					$C_{\text{г}}$, ³ кг/м ³	Тип воды	t , °C	$\rho_{\text{в}}$, Ом·м
			Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺			
Соколовогорское	Средний девон	1,19	508,21	0,808	0,100	346,238	124,85	38,03	-	Хлоркальциевый	45
<i>Башкирия и Татария</i>											
Туймазинское	Яснополянский подъярус	1,172	440,18	0,26	0,02	333,79	58,89	47,78	-	Хлоркальциевый	20
Ромашкинское	Турнейский ярус Девон	1,149 1,186	411,79 472,86	2,15 -	- 0,02	317,45 325,85	60,12 115,86	36,37 31,07	-	То же »	20-25 35-40
Туймазинское	»	1,196	490,36	0,1	-	308,67	139,93	41,86	-	»	35-40
Шкаповское	»	1,192	463,69	0,05	-	256,32	180,00	27,42	-	»	40
<i>Ставропольский край</i>											
Александровское	Эоцен	-	47,76	0,339	2,113	48,85	0,71	0,352	-	Гидрокарбонатно-натриевый То же	50-60 50
	Палеоген	-	0,513	0,003	0,34	0,73	0,056	0,07	-	»	
Северо-Ставропольское	Хадумский го-ризонт	-	37,683	0,497	1,452	38,680	0,515	0,437	-		
<i>Терско-Дагестанская область</i>											
Озек-Суатское	Нижний мел	-	187,101	0,048	0,280	131,721	51,794	3,914	-	Хлоркальциевый	140-150

Старогрозненское	Верхний мел	-	8,16	2,6	2,4	11,65	1,35	0,16	-	Гидрокар- бонатно- натриевый	85
Карабулак	Нижний мел	-	116,91	1,02	0,24	106,16	9,36	2,65	-	То же	90
Тюменская область											
Нижневартовский	Нижний мел Нижняя юра	- 1,018	42 41,35	- 0,008	0,44 1,49	34,42 37,460	7,76 3,547	0,26 1,841	17-36 25,24	» Хлоркаль- циевый	60-70 60-70 80
Сургутский	Нижний мел Юра	- -	- 26,97	- 0,28	- 6,91	- 32,01	- 1,85	- 0,3	15-36,2 -	То же »	50-60 60-70
Усть-Балыкский	Нижний мел	-	-	-	-	-	-	-	13,1-19,7	»	50-70
Шаймский	Юра	-	-	-	-	-	-	-	15-29,5	»	50-70
Примечание. Последняя графа таблицы заполняется при решении задачи.											

Данные химических анализов используются для определения удельного сопротивления вод, если отсутствуют непосредственные измерения. Сопротивление в этом случае оценивается приближенными методами с разной степенью точности. Если в воде преобладает соль NaCl (до 90 %), оценка осуществляется по общей концентрации солей C (в кг/м³) или C_H (в кг-экв/м³) при использовании графиков зависимости $\rho_v = f(C, t) = f(C_H, t)$ (рис. 1), полученных для соли NaCl. Общая концентрация в этом случае

$$C_H = 0,01 \sum C_{ai} = 0,01 \sum C_{ki}$$

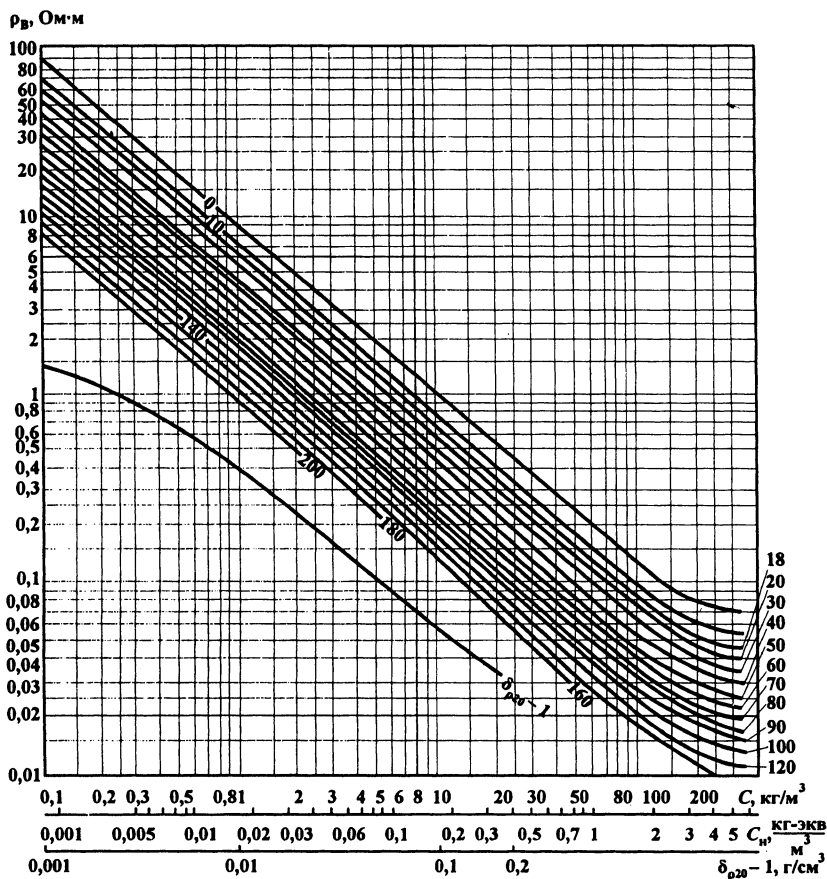


Рис. 1. Зависимость удельного электрического сопротивления пластовых вод от концентрации и плотности раствора NaCl.
Шифр кривых – t , °C

или

$$C = 0,01(\sum A_{ai}C_{ai} + \sum A_{ki}C_{ki}).$$

Здесь C_n – общая концентрация солей в пластовой воде, кг-экв/м³; C_a и C_k – концентрации анионов и катионов, мг-экв/100 см³; A_a и A_k – массы грамм-эквивалентов отдельных анионов и катионов; 0,01 – переводной коэффициент для выражения концентрации раствора в кг/м³ или кг-экв/м³.

С помощью общей концентрации можно определить удельное сопротивление вод при низкой концентрации солей с точностью 1 %, а при высокой концентрации (4–5 н) – 5–8 %. Для этого используют графики (см. рис. 1), по которым находят удельное сопротивление пластовой воды при заданной температуре t .

Если ионный состав солей в воде сложен и катионы более чем на 1/3 представлены кальцием и магнием или анионы содержат ион HCO_3^- ,

$$\rho_v = (\sum \Lambda_{i\Sigma} C_i)^{-1}, \quad (1)$$

где C_i – эквивалентная концентрация (в кг-экв/м³) i -й соли; $\Lambda_{i\Sigma}$ – эквивалентная электропроводность (в Ом⁻¹·м²) раствора i -й соли, соответствующая суммарной эквивалентной концентрации C_Σ солей в растворе. Эквивалентная электропроводность $\Lambda = u + v$ электролита (соли) равна сумме подвижностей его катиона u и аниона v . Величины Λ , u , v зависят от суммарной концентрации раствора, поэтому значения $\Lambda_{i\Sigma}$ определяются по экспериментальным кривым $\Lambda = f(C_\Sigma)$ (рис. 2) для заданной величины. Поскольку здесь приведены кривые $\Lambda = f(C_\Sigma)$ для $t = 20^\circ\text{C}$, то, подставляя значения Λ , определенные по этим кривым, в формулу (1), получают значение ρ_v при $t = 20^\circ\text{C}$. Для расчета ρ_v при температуре пласта t и известном значении ρ_{v20} используют зависимости $\rho_v = f(C)$ для различных $t = \text{const}$ (см. рис. 1).

Приведем примеры определения суммарной концентрации солей в пластовой воде по данным химических анализов и оценки по ним удельного сопротивления вод.

Пример 1. Определить суммарную концентрацию C_n (в г-экв/л) по данным анализа вод Северо-Ставропольского месторождения, приведенным в табл. 1:

$$C_n = 0,01(37,683 + 0,497 + 1,452) = 0,01(38,680 + 0,515 + 0,437) = 0,39632 \text{ г-экв/л} \approx 0,4 \text{ г-экв/л} = 0,4 \text{ кг-экв/м}^3.$$

Пример 2. Определить суммарную концентрацию C (в кг/м³) по данным анализа вод Соколовогорского месторождения, приведенным в табл. 1:

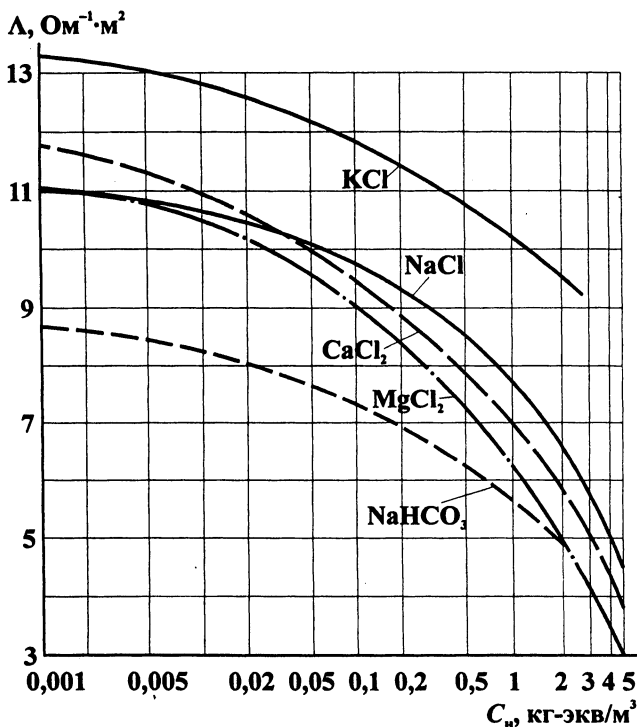


Рис. 2. Зависимость эквивалентной электропроводности от концентрации раствора для различных солей

$$C = 0,01(35,5 \cdot 508,21 + 48,0 \cdot 0,808 + 61,0 \cdot 0,1 + 24 \cdot 347,238 + 20,04 \cdot 124,85 + 12,16 \cdot 38,03) = 180,5 + 0,39 + 0,06 + 83,2 + 25,0 + 4,56 = 293,71 \text{ г/л или кг/м}^3.$$

Пример 3. Определить по рис. 1 удельное сопротивление пластовых вод по данным анализов, приведенным в табл. 1, при разных температурах.

1. Общая минерализация $C_n = 0,4 \text{ кг-экв/м}^3$; $\rho_{в18} = 0,3 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

2. Общая минерализация $C = 293,7 \text{ кг/м}^3$; $\rho_{в18} = 0,037 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_{в45} = 0,028 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Для приближенной оценки удельного сопротивления в ряде районов используют плотность воды при 20°C ($\delta_{в20}$).

Пример 4. Пластовая вода имеет плотность $1,1598 \text{ г/см}^3$ при $t = 20^\circ \text{C}$. Для определения $\rho_{в20}$ воспользуемся кривой $\delta_{п20} - 1$ и нижней шкалой рис. 1, на которой откладывается значение плот-

ности за вычетом единицы. Удельное сопротивление воды определяется по ординате точки указанной кривой с абсциссой $\delta_{в20} - 1 = 0,1598$ и равно $0,042$ Ом·м.

Пример 5. Вода некоторого горизонта имеет плотность $\delta_v = 1,008$ г/см³ при $t = 20$ °С. Пользуясь соответствующей кривой рис. 1, получим сопротивление воды, равное $0,46$ Ом·м. Если требуется найти сопротивление этой воды при температуре, отличной от 20 °С, например при 50 °С, следует воспользоваться кривыми $\rho_v = f(C, t)$ для NaCl. Выбираем кривую $\rho_v = f(C)$ для $t = 20$ °С и находим точку, соответствующую ординате $0,46$, затем спускаемся до кривой $t = 50$ °С и на оси берем отсчет $\rho_{в50} = 0,27$ Ом·м.

Пример 6. По данным химического анализа пластовая вода содержит 150 кг/м³ NaCl, 80 кг/м³ CaCl₂. Рассчитать ρ_v при температуре пласта $t = 70$ °С.

1. Вычислим значение ρ_v приближенным способом, полагая, что пластовая вода является раствором NaCl с концентрацией, равной суммарной концентрации C_Σ (в кг/м³) всех солей, присутствующих в пластовой воде. Находим $C_\Sigma = C_{NaCl} + C_{CaCl_2} = 230$ кг/м³. По кривой $\rho_v = f(C)$ для $t = 70$ °С (см. рис. 1) для $C = 230$ кг/м³ получаем $\rho_v = 0,022$ Ом·м.

2. Рассчитаем значение ρ_v по формуле (1). Зная эквивалентную массу солей NaCl – $58,5$ кг, CaCl₂ – $55,5$ кг, вычислим их эквивалентные концентрации $C_1 = 2,57$ кг-экв/м³ (NaCl) и $C_2 = 1,44$ кг-экв/м³ (CaCl₂) и суммарную концентрацию $C_\Sigma = C_1 + C_2 = 4,01$ кг-экв/м³. По графикам на рис. 2 находим $\Lambda_{1\Sigma} = 5,05$ Ом⁻¹·м²; $\Lambda_{2\Sigma} = 4,33$ Ом⁻¹·м². Подставляя полученные значения C_1 , C_2 , Λ_1 , Λ_2 в формулу (1), получим $\rho_{в20} = 0,052$ Ом·м. Для найденного $\rho_{в20}$ и $t = 70$ °С по кривым рис. 1 получим $\rho_{в70} = 0,024$ Ом·м.

УДЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Геофизические исследования обычно проводятся в скважинах, заполненных промывочной жидкостью или глинистым раствором, представляющим собой суспензию твердых глинистых частиц в воде. Различают удельное сопротивление глинистого раствора ρ_p , находящегося в скважине, и удельное сопротивление его фильтрата ρ_f в зоне проникновения. Обычно удельное сопротивление последнего отличается от сопротивления раствора.

Удельное электрическое сопротивление бурового раствора определяют с помощью скважинного резистивиметра (при этом значение ρ_p соответствует температуре пласта), поверхностного

резистивиметра при температуре эксперимента (при этом требуется приведение ρ_p к пластовой температуре). Уточнение ρ_p производится при интерпретации данных БЭЗ в плотном пласте большой толщины без проникновения фильтрата бурового раствора в пласт (рассмотрено в разделе «Уточнение сопротивления глинистого раствора по данным БЭЗ» – см. § 5).

Для нахождения ρ_f по ρ_p используют график, приведенный на рис. 3, а – если плотность раствора не превышает $1,3 \cdot 10^3$ кг/м³, а в случае утяжеленных растворов – график, представленный на рис. 3, б. Для введения температурных поправок в значения ρ_f и в первом приближении в значения ρ_p можно пользоваться зависимостями, приведенными на рис. 1.

Пример 7. Определить удельное сопротивление фильтрата бурового раствора, если его плотность $1,2 \cdot 10^3$ кг/м³, удельное сопротивление бурового раствора $\rho_p = 1,6$ Ом·м и температура в исследуемом интервале $t = 36$ °С.

Для определения ρ_f выбираем соответствующую кривую на рис. 3, а. Для заданных условий $\rho_f = 1,2$ Ом·м.

Задачи

1. Определить удельное сопротивление пластовых вод по некоторым районам, используя данные анализов вод и возможные значения пластовых температур, приведенные в табл. 1.

2. Найти удельное сопротивление пластовой воды, если ее плотность $1,18$ г/см³ при $t = 20$ °С.

Привести удельное сопротивление этой воды к пластовым условиям при $t = 65$ °С.

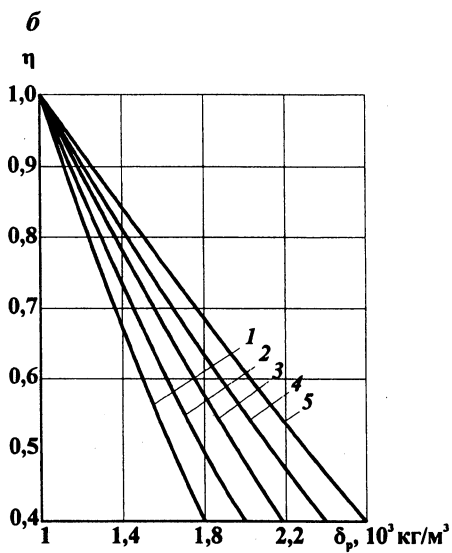
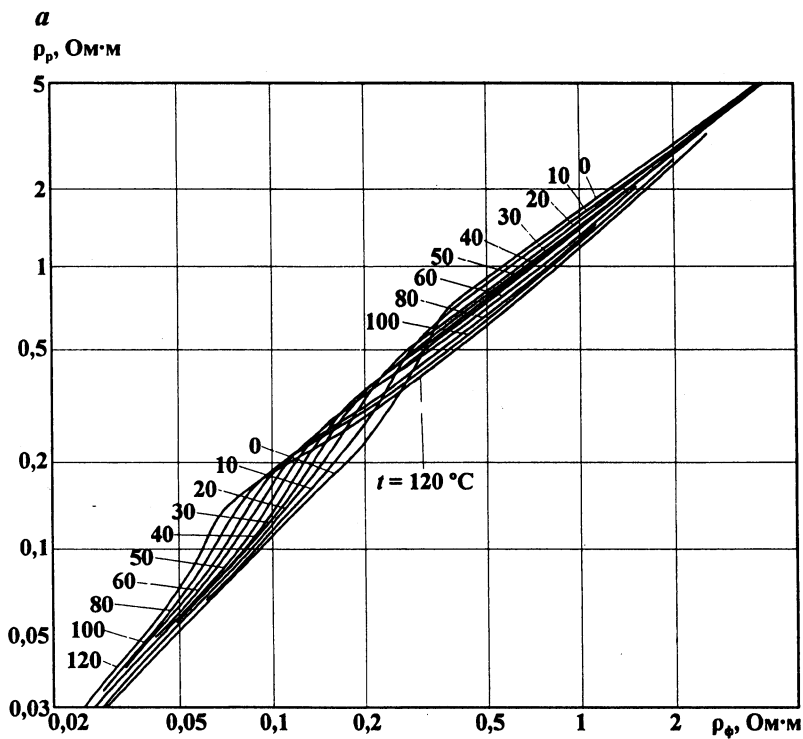
3. Найти пределы изменения удельного сопротивления пластовой воды для свиты медистых песчаников месторождения Шебелинка, если плотность воды в среднем равна $1,17 \cdot 10^3$ кг/м³, а пластовая температура варьирует от 50 до 75 °С.

4. Привести удельное сопротивление глинистого раствора к условиям $t = 18$ °С, если по данным поверхностного резистивиметра его удельное сопротивление при $t = 7$ °С равно 2,6 Ом·м.

5. Определить удельное сопротивление раствора и его фильтрата в скважине для условий задачи 4, если температура против пласта 82 °С, $\delta_p = 1,3 \cdot 10^3$ кг/м³.

Рис. 3. Зависимость ρ_f от ρ_p и t при $\delta_p < 1,3 \cdot 10^3$ кг/м³ (а) и $\eta = \rho_f/\rho_p$ от δ_p для тяжелых растворов (б):

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



6. Установить величину удельного сопротивления фильтра глинистого раствора $\rho_{\text{ф}}$, если $\rho_p = 2,2$ Ом-м при $t = 18$ °С. Плотность раствора $1,26 \cdot 10^3$ кг/м³, температура пласта 53 °С.

7. Определить удельное сопротивление фильтра, если плотность раствора, утяжеленного 30 % гематита, равна $1,7 \cdot 10^3$ кг/м³, удельное сопротивление раствора 0,8 Ом-м, температура в исследуемом пласте 48 °С.

УДЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ВОДОНОСНЫХ ПОРОД И ЕГО ОЦЕНКА ДЛЯ ЗАДАННОГО РАЗРЕЗА

Удельное сопротивление горных пород в общем случае зависит от состава породообразующих минералов и характера жидкостей, заполняющих поровое пространство. Главными породообразующими минералами большинства пород осадочного комплекса являются: кварц, полевой шпат, слюда, кальцит. Их удельное сопротивление изменяется в пределах 10^7 – 10^{15} Ом-м, что соответствует хорошим и первоклассным техническим изоляторам. Исходя из этого считается, что удельное сопротивление зерен скелета осадочных пород в целом бесконечно велико и влиянием его минерального состава можно пренебречь.

При прохождении электрического тока через такие породы основную роль играет поровая вода, содержащая растворенные соли. Поэтому удельное сопротивление породы пропорционально удельному сопротивлению поровой воды.

Поровое пространство пород в естественном залегании в большинстве случаев предельно насыщено водой. Исключение составляют породы, залегающие выше горизонта грунтовых вод, а также нефтяные, газовые и битумосодержащие коллекторы.

Удельное сопротивление породы $\rho_{\text{вп}}$, обладающей межзерновой пористостью, при 100%-м заполнении пор водой с удельным сопротивлением ρ_v оценивается соотношением

$$\rho_{\text{вп}} = P_{\text{п}} \rho_v. \quad (2)$$

Здесь $P_{\text{п}}$ – параметр пористости, связанный с общей пористостью породы $k_{\text{п}}$ эмпирической зависимостью

$$P_{\text{п}} = a_m / k_{\text{п}}^m, \quad (3)$$

где a_m и m – константы для конкретного типа пород.

Для разных типов отложений a_m изменяется в пределах 0,4–1,0, $m = 1,3 \div 2,2$. Структурный показатель m , характеризую-

щий крутизну кривой, зависит от степени цементации и ряда других факторов, связанных с изменением типа, возраста и условий залегания горных пород [5] (рис. 4).

На удельное сопротивление глинистых пород существенно влияет их адсорбционная способность. На поверхности твердой фазы концентрируется большое число ионов, имеющих подвижности, отличные от их подвижностей в свободном растворе [3, 6, 9]. Повышение содержания тонкодисперсного глинистого материала увеличивает удельную поверхность и адсорбционную способность пород, а следовательно, изменяет и их поверхностную

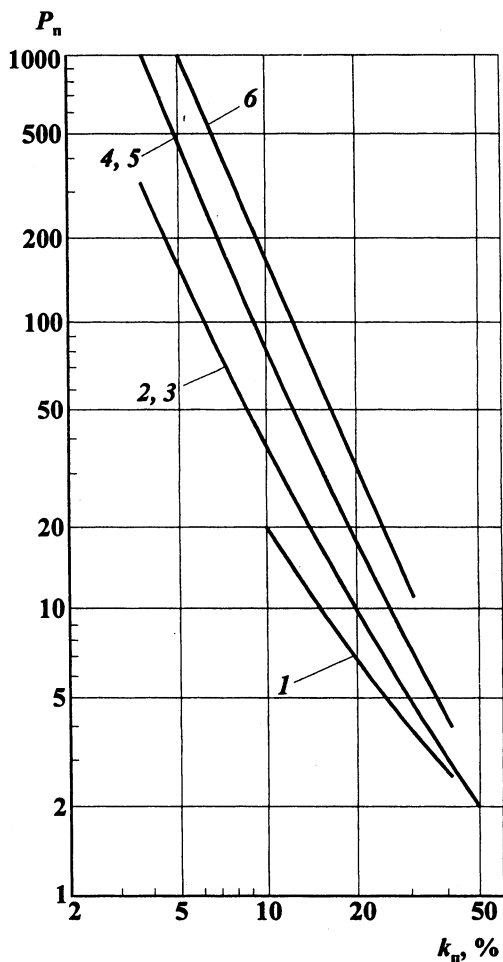


Рис. 4. Зависимость параметра пористости $P_n = \rho_{\text{пл}}/\rho_s$ от коэффициента пористости k_n для терригенных и карбонатных пород:

1 – пески; 2 – слабосцементированные песчаники; 3 – ракушняка и глинистые известняки; 4 – среднесцементированные песчаники; 5 – крупнокристаллические средней уплотненности, 6 – плотные, тонкокристаллические

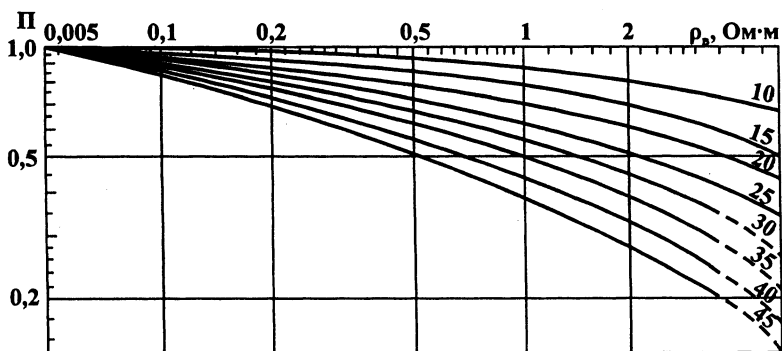


Рис. 5. Зависимость коэффициента поверхностной проводимости Π от удельного сопротивления поровых вод ρ_v и глинистости $C_{гл}$, % (шифр кривых)

проводимость. В качестве параметра поверхностной проводимости условно принимается отношение параметра пористости $P_{п.пресн}$ при данном сопротивлении поровой воды к параметру пористости при заполнении пор насыщенным раствором $P_{п.нас} = P_{п}^{*})$:

$$\Pi = P_{п.пресн}/P_{п}; \quad P_{п.пресн} = \Pi P_{п}. \quad (4)$$

Коэффициент поверхностной проводимости Π зависит от содержания и состава глинистого материала в породе $C_{гл}$ и удельного сопротивления поровой воды ρ_v (рис. 5). Влияние поверхностной проводимости особенно значительно при уменьшении минерализации поровых вод, поскольку концентрация ионов в адсорбционном слое при этом практически не изменяется.

По данным, представленным на рис. 4 и 5, можно оценить величины удельного сопротивления породы, если известны ее тип и условия залегания.

Пример 8. Оценить пределы изменения удельного сопротивления $\rho_{вп}$ водонасыщенных песчаников девона одного из месторождений Башкирии, если известно, что пластовые воды имеют удельное сопротивление 0,046 Ом·м при $t = 18^\circ\text{C}$, а коэффициент пористости k_n изменяется от 17 до 20 %. Коллектор по типу относится к среднесцементированным. В пластовых условиях $t = 35^\circ\text{C}$.

Для подсчета воспользуемся формулой (2). По графику рис. 1 найдем $\rho_v = 0,033$ Ом·м; $P_{п}$ для среднесцементированных коллек-

^{*)}При нахождении статистической связи $P_{п}$ и k_n (см. рис. 4) чаще всего соблюдается именно это условие.

торов колеблется от 31 до 16,5. Следовательно, удельное сопротивление песчаников варьирует в следующих пределах:

$$\rho_{\text{вп}} = (16,5 \div 31) \cdot 0,033 = 0,55 \div 1,00 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Пример 9. Оценить величину удельного сопротивления коллектора, представленного слабосцементированным песчаником с пористостью 28–30 %, при насыщении его водой с общей минерализацией 54 кг/м³.

Температура пласта 68 °С; $\rho_{\text{в}} = 0,06 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $P_{\text{п}} = 6,7 \div 7,6$.

Удельное сопротивление коллектора оценивается по формуле (2):

$$\rho_{\text{вп}} = (6,7 \div 7,6) \cdot 0,06 \text{ Ом} \cdot \text{м} = 0,4 \div 0,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Пример 10. Оценить пределы изменения удельного сопротивления коллектора в зоне проникновения $\rho_{\text{зп}}$, если известно, что удельное сопротивление пласта за зоной проникновения $\rho_{\text{вп}} = 0,62 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, пластовой воды при температуре пласта $\rho_{\text{в}} = 0,05 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, фильтрата глинистого раствора, проникающего в пласт, $\rho_{\text{ф}} = 2,4 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, а глинистость $C_{\text{гл}} = 0 \div 15 \text{ \%}$.

Зная $\rho_{\text{вп}}$ и $\rho_{\text{в}}$, находим параметр пористости при насыщении породы водой высокой минерализации из формулы (2):

$$P_{\text{п}} = \rho_{\text{вп}} / \rho_{\text{в}} = 0,62 / 0,05 = 12,4.$$

Для вычисления удельного сопротивления промытой части пласта $\rho_{\text{пп}}$ в зоне проникновения глинистого песчаника следует использовать параметр пористости $P_{\text{п.пресн}}$, измененный за счет поверхностной проводимости согласно формуле (4):

$$\rho_{\text{зп}} \leq \rho_{\text{пп}} = P_{\text{п.пресн}} \rho_{\text{ф}} = P P_{\text{п}} \rho_{\text{ф}}.$$

При изменении глинистости от 0 до 15 % и $\rho_{\text{ф}} = 2,4 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ $P = 0,65 \div 1,00$ и, следовательно,

$$\rho_{\text{пп}} = 12,4(0,65 \div 1,00)2,4 = 19,3 \div 29,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

В сложных карбонатных коллекторах кроме межзерновых пор ($k_{\text{пмз}}$) присутствуют также трещины, каверны и крупные пустоты выщелачивания, которые часто называются вторичными порами. Кроме карбонатов, к породам со сложным (смешанным) типом пористости относятся некоторые терригенные и вулканогенные породы. Коэффициент общей пористости таких пород

$$k_{\text{п.общ}} = k_{\text{пмз}}(1 - k_{\text{пвт}}) + k_{\text{пвт}}, \quad (5)$$

а коэффициент вторичной пористости $k_{\text{пвт}}$ является суммой коэффициентов трещинной $k_{\text{пт}}$ и каверновой $k_{\text{пк}}$ пористости. В по-

роде со смешанным типом пористости различают блоки с межзерновыми порами и систему вторичных пор.

Простейшей породой со смешанной пористостью является трещинно-межзерновая порода с пористостью блоков $k_{\text{бл}} = k_{\text{пмз}}$ и коэффициентом трещиноватости $k_{\text{пт}}$. Параметр пористости $P_{\text{пт}}$ и $\rho_{\text{впт}}$ такой породы при насыщении трещин и блоков водой с удельным сопротивлением $\rho_{\text{в}}$ определяется формулой

$$P_{\text{пт}} = \rho_{\text{впт}} / \rho_{\text{в}} = P_{\text{бл}} / (P_{\text{бл}} k_{\text{пт}} A + 1), \quad (6)$$

где $P_{\text{бл}}$ – параметр пористости блоков, рассчитываемый по формуле (2) для заданной межзерновой пористости блоков $k_{\text{бл}} = k_{\text{пмз}}$; A – коэффициент, величина которого зависит от ориентации трещин относительно направления, в котором измеряется удельное сопротивление (табл. 2).

Присутствие в породе трещин резко снижает значения $P_{\text{пт}}$ и $\rho_{\text{впт}}$ (рис. 6) по сравнению с породами с аналогичной межзерновой пористостью, поскольку трещины являются порами с идеально простой геометрией. Наибольшее снижение отмечается в области низких значений $k_{\text{пт}}$. Ориентация трещин максимальное влияние оказывает на модель *б* (см. табл. 2). Хаотическое расположение трещин лучше всего описывает модель *г*; ее чаще всего принимают для описания трещинно-межзерновой породы, если нет точных данных об ориентации трещин.

Кавернозно-межзерновую породу представляют матрицей с межзерновой пористостью $k_{\text{пмз}}$ и хаотически рассеянными в ее объеме сферическими кавернами, суммарная емкость которых характеризуется коэффициентом кавернозности $k_{\text{пк}}$.

Параметр пористости $P_{\text{пк}}$ и удельное сопротивление такой породы $\rho_{\text{впк}}$ при 100%-м насыщении межзерновых пор матрицы и

Таблица 2

Значения коэффициента A для трещинных пород с различными направлениями трещиноватости [3]

Модель	Характеристика модели трещинно-межзерновой породы	A
<i>а</i>	Все трещины расположены перпендикулярно к направлению измерения $\rho_{\text{впт}} = \rho_{\text{вбл}}$	0
<i>б</i>	Все трещины расположены параллельно к направлению измерения $\rho_{\text{впт}}$	1
<i>в</i>	Трещины образуют две системы, величина $k_{\text{пт}}$ разделена между ними поровну; одна система ориентирована параллельно измерению $\rho_{\text{впт}}$, другая – перпендикулярно	1/2
<i>г</i>	Трещины образуют три взаимно перпендикулярные системы с распределением между ними значения $k_{\text{пт}}$ равными долями	2/3

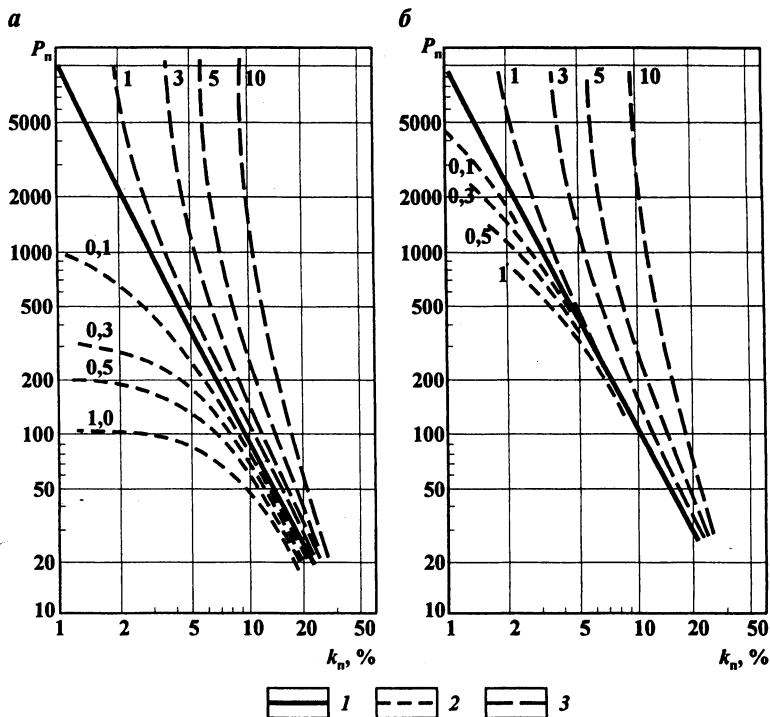


Рис. 6. Зависимости параметра пористости трещинных и кавернозных пород от коэффициента общей пористости: а – все поры заполнены пластовой водой ρ_w ; б – трещины и каверны заполнены водой $\rho_f = 10\rho_w$, а межзерновые поры – водой ρ_w ; кривые для коллекторов: 1 – межзерновых, 2 – трещинных (шифр кривых – $k_{нт}$), 3 – кавернозных (шифр кривых – $k_{пк}$)

каверн водой с удельным сопротивлением ρ_w определяются приближенным выражением

$$P_{пк} = \rho_{впк} / \rho_w \approx [(1 - k_{пк}) / (1 + 2k_{пк})] P_{пбл}. \quad (7)$$

Расчетные кривые $P_{пк} = f(k_{пк})$, полученные путем сопоставления $P_{пк}$ с соответствующими значениями общей пористости, даны на рис. 6, а (верхняя группа кривых). Наличие каверн мало изменяет величину параметра пористости породы, но общая пористость в данном случае существенно возрастает. В связи с этим кривые $P_{пк} = f(k_{пк})$ смещаются в сторону более высоких значений пористости тем больше, чем больше $k_{пк}$ и меньше $k_{пмз}$. Выражение (7) используют при описании связи между $P_{пк}$ и $k_{пк}$ для пород, содержащих каверны не только сферической, но любой более сложной формы.

При наличии в породе каверн и трещин параметр пористости определяется выражением

$$P_{\text{птк}} = [(1 - k_{\text{пк}})/(1 + 2k_{\text{пк}})]P_{\text{пт}}, \quad (8)$$

где $P_{\text{пт}}$ – параметр пористости трещинно-межзерновой породы, рассчитываемый по формуле (6). Одновременное присутствие в породе каверн и трещин снижает влияние каждого из этих видов пор на удельное сопротивление и параметр пористости, приближая зависимость $P_{\text{птк}} = f(k_{\text{п}})$ к зависимости для межзерновых коллекторов (см. рис. 6). Степень влияния трещин и каверн на величину $P_{\text{птк}}$ зависит от $k_{\text{пк}}/k_{\text{пт}}$. При $k_{\text{пк}}/k_{\text{пт}} < 2$ преобладает влияние трещин, а при $k_{\text{пк}}/k_{\text{пт}} > 10$ – каверн; в области $2 < k_{\text{пк}}/k_{\text{пт}} < 10$ зависимость $P_{\text{птк}} = f(k_{\text{п}})$ аналогична таковой для породы с межзерновой пористостью.

При образовании в трещинной породе зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости с удельным сопротивлением $\rho_{\text{ф}}$, отличным от удельного сопротивления воды в порах блоков $\rho_{\text{в}}$, удельное сопротивление зоны проникновения определяется выражением

$$\rho_{\text{зпт}} = (P_{\text{пбл}} \rho_{\text{в}})/(Ak_{\text{пт}} P_{\text{пбл}} \rho_{\text{в}}/\rho_{\text{ф}} + 1). \quad (9)$$

Из этого выражения следует, что при заполнении трещин пресным фильтратом и при малой межзерновой пористости $\rho_{\text{зпт}} \rightarrow \rho_{\text{пбл}}$. В этом случае трещинная порода мало отличается от вмещающих ее плотных разностей.

Для трещинно-кавернозно-межзерновой породы по данным работы [3] при наличии в сообщающейся системе трещин и каверн жидкости с удельным сопротивлением $\rho_{\text{ф}} > \rho_{\text{в}}$ влияние вторичных пор на величину $\rho_{\text{зпт}}$ еще меньше.

Пример 11. Оценить, как изменится сопротивление трещинной породы по сравнению с монолитной, если трещинная пористость ее составляет 0,4–1 %, а пористость блоков в среднем 4 %. Порода насыщена пластовой водой с $\rho_{\text{в}} = 0,05$ Ом·м

Для ненарушенной трещинами породы при $k_{\text{пбл}} = 0,04$ $\rho_{\text{впбл}} = P_{\text{пбл}} \rho_{\text{в}} = 650 \cdot 0,05 = 32,5$ Ом·м. Здесь $P_{\text{пбл}}$ определяется по кривой 5 на рис. 4 или кривой 1 на рис. 6. Сопротивление той же породы при наличии трещин найдем, используя рис. 6. Для этого вычислим общую пористость по формуле (5): $k_{\text{п1}} = k_{\text{пмз}}(1 - k_{\text{пт}}) + k_{\text{пт}} = 0,04(1 - 0,01) + 0,01 = 0,0396 + 0,01 = 0,0496 \approx 0,05$; $k_{\text{п2}} = 0,04(1 - 0,004) + 0,004 = 0,044$.

При $k_{\text{п}} = 4,4 \div 5$ % $P_{\text{пт}} = 85 \div 180$, а $\rho_{\text{зпт}} = (85 \div 180) \cdot 0,05 = 4,25 \div 9$ Ом·м. Полученные цифры показывают, что удельное сопро-

тивление трещинной породы заметно понижается по сравнению с удельным сопротивлением плотных разностей практически той же пористости.

Пример 12. Оценить удельное сопротивление кавернозной породы, если $k_{пк} = 3 \div 10 \%$; $k_{пмз} = 4 \%$, $\rho_v = 0,05$ Ом·м.

Как и в предыдущем случае, по формуле (5) $k_{п1} = k_{п.общ} = 0,04(1 - 0,03) + 0,03 = 0,0688$; $k_{п2} = 0,04(1 - 0,10) + 0,10 = 0,136$; $k_{п} = 6,9 \div 13,6 \%$, $\rho_{впк} = (300 \div 500) \cdot 0,05 = 15 \div 25$ Ом·м.

Удельное сопротивление породы с каверновой пористостью при тех же характеристиках матрицы и пластовой воды значительно меньше отличается от удельного сопротивления плотных разностей, хотя пористость породы заметно возрастает.

Пример 13. Оценить удельное сопротивление трещинной породы, рассмотренной в примере 11, в зоне проникновения фильтрата промывочной жидкости ($\rho_f = 2$ Ом·м), если он проник только в трещины. В соответствии с выражением (9) при $k_{пт} = 0,4 \div 1 \%$ $\rho'_{зпт} = \rho_{впбл} / (Ak_{пт} \rho_{впбл} / \rho_f + 1) = 32,5 / (0,68 \cdot 0,01 \times 32,5 / 2 + 1) = 32,5 / 1,11 = 29,3$ Ом·м; $\rho''_{зпт} = 32,5 / (0,68 \cdot 0,004 \times 32,5 / 2 + 1) \approx 32,5$ Ом·м.

Расчеты в примерах 11–13 показывают, что влияние трещин заметно изменяет удельное сопротивление коллекторов по сравнению с неколлекторами только при условии заполнения всех пор породы высокоминерализованной пластовой водой.

Задачи

8. Оценить пределы изменения удельного сопротивления пород одной из площадей Башкирии (табл. 3). Данные о пластовых водах и температурах следует взять из табл. 1. Расчетные данные и результаты занести в соответствующие графы табл. 3.

9. Оценить величины удельных сопротивлений водоносных коллекторов по различным районам, сведения о которых приведены в табл. 4. Расчетные данные и результаты поместить в соответствующие графы табл. 4.

10. Оценить удельное электрическое сопротивление пройденного скважиной пласта-коллектора, представленного среднесцементированным песчаником, если известны параметры: $\rho_v = 0,04$ Ом·м, $k_{п} = 20 \%$, $\rho_p = 3$ Ом·м, $\delta_p = 1,2 \cdot 10^3$ кг/м³, глинистость пласта $C_{гл} = 8 \%$. Фильтрат глинистого раствора проникает в пласт.

11. Оценить пределы изменения удельного сопротивления известняков с межзерновой пористостью по одной из нефтяных площадей Татарии, если они вскрыты скважиной, заполненной глинистым раствором с удельным сопротивлением 1,2 Ом·м; по-

Таблица 3

Данные к задаче 8

Породы	Возраст пород	ρ_* (при температуре пласта), Ом·м	k_n , %	P_n	$\rho_{\text{вп}}$, Ом·м
1	2	3	4	5	6
Глины и сильно глинистые алевролиты	Девон		6–8,5		
Алевролиты среднесцементированные	То же		5–15		
Песчаники мелкозернистые алевролитистые	»		10–17		
Песчаники хорошо отсортированные среднесцементированные	»		17–24		
Известняки плотные сцементированные	»		1,0		
Известняки плотные с межзерновой пористостью	Турнейский ярус		5–15		

Примечание. Графы 3, 5 и 6 заполняются при решении задач.

ристость известняков изменяется от 5 до 8 %, удельное сопротивление пластовой воды 0,045 Ом·м при $t = 20$ °С. Фильтрат глинистого раствора проникает в пласт.

12. Оценить удельное электрическое сопротивление карбонатного коллектора трещинно-порового типа за зоной проникновения, если известно, что коэффициент пористости блоков $k_{\text{дбл}} = 3$ %, коэффициенты трещинной пористости 0,1, 0,5 и 1 %, удельное сопротивление воды при пластовой температуре 0,12 и 0,04 Ом·м.

13. Оценить удельное сопротивление пласта, рассматриваемого в задаче 12, в зоне проникновения, если фильтрат проник в трещины; $\rho'_p = 3$ Ом·м; $\rho''_p = 1$ Ом·м; $\delta_p = 1,2 \cdot 10^3$ кг/м³.

14. Определить пределы параметров глинистого раствора, предельные значения трещинной и межзерновой пористости, при которых практически исчезает различие между удельными сопротивлениями плотных пород и коллекторов трещинного (кавернового) типа при наличии глубокого проникновения.

15. Определить условия вскрытия коллекторов, при которых наиболее существенно различие между плотными или трещинными (каверновыми) породами.

Таблица 4

Данные к задаче 9

Месторождение	Коллектор	Возраст пород или горизонт	Примерное значение пластовой температуры, °С	ρ_v , Ом·м	k_n , %	P_n	$\rho_{вп}$, Ом·м
1	2	3	4	5	6	7	8
Ромашкинское	Песчаники среднесцементированные	Девон	35		17–23		
Коробковское	Известняки с межзерновой пористостью	Нижнебашкирский ярус	50		9–18		
Анастасиевско-Троицкое	Пески и песчаники	Меотис, IV горизонт	50		20–32		
Шебелинское	Песчаники и алевролиты среднесцементированные	Свита медистых песчаников	60		5–24		
Озек-Суатское	Песчаники с карбонатным цементом	Мел, IX пласт	140		16–18		
Арланское	Среднесцементированные песчаники и алевролиты	Карбон	20	0,05	18–26		
Самотлорское	Песчаники слабосцементированные То же Песчаники глинистые	A ₄₋₅	60		24–28		
		Б ₈	70		22–26		
		A ₁	60		17–22		

Примечание. Графы 5, 7 и 8 заполняются при решении задач.

УДЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПОРОД И ЕГО ОЦЕНКА ДЛЯ ЗАДАНЫХ ТИПОВ КОЛЛЕКТОРОВ

В породах-коллекторах*) часть объема пор может быть насыщена нефтью или газом. Поскольку нефть и газ практически не проводят электрический ток, удельное сопротивление нефтегазо-

*) В дальнейшем слово «порода» опускаем.

носной породы $\rho_{\text{нп}}$ возрастает в $P_{\text{н}}$ раз по сравнению с ее удельным сопротивлением при полной водонасыщенности $\rho_{\text{вп}}$:

$$P_{\text{н}} = \rho_{\text{нп}}/\rho_{\text{вп}}; P_{\text{нп}} = P_{\text{н}} \rho_{\text{вп}}. \quad (10)$$

Величину $P_{\text{н}}$ называют параметром насыщения. Он связан с коэффициентом водонасыщенности породы $k_{\text{в}}$ соотношением

$$P_{\text{н}} = a_n/k_{\text{в}}^n, \quad (11)$$

где a_n и n – эмпирические постоянные, величины которых зависят от структуры порового пространства, глинистости пород и избирательной смачиваемости поверхности пор водой и углеводородами.

Для чистых межзерновых гидрофильных коллекторов $n = 1,8 \div 2$, для глинистых гидрофильных $n < 1,6$, причем чем выше глинистость, тем n меньше. Для частично гидрофобных межзерновых коллекторов, часть поверхности пор которых смачивается углеводородами, $n > 2$ и достигает значений 3–10, причем чем больше степень гидрофобизации поверхности, тем выше n .

Коэффициент нефтегазонасыщенности

$$k_{\text{нг}} = 1 - k_{\text{в}}.$$

Усредненные связи параметра насыщения $P_{\text{н}}$ с $k_{\text{в}}$ ($k_{\text{нг}}$) иллюстрирует рис. 7, а.

Величина $k_{\text{в}}$, зависящая от степени насыщенности порового пространства углеводородами, для определенного типа коллектора (например, глинистого) изменяется в ограниченном диапазоне $1 > k_{\text{в}} > k_{\text{в.св}}$, где $k_{\text{в.св}}$ соответствует минимальной (неснижаемой) для данного коллектора водонасыщенности, когда вся вода в порах является связанной, неподвижной. Значение $k_{\text{в}} = k_{\text{в.св}}$ соответствует предельно нефте- или газонасыщенному коллектору, когда значение $k_{\text{нг}}$ становится максимальным для данной породы. От литологии породы зависит $k_{\text{в.св}}$ и возрастает с увеличением глинистости и уменьшением среднего радиуса пор и проницаемости коллектора. Полностью водонасыщенному коллектору соответствует $k_{\text{в}} = 1$. Промежуточные значения $k_{\text{в}}$ характеризуют такие водонасыщения порового пространства, при которых из коллектора может быть получена чистая нефть или газ ($k_{\text{в.св}} < k_{\text{в}} < k_{\text{в}}^*$), нефть (газ) с водой ($k_{\text{в}}^* < k_{\text{в}} < k_{\text{в}}^{**}$), чистая вода ($k_{\text{в}}^{**} < k_{\text{в}} < 1$). Граничные значения $k_{\text{в}}^*$ и $k_{\text{в}}^{**}$, отделяющие зоны соответственно однофазного и двухфазного течений жидкостей в

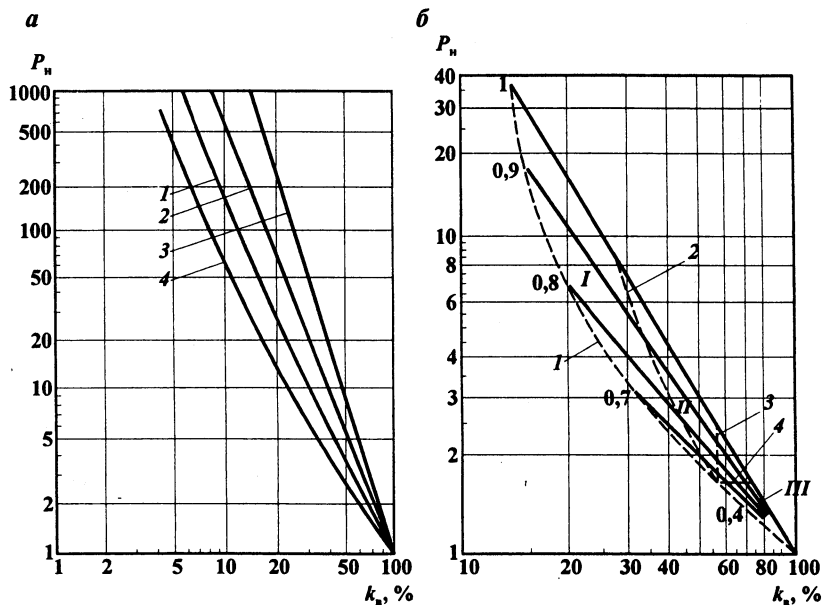


Рис. 7. Зависимости параметра насыщения $P_n = \rho_{нп}/\rho_{вп}$ от коэффициента водонасыщения k_v порового пространства:

а - кривые для коллекторов: 1 - гидрофильных, 2, 3 - слабогидрофобных и гидрофобных песчано-глинистых соответственно; 4 - карбонатных; б - кривые для разных показателей глинистости $\alpha_{сп}$ (шифр кривых): 1 - $P_{н.пр} = f(k_{в.св})$, 2 - $P_n^* = f(k_v^*)$, 3 - $P_{н.кр} = f(k_{в.кр})$, 4 - $P_n^{**} = f(k_v^{**})$; I - III - области соответственно однофазного (нефть), двухфазного (нефть с водой) и однофазного (вода) течения жидкости

порах, связаны с определенными значениями параметров насыщения P_n^* и P_n^{**} .

Таким образом, в координатах P_n и k_v (см. рис. 7, б) могут быть выделены связи $P_n = f(k_v)$ для близких по свойствам коллекторов, представляющих собой прямые в билוגарифмической системе координат и проходящие через точки с координатами $P_{н.св}$, $k_{в.св}$ и $P_n = 1$, $k_v = 1$. Прямые имеют тем меньший наклон, чем больше глинистость коллектора. Эта группа кривых характеризует коллекторы в переходных зонах и зонах недонасыщения, где из коллекторов могут быть получены чистая нефть (газ), нефть с водой и чистая вода.

Кроме этих кривых различают также кривую $P_{н.пр} = f(k_{в.св})$, описывающую коллекторы в зоне предельного насыщения, и

кривые $P_n^* = f(k_n^*)$ и $P_n^{**} = f(k_n^{**})$, разделяющие координатное поле на зоны, соответствующие однофазному течению нефти или газа (зона I), двухфазному течению жидкостей (зона II) и однофазному течению воды (зона III). Пользуясь зависимостями параметра насыщения от коэффициентов водо- и нефтенасыщения, можно оценить величины и пределы изменения удельного сопротивления продуктивных коллекторов по их заданным характеристикам.

В случаях изменения минерализации пластовой воды в пределах залежи и за контуром нефтеносности используют связи сопротивления нефтегазонасного пласта и объемной водонасыщенности. Эти связи получают при отборе керна из скважины, пробуренной на РНО. В этом случае керна сохраняет в себе естественное распределение остаточной воды, пластовую минерализацию воды и смачиваемость поверхности порового пространства. На образцах такого керна измеряют удельное сопротивление породы с естественной водонасыщенностью $\rho_{пп}$, пористость пород k_n , их водонасыщенность k_n , а также получают производный от них параметр – объемную водонасыщенность $w_n = k_n k_n$. Обобщенные зависимости $\rho_{пп} = f(w_n)$ для продуктивных пластов групп А и Б Среднего Приобья приведены на рис. 8 [28].

Пример 14. Оценить удельное сопротивление нефтенасыщенного коллектора, представленного кварцевым среднесцементированным песчаником с пористостью 24 %, если удельное сопротивление поровой воды 0,05 Ом·м, а коэффициент нефтенасыщенности изменяется от 70 до 93 %. Коллектор гидрофильный. При $k_n = 70 \div 93$ % имеем $P_n = 9 \div 230$ (см. рис. 7, а), откуда $\rho_{пп} = P_n P_n \rho_n = (9 \div 230) \cdot 15 \cdot 0,05 = 6,7 \div 172$ Ом·м.

Пример 15. Оценить удельное сопротивление в промытой зоне нефтенасыщенного неглинистого песчаника, рассматриваемого в примере 14, если он вскрыт скважиной, заполненной промывочной жидкостью плотностью $1,3 \cdot 10^3$ кг/м³ и удельным сопротивлением фильтрата, равным 0,85 Ом·м, а остаточная нефтенасыщенность $k_{но}$ в промытой зоне изменяется от 18 до 35 %. При этих условиях $\rho_{пп} = P_{но} P_n \rho_{ф} = (1,4 \div 2,0) \cdot 15 \cdot 0,85 = 17,8 \div 25,5$ Ом·м.

Здесь $P_{но,пп}$ – параметр остаточного насыщения, найденный по кривой 1 на рис. 7, а.

Задачи

16. Оценить пределы изменения истинного удельного сопротивления в нефтенасыщенных коллекторах, сведения о которых

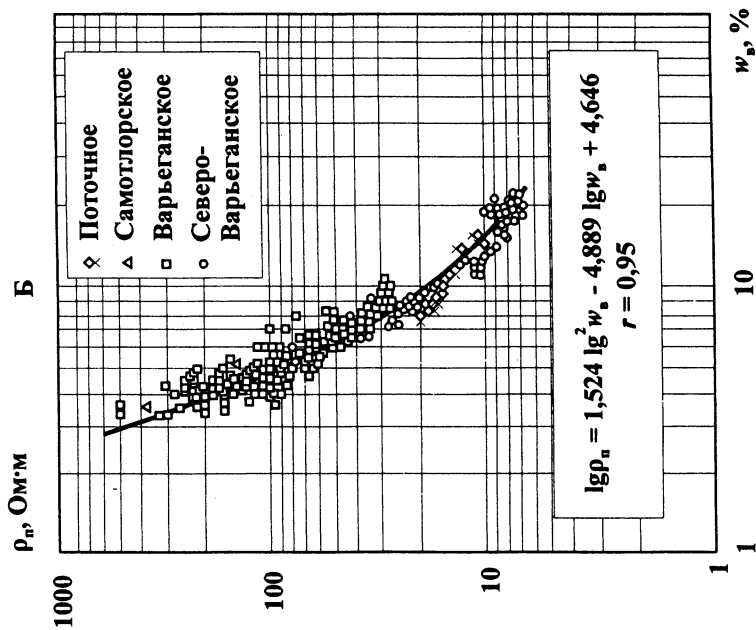
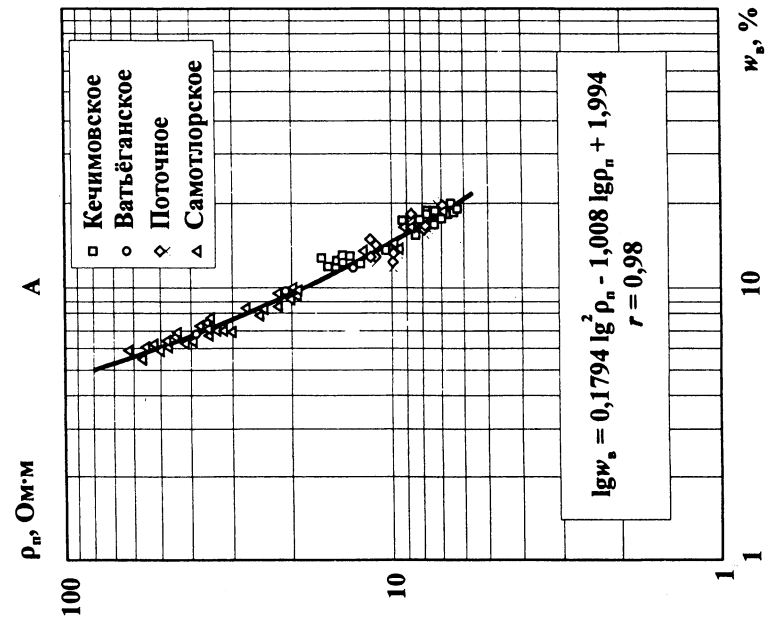


Рис. 8. Обобщенные зависимости удельного сопротивления от объемной водонасыщенности для пластов групп А и Б месторождений Среднего Приобья, полученные на основании керновых данных [28]

Таблица 5
Данные к задаче 16

Месторождение, возраст пород	Коллектор	$\rho_{\text{вп}}, \text{Ом}\cdot\text{м}$	$k_{\text{н}}, \%$	$P_{\text{н}}$	$\rho_{\text{нп}}, \text{Ом}\cdot\text{м}$
1	2	3	4	5	6
Туймазинское, девон	Песчаники средне-цементированные	0,7	80–94		
Анастасиевско-Троицкое, меотис, IV горизонт	Пески и слабосцементированные песчаники	0,9	70–85		
Озек-Суатское	Песчаники средне-цементированные	0,3	80		
Арланское, карбон	То же	0,5–1	80–90		

Примечание. Графы 5 и 6 таблицы заполняются при решении задач.

приведены в табл. 5. Расчетные данные и результаты занести в соответствующие графы указанной таблицы.

17. Оценить пределы изменения удельного сопротивления зоны проникновения и глубинных частей пласта, если известно, что коллектор представлен среднесцементированным песчаником с коэффициентом пористости 16–22 %, удельное сопротивление пластовой воды $\rho_{\text{в}} = 0,06 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, коэффициент нефтенасыщенности за зоной проникновения $k_{\text{н}} = 65\div 87 \%$, удельное сопротивление фильтрата глинистого раствора $\rho_{\text{ф}} = 1,6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, коэффициент остаточного нефтенасыщения в зоне проникновения $k_{\text{нзп}} = 20\div 40 \%$. Пласт неглинистый.

18. Оценить пределы изменения удельного сопротивления глубинных частей пласта, если известно, что коллектор продуктивного пласта группы А месторождения Среднего Приобья характеризуется изменением коэффициентов пористости 22–28 % и нефтенасыщенности за зоной проникновения $k_{\text{н}} = 65\div 83 \%$.

§ 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ

При проходке скважины диаметром d_c различные горные породы изменяются на контакте с буровым раствором (промывочной жидкостью) неодинаково.

При разбуривании плотных, монолитных с минимальной пористостью пород, не претерпевших изменения, буровой раствор контактирует со средой, физические свойства которой не изменены. Если породы хрупкие, на контакте со скважиной может образоваться слой с частично нарушенной структурой пласта и

образованной вблизи скважины зоной искусственной трещиноватости. Глинистые породы на контакте с буровым раствором, как правило, набухают, размываются и выносятся буровым раствором, в результате чего диаметр скважины в таких интервалах может значительно увеличиться, а на контакте глины с раствором образуется небольшой глубины зона набухшей либо растрескавшейся чешуйками глины.

Наибольшее изменение обычно наблюдается в пластах-коллекторах, способных отфильтровывать либо поглощать буровой раствор. В связи с этим объект исследования при поисках нефти и газа оказывается весьма сложным и требует знания его особенностей.

Вскрытие коллекторов всегда ведется при условии, что давление в скважине превышает пластовое. Это вызывает фильтрацию жидкости из скважины в пласт (рис. 9). При этом, если поровые каналы в коллекторе достаточно тонки и представляют собой сетку, как в фильтре, на стенке скважины образуется глинистая корка с удельным сопротивлением $\rho_{гк}$, а фильтрат бурового раствора проникает в пласт, создавая зону, где свойства коллектора значительно изменены. Вблизи стенки скважины поры породы наиболее сильно промыты фильтратом бурового раствора. Эта зона называется полностью промытой зоной пласта с удельным сопротивлением $\rho_{пп}$. Между промытой и неизменной частями пласта расположена промежуточная зона, где пластовые жидкости смешиваются с фильтратом бурового раствора, а коэффициент нефте- или газонасыщения изменяется от минимального остаточного ($k_{но}$) до максимального в неизменной части пласта (k_n) значения. Промытая часть пласта вместе с промежуточной зоной образует зону проникновения ($\rho_{зп}$).

Неизменная часть пласта с удельным сопротивлением $\rho_{нп}$ или $\rho_{вп}$, где свойства коллектора сохраняются такими же, как до его вскрытия, часто оказывается достаточно далеко от стенки скважины, что определяется глубиной зоны проникновения D .

Неоднородность пласта в радиальном направлении r называется радиальной характеристикой среды. Изучение радиальной характеристики необходимо, поскольку само существование изменения сопротивления по радиусу указывает на то, что исследуемый пласт является коллектором.

Для объяснения видов радиальных характеристик используем рис. 9, показывающий, какие зоны выделяются в коллекторе и от каких свойств зависит удельное сопротивление этих зон. На радиальной характеристике разреза скважины выделяются четыре границы, определяющие пять зон: скважина, заполненная буровым раствором (ρ_p), глинистая корка, представляющая собой уплотненный буровой раствор ($\rho_{гк}$), промытая зона ($\rho_{пп}$), где пла-

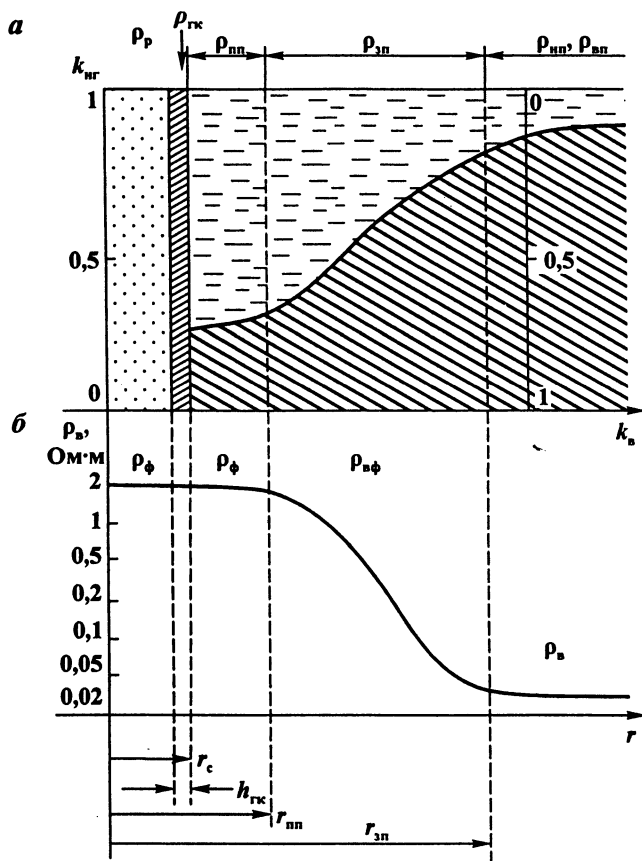


Рис. 9. Характеристика объекта исследования в скважине (коллектор с межзерновой пористостью):

а – изменение $k_{нг}$ и k_0 по радиусу от оси скважины в глубинную часть пласта; **б** – изменение удельного сопротивления проводящей фазы в изучаемой части среды (ρ_ϕ , $\rho_{в\phi}$, ρ_s) при условии $\rho_\phi > \rho_s$

стовые жидкости почти полностью заменены фильтратом бурового раствора и доля нефти и газа равна остаточной ($k_{но}$), зона постепенного возрастания коэффициента нефтегазонасыщенности от $k_{но}$ до начального насыщения продуктивной части пласта $k_{нг}$, в которой проводящим флюидом является постепенно изменяющаяся смесь фильтрата с водой ($\rho_{в\phi}$), неизменная часть пласта, представленная начальным насыщением коллектора ($\rho_{пп}$, $\rho_{вп}$). Изменения удельного сопротивления в виде скачков существуют на границах «скважина – глинистая корка» и «глинистая

корка – промытая зона». Внутри пласта границы между промытым пластом и зоной проникновения с переходным сопротивлением, а также между последней зоной и неизменной частью пласта размыты в связи со смешением флюидов в порах коллектора.

На границах «скважина – глинистая корка» и «глинистая корка – промытый пласт» проводящим флюидом является фильтрат бурового раствора, поэтому скачки удельного сопротивления определяются только изменением объемного содержания воды в среде.

Удельное сопротивление раствора $\rho_p = (1/\eta)\rho_f$ (см. рис. 3), где отношение $1/\eta$ как бы изображает параметр пористости среды. Удельное сопротивление глинистой корки и промытого пласта без учета поверхностей проводимости соответственно: $\rho_{гк} = P_{гк}\rho_f$ и $\rho_{пп} = P_{пп}P_n\rho_f$.

Отсюда скачки удельного сопротивления определяются выражениями $\rho_{гк}/\rho_p = P_{гк}/(1/\eta) \approx P_{гк}/P_{пр} \approx \rho_{пп}/\rho_{гк}$. Поскольку параметр пористости в первом приближении есть $1/k_n^2$, то для первой границы скачок соответственно определяется отношением $(k_{п.р}/k_{гк})^2$, а для второй (примерно) – $(k_{гк}/k_n)^2$. Изменения удельного сопротивления на границах «раствор – глинистая корка – коллектор» определяются изменением долей объемов проводящей фазы ρ_f в объеме среды ($k_n = w$, где w – объемное содержание воды или фильтрата).

Границы между промытым пластом, промежуточной зоной, неизменным пластом размыты. Поэтому имеет смысл оценивать отношение $\rho_{пп}/\rho_n$, где $\rho_n = \rho_{пп}$ – в продуктивном коллекторе и $\rho_n = \rho_{вп}$ – в водонасыщенном. Для нефтегазонасыщенного коллектора полное изменение удельного сопротивления в зоне проникновения есть отношение $\rho_{пп}/\rho_{вп}$. Если пористость в коллекторе по направлению радиуса не изменяется,

$$\rho_{пп}/\rho_{пп} = (P_{пп}/P_n) \cdot (\rho_f/\rho_v). \quad (12)$$

Отсюда следует, что в нефтегазонасыщенных коллекторах наблюдаются три вида радиальных характеристик:

1) понижающее проникновение $\rho_{пп} < \rho_{пп}$ при $P_{пп}/P_n \ll 1$ и $\rho_f \geq \rho_v$;

2) нейтральное проникновение $\rho_{пп} = \rho_{пп}$ при $(P_{пп}/P_n) \cdot (\rho_f/\rho_v) = 1$; это условие соответствует случаю $(k_v/k_{пп})^2 = \rho_v/\rho_f$, который часто наблюдается при вскрытии коллекторов на пресных растворах;

3) повышающее проникновение $\rho_{пп} > \rho_{пп}$ при $P_{пп}/P_n > 1$ и $\rho_f \gg \rho_v$, что также очень часто наблюдается в нефтегазонасыщенных пластах; это условие соответствует случаю $(k_n/k_{пп})^2 < \rho_v/\rho_f$.

Из формулы (12) также следует, что водонасыщенные коллекторы ($k_v = 100 \%$, $P_n = 1$) могут быть встречены чаще всего либо при условии повышающего проникновения, либо при отсутствии его. Здесь $\rho_{пп}/\rho_{вп} = P_n \rho_{ф}/P_n \rho_v = \rho_{ф}/\rho_v$ и, следовательно, $\rho_{пп}/\rho_{вп} \geq 1$ при $\rho_{ф}/\rho_v > 1$.

Действительные радиальные характеристики пластов-коллекторов могут быть и более сложными: в процессе бурения возникает зона кольматации, во времени могут быть сильные изменения бурового раствора ($\rho_{ф} \neq \text{const}$), в пласте может существовать окаймляющая зона, насыщенная более соленой водой, чем фильтрат, и др. Однако описанные выше характеристики зон проникновения типичны и встречаются чаще всего.

Наличие радиального изменения удельного сопротивления в коллекторе требует проведения исследований скважин зондами, позволяющими изучать отдельные участки пласта. Различают три группы зондов. Микрозонды рассчитаны на изучение самой близкой к стенке скважины части коллектора. Здесь главную роль играют глинистая корка и промытая зона пласта ($\rho_{гк}$ и $\rho_{пп}$). Зонды среднего радиуса исследования предназначены для изучения промытой зоны и зоны проникновения ($\rho_{пп}$, $\rho_{зп}$). Для получения характеристики коллектора в его неизменной части требуется применение наиболее глубинных зондов, показания которых в основном определяются средой с удельным сопротивлением $\rho_n = \rho_{пп}$ или $\rho_n = \rho_{вп}$, но часто не свободны от влияния зоны проникновения. Глубина зоны проникновения заранее не известна, поэтому при решении главной задачи определения (или оценки) величины ρ_n требуется изучение коллектора не одним, а серией зондов разной глубинности (теоретически не менее трех) для получения трех характеристик (ρ_n , $\rho_{зп}$, D), описывающих коллектор.

Задачи

19. Определить характеристику зон проникновения в коллекторах, вскрываемых на соленых и пресных промысловых жидкостях, задаваясь условиями задачи 17 (использовать данные рис. 9).

20. Определить пределы изменения удельного сопротивления нефтенасыщенных коллекторов одного из месторождений Тюменской области, если в разрезе встречаются чистые, слабоглинистые и глинистые песчаники, пористость которых соответственно изменяется в пределах 25–24, 25–22 и 22–16 %, а удельное сопротивление воды составляет в пластовых условиях 0,14 Ом·м. Воспользоваться данными графика на рис. 7, б.

21. Оценить пределы изменения удельных сопротивлений этих коллекторов в зоне предельного насыщения.

22. Оценить пределы изменения удельных сопротивлений зоны проникновения (промытого пласта) этих коллекторов, если они вскрываются на буровых растворах с удельным сопротивлением $\rho_p = 1 \div 3$ Ом·м при $\delta_p = 1,2$ г/см³.

23. Для коллекторов задачи 20 определить условия, при которых удельное сопротивление зоны проникновения в нефтеносном пласте не отличается от удельного сопротивления неизменной части пласта.

24. Для тех же коллекторов определить условия, при которых в нефтенасыщенном коллекторе наблюдаются зоны проникновения, понижающего и повышающего сопротивление пласта.

§ 3. КАЖУЩЕЕСЯ УДЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ, РЕГИСТРИРУЕМОЕ В СКВАЖИНЕ

Для изучения разрезов скважин методами кажущегося (или эффективного) сопротивления требуется применение разноглубинных измерительных установок, поскольку в объеме исследования коллектора в большинстве случаев имеет место существенное изменение удельного сопротивления по радиусу. Наличие промытой зоны ($\rho_{пш}$), зоны проникновения ($\rho_{зп}$) и неизменной части пласта ($\rho_{п}$) требует применения измерительных устройств, имеющих разную глубину исследования. Применяемые в практике ГИС зонды делятся на две группы: 1) стандартные нефокусированные трехэлектродные; 2) фокусированные индукционные и экранированные зонды. Для изучения наиболее измененной части пласта – промытой зоны – используются зонды с минимальной глубиной исследования – микрозонды, также в двух вариантах: трехэлектродные нефокусированные и фокусированные (двухэлектродные экранированные).

Кроме радиальной неоднородности в пластах-коллекторах в разрезах скважин существует осевая макро- и микронеоднородность – наличие разных по толщине и удельному сопротивлению пластов. Для построения колонки пройденных скважиной пластов по диаграммам различных зондов требуется определение границ пластов и их физических свойств. Способы решения этих задач зависят от типа применяемых зондов и вида используемой аппаратуры, к настоящему времени представленных в промышленности в довольно большом разнообразии (табл. 6).

Кажущееся сопротивление для всех видов измерительных устройств со средним и большим радиусом исследования зависит от $\rho_{пш}$; ρ_p и d_c ; $\rho_{зп}$ и D ; $\rho_{вм}$ и h , т.е. от удельных сопротивлений и

Таблица 6

Аппаратурное обеспечение электрических и электромагнитных методов, используемых в промышленности [2, 18, 29]

Аппаратура	Зонды	Диаметр прибора d_n , мм	Допустимые	
			t , °C	p , МПа
КСП-3	Стандартные зонды БЭЗ: A0,4M0,1N; A1M0,1N; A2M0,5N; A4M0,6N; A8M1N; N0,5M2A; A0,5M8N; СП	73	150	100
АБК-3	A ₃ 1,6A ₀ 0,15	70	100	50
ТБК	A ₃ 1,6A ₀ 0,15	70	200	100
АБКТ	Стандартные зонды БЭЗ; A ₃ 1,6A ₀ 0,15	73	150	100
БКС-2	Разноглубинные зонды БК	121	150	100
ПИК	4Φ0,75	73	120	60
ПИК-1М	4И1			
АИК-М	6Φ1	73	150	100
АИК-3	6Φ1, AM = 0,5 м	73	150	100
АИК-4	Зонды БЭЗ, 8И1,4	105	150	100
АИК-5	7И1,6 (активная и реактивная составляющие)	90	125	100
БИК-2	Разноглубинные зонды БК и два зонда ИК: 7И0,6 и 6И1	100	150	100
ВИК (высокочастотный индукционный каротаж)	4Φ1, 4Φ1,1	89	120	100
ИКЗ-1	Разноглубинные зонды ИК: 6И0,8; 4И1,4; 4ИЗ,5А; 4ИЗ,5Р	90	125	100
ИКЗ-Н	Разноглубинные зонды ИК: 3И0,35; 3И0,7; 3И1,4;	73	125	100
ЭКМЗ (ТЕМП) (электромагнитный каротаж по затуханию)	Изопараметрические зонды: Г5,6И0,4И и Г2,26И0,16И и псевдобокковой зонд	90	120	100
ВИКИЗ (высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование)	3Φ0,5; 3Φ0,71; 3Φ1; 3Φ1,41; 3Φ2,0 и ПС	73	120	60
Э1	Стандартные зонды БЭЗ и БК-3, A ₃ 1,6A ₀ 0,15	73	200	120
Э2	A0,025M0,025N, A0,05M; двух-электродный экранированный микрозонд	100	200	120

Продолжение табл. 6

Аппаратура	Зонды	Диаметр прибора d_n , мм	Допустимые	
			t , °C	p , МПа
Э3	6Э1; АМ = 0,5 м	73	200	100
Э4	А ₃ 1,6А ₀ 0,15	73	250	150
Э6	6Э1; 8Э0,9; А ₃ 1,5А ₀ 0,15	73	150	100
Э7	АМ = 0,5 м; два градиент-зонда разной длины; А ₃ 1,5А ₀ 0,15	54	200	120
Э9	Три экранированных зонда разной глубинности (БК _м , БК _с , БК _б) и СП	73	200	120

геометрии отдельных сред, заполняющих изучаемое зондом пространство.

Для выделения границ пластов используются сведения о формах кривых ρ_k против пластов ограниченной толщины h при $\rho_n > \rho_{вм}$ и $\rho_n < \rho_{вм}$.

Для определения истинных удельных сопротивлений по кажущимся используют результаты решения прямых задач для моделей, приближенно описывающих изучаемые среды, представленные цилиндрическими границами раздела ($\rho_p - \rho_{эл}$; $\rho_{эл} - \rho_n$).

КАЖУЩЕЕСЯ УДЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ДЛЯ НЕФОКУСИРОВАННЫХ ГРАДИЕНТ- И ПОТЕНЦИАЛ-ЗОНДОВ

Формы кривых для нефокусированных потенциал- и градиент-зондов сложны (особенно для градиент-зондов), в значительной степени отличаются по виду от распределения истинных удельных сопротивлений в разрезе за счет экранных эффектов. Характер кривых в этом случае изучался на модели пласта с плоскими границами без влияния скважины с помощью теоретических расчетов. На основании этих расчетов выведены основные правила определения границ, которыми и пользуются на практике [5]. Более точные решения для моделей, содержащих как плоские, так и цилиндрические границы (скважина, зона проникновения), были получены с помощью сеточного моделирования. Однако эти решения не изменили правил определения границ пластов. Модель среды с плоскими границами позволяет довольно наглядно и в большинстве случаев просто по физическому смыслу объяснить ход кривых кажущегося сопротивления, исходя из таких характеристик поля, как плотность тока j или потенциал U в данной точке среды, и удельного электрического

сопротивления ρ_{MN} или $\rho_{M\infty}$ между измерительными электродами применяемого зонда.

Для градиент-зонда

$$\rho_k = (j/j_0)\rho_{MN}. \quad (13)$$

Здесь j и j_0 – соответственно плотности тока в точках, где расположены измерительные электроды M и N зонда, в случае неоднородной и однородной сред.

Для потенциал-зонда

$$\rho_k = (U/U_0) \rho_M \text{ или } \rho_k = (j/j_0)_{\text{ср}} \rho_{M\infty}, \quad (14)$$

где U и U_0 – соответственно потенциалы в точке расположения электрода M зонда в случае неоднородной и однородной сред; $(j/j_0)_{\text{ср}}$ – среднее отношение плотности тока в неоднородной и однородной средах в направлении $M\infty$; $\rho_{M\infty}$ – среднее удельное сопротивление на участке $M\infty$.

Решение задачи о связи кажущегося удельного сопротивления с истинным при наличии скважины конечного диаметра имеется для следующих случаев:

1. *Двухслойные палетки* БЭЗ [12]. Одна цилиндрическая граница раздела. Двухслойная среда состоит из породы с удельным сопротивлением $\rho_{\text{п}}$ и скважины диаметром d_c , заполненной раствором удельного сопротивления ρ_p . Толщина пласта бесконечно велика. Решение представлено в виде семейств двухслойных кривых для потенциал- и градиент-зондов $\rho_k/\rho_p = f(AM/d_c)$ или $\rho_k/\rho_p = f(AO/d_c)$, собранных в виде соответствующих палеток. Модулем каждой кривой является отношение $\rho_{\text{п}}/\rho_p = \mu$.

2. *Трехслойные палетки* БЭЗ [12]. Две коаксиальные цилиндрические границы раздела. Трехслойная среда представляет собой породу с удельным сопротивлением $\rho_{\text{п}}$, зону проникновения с диаметром D и удельным сопротивлением $\rho_{\text{зп}}$, а также скважину диаметром d_c , заполненную раствором удельного сопротивления ρ_p (ρ_c). Толщина пласта бесконечно велика. Решение представлено в виде семейств трехслойных кривых $\rho_k/\rho_p = f(AM/d_c)$ или $\rho_k/\rho_p = f(AO/d_c)$, сгруппированных на соответствующих палетках. Модулем каждой кривой является отношение $\rho_{\text{п}}/\rho_p$, а модулями палеток – $\rho_{\text{зп}}/\rho_p$ (ρ_{Δ}/ρ_c) и D/d_c .

3. *Палетки ЭКЗ* [12]. Пласт ограниченной толщины, пересеченный скважиной конечного диаметра. Данная неоднородная среда состоит из пласта удельного сопротивления $\rho_{\text{п}}$ толщиной h , вмещающих пласт пород с удельным сопротивлением $\rho_{\text{вм}}$ и скважины диаметром d_c , заполненной глинистым раствором с сопротивлением ρ_p (ρ_c). Зона проникновения отсутствует. Решение

представлено в виде семейств кривых $\rho_{\text{кmax}}/\rho_p = f(AO/d_c)$ с модулями ρ_n/ρ_p . Модулями палеток являются отношения h/d_c и $\rho_{\text{зм}}/\rho_n$.

На основании перечисленных расчетных данных решается обратная задача перехода от кажущегося сопротивления к удельному сопротивлению пласта и зоны проникновения. По этим же данным оценивается ожидаемая величина кажущихся сопротивлений в разрезе заданного типа.

Задачи^{*}

25. Определить возможные величины кажущегося удельного сопротивления мощных пластов, имеющих удельные сопротивления 250, 25 и 2 Ом·м, при наличии скважины, пробуренной долотом диаметром 215 мм и заполненной промывочной жидкостью с удельным сопротивлением 2,5 Ом·м, если запись кривых ρ_k ведется стандартными зондами: А2М0,5Н; А8М1Н.

26. Определить величины кажущегося сопротивления против середины мощных пластов ангидрита и каменной соли, если скважина пробурена долотом 298 мм; диаметр скважины против пласта соли в 2,5 раза больше номинального, а против пласта ангидрита – равен номинальному. Удельное сопротивление промывочной жидкости 0,05 Ом·м. Диаграмма ρ_k записана зондами А4М0,5Н и А1М0,1Н.

27. Какого размера потребуется градиент-зонд, чтобы зарегистрировать против мощного пласта глин кажущееся сопротивление, близкое к истинному удельному сопротивлению? Диаметр скважины в интервале пласта 0,5 м, удельное сопротивление промывочной жидкости 1,2 Ом·м, а пласта 5 Ом·м.

28. Каких размеров потребуются градиент- и потенциал-зонды, чтобы против водоносных песчаников были зарегистрированы кажущиеся сопротивления, близкие к истинным, если значение $\rho_{\text{зм}}$ варьирует в пределах 10–20 Ом·м, а $\rho_n = 0,5 \div 0,8$ Ом·м? Диаметр зоны проникновения 0,85 м, диаметр скважины 0,25 м.

29. Каких размеров потребуются градиент-зонды, чтобы получить кажущиеся сопротивления, близкие к истинным, в мощных пластах карбонатных коллекторов, если $\rho_n = 20$ Ом·м; $\rho_{\text{зм}} = 240$ Ом·м; $d_c = 0,25$ м; $\rho_p = 1,6$ Ом·м; $D = 0,4, 1$ и 2 м?

30. Определить кажущиеся сопротивления пластов песчаников, залегающих в глинах. Толщины пластов составляют 0,2, 0,5, 1 и 2 м; $\rho_c = 0,5$ Ом·м; $\rho_n = 10, 20$ Ом·м; удельное сопротивление глин 2,5 Ом·м; $d_c = 0,3$ м. Диаграммы записаны зондами М0,4А0,1В; М2,0А0,25В; М4А0,25В. Зона проникновения отсутствует.

^{*}Для решения этих задач необходимо располагать палетками бокового электрического градиент- и потенциал-зондирования [11, 12].

31. Подсчитать, во сколько раз кажущееся сопротивление пласта отличается от истинного ($\rho_{\text{п}} = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), если удельное сопротивление раствора $1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, вмещающих пласт пород $2,0 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, диаметр скважины – $0,2 \text{ м}$, толщина пласта $1,8 \text{ м}$. Диаметры записаны зондами В0,1А0,5М и В0,25А4М.

КАЖУЩЕЕСЯ УДЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ДЛЯ ФОКУСИРОВАННЫХ ЗОНДОВ (ЭКРАНИРОВАННЫХ И ИНДУКЦИОННЫХ)

Электромагнитный каротаж (ЭМК) представляет собой исследование горных пород, основанное на измерении параметров искусственного переменного магнитного поля. Используют два типа электромагнитного каротажа – индукционный и волновой.

Индукционный каротаж (ИК), а в варианте зондирования – индукционное каротажное зондирование (ИКЗ), представляет собой электромагнитный каротаж, использующий область низких частот (десятки и первые сотни килогерц), в которых слабо проявляются волновые свойства регистрируемого электромагнитного поля, поскольку длина волны намного больше размеров зонда. Измеряемым параметром является величина ЭДС в приемной катушке, пропорциональная кажущейся удельной электрической проводимости σ_k . Единицей измерения этой величины является миллизименс на метр ($\text{мСм}/\text{м}$).

Высокочастотный индукционный каротаж (ВИК) и диэлектрический каротаж (ДК) – это электромагнитные методы в области частот от нескольких сотен килогерц до десятков мегагерц. В ДК длина волны соизмерима с размерами зонда и равна $1\text{--}2 \text{ м}$ в породе и $0,3\text{--}0,5 \text{ м}$ в скважине. При низком сопротивлении длина волны ВИК равна $1\text{--}3 \text{ м}$ в скважине и $4\text{--}5 \text{ м}$ в породе. Измеряемыми величинами являются характеристики электромагнитного поля (фазовые и амплитудные), которые определяются преимущественно удельной электрической проводимостью (ВИК) или диэлектрической проницаемостью (ДК). Определяемой величиной для ВИК является удельная электропроводимость пород, а для ДК – относительная диэлектрическая проницаемость [13].

Одним из вариантов ВИК является зондирование с использованием изопараметрических зондов, именуемое ВИКИЗ – высокочастотное каротажное изопараметрическое зондирование [29]. Изопараметричность – свойство зондов показывать одинаковое значение разности фаз в средах с одним и тем же сопротивлением. Измеряемой величиной является разность фаз сигналов в

сближенных измерительных катушках. Зонды ВИКИЗ различаются по частоте тока питания, при этом произведение частоты на квадрат длины зонда и отношение измерительной базы к длине зонда являются постоянными величинами.

Вариант ВИК, основанный на измерении затухания электромагнитного поля, называется электромагнитным каротажем по затуханию (ЭМКЗ). Аппаратура ЭМКЗ ТЕМП включает три разноглубинных зонда: два изопараметрических зонда с разными частотами, позволяющими производить запись относительной разности амплитуд, и зонд псевдобокового каротажа. Эта комплексная аппаратура по сравнению с ВИКИЗ обладает большей глубиной при любом типе проникновения фильтра промывочной жидкости в пласт.

При изучении разрезов скважин с индукционными зондами наблюдаются вихревые токи, индуцируемые генераторной катушкой в окружающей зонд среде. Поскольку ось катушки практически совпадает с осью скважины, индуцированные токи текут в пласте по кольцевым траекториям в плоскости, перпендикулярной к оси зонда. В этом случае изучаемая среда сложена из элементарных, включенных параллельно колец.

Кажущееся удельное сопротивление, получаемое с фокусированными зондами в неоднородной среде, изучалось методами физического и математического моделирования. При этом одновременно решались две задачи: выбор оптимальной конструкции зонда и получение палеток и номограмм, с помощью которых показания этого зонда смогут быть использованы при определении удельного сопротивления пласта-коллектора.

Экранированные зонды (БК) используются в вариантах трех-, семи- и девятиэлектродных. Наиболее распространенным является трехэлектродный зонд БК-3 с объемными электродами, длиной центрального электрода 0,15 м и общей длиной 3,2 м. Аналогичны этому фокусированные зонды (три зонда) аппаратуры Э9 с центральным электродом длиной 0,3 м. Секционированные экранные электроды позволяют изменять форму токового пучка от основного электрода A_0 , что дает возможность изменять фокусировку и, следовательно, глубину зонда. Регулируемыми являются также экранированные зонды аппаратуры БКС (три зонда) вида $L_A4,2q6$ (семиэлектродный) и $L_B5L_A1,2q1$ (девятиэлектродный или зонд с малой глубиной). Здесь $L_B = 5$ м, $L_A = 1,2$ м – соответственно расстояния BB' и AA' ; $q = (L_A - L)L$, где L – длина центрального электрода.

Современные групповые зонды бокового каротажа разработаны для оценки удельного электрического сопротивления тонких пластов. Высокоточные групповые зонды бокового каротажа разработаны фирмами «Baker Atlas» (зонд HDLL) и «Schlumberger»

(HRLL). Конструкция приборов обеспечивает получение замеров высокого разрешения, что позволяет скомпенсировать влияние зоны проникновения на показания глубинных зондов и вмещающих пород.

Аппаратура HRLL содержит шесть симметричных, активно сфокусированных измерительных систем бокового каротажа, позволяющих производить запись шести кривых, каждая из которых отражает сопротивление определенной зоны пласта. Кривая малого зонда отражает сопротивление в скважине. Большой зонд достигает глубинных зон пласта. На рис. 1^{*)} приведен пример записи кривых зонда HRLL в одной из скважин, пробуренной в терригенном разрезе.

С трехэлектродным или многоэлектродным экранированным зондом (БК) изучается поле основного или центрального электрода A_0 . Участок среды, где распределяется поле, в первом приближении представляет собой диск, центр которого совпадает с осью зонда. Токовые линии в этом диске расходятся по радиусам от поверхности электрода. Изучаемый зондом объем представлен набором элементарных последовательно включенных колец, где длиной проводника служит толщина, а сечением – цилиндрическая поверхность элементарного кольца.

Особенностью полей фокусированных зондов является то, что текущие в изучаемой среде токи не пересекают плоских границ. Это практически освобождает диаграммы ρ_k или σ_k фокусированных зондов от влияния экранных эффектов и резко упрощает способы определения границ пластов. Кроме этой особенности отметим вторую. Токовые линии поля, создаваемого индукционным зондом, *не пересекают*^{**)} цилиндрических границ скважины и зоны проникновения. Это позволяет складывать эффекты влияния проводимости отдельных кольцевых проводников, независимых друг от друга. Токовые линии в поле, создаваемом центральным электродом зонда БК, *пересекают* цилиндрические поверхности по нормали. Это позволяет складывать сопротивления отдельных зон среды: скважины, зоны проникновения, пласта, включенных последовательно и составляющих полное сопротивление заземления центрального электрода зонда. Однако сложение проводимостей и сопротивлений проводников требует знания их геометрии, характеристики их сечения и длины этих проводников. Для этой цели в приближенной теории фокусированных методов введено понятие геометрических факторов пространства. Поскольку форма части пространства, ко-

^{*)}Римскими цифрами пронумерованы рисунки, помещенные на вкладке.

^{**)}Естественно, что оба эти условия справедливы для тех случаев, когда скважина пересекает границы пластов под прямым или близким к прямому углом.

торая изучается каким-либо зондом, зависит от размещения и числа его фокусирующих элементов, геометрические факторы разных зондов различны и являются главной их характеристикой.

Для однородной среды $\rho_k = G\rho_n = \rho_n$; $\sigma_k = B\sigma_n = \sigma_n$, поэтому $\sum G_i = G = 1$ и $\sum B_i = B = 1$ – суммарные геометрические факторы полного пространства, изучаемого соответственно экранированным и индукционным зондами.

В неоднородной среде по радиусу среды для фокусированных зондов

$$\rho_k = G_c \rho_k + G_{зп} \rho_{зп} + G_n \rho_n, \quad (15)$$

$$G_c + G_{зп} + G_n = 1,$$

$$\sigma_k = B_c \sigma_k + B_{зп} \sigma_{зп} + B_n \sigma_n, \quad (16)$$

$$B_c + B_{зп} + B_n = 1,$$

где G_c и B_c , $G_{зп}$ и $B_{зп}$, G_n и B_n – геометрические факторы скважины, зоны проникновения и пласта для соответствующих типов зондов.

Геометрические факторы зондов могут быть сформированы по-разному в зависимости от того, как набираются элементарные объемы пространства: по направлению оси скважины – осевой G_z , B_z , по радиусу – радиальный геометрический фактор G_r , B_r . Осевой геометрический фактор определяет степень влияния границ и толщины исследуемого пласта. Поскольку это влияние по сравнению с нефокусированными зондами не очень велико, оно обычно учитывается путем введения поправок за толщину пласта и приведения показаний зондов к условиям неограниченной толщины ($h \rightarrow \infty$). Поэтому главной характеристикой зонда является радиальный геометрический фактор. Он играет важную роль, поскольку с его помощью оценивается глубинность фокусированных зондов и их чувствительность к параметрам пласта (ρ_n , σ_n) и зоны проникновения ($\rho_{зп}$, $\sigma_{зп}$, D).

Пример радиальных характеристик некоторых фокусированных зондов, позволяющих оценить их глубинность, приведен на рис. 10. На этом же рисунке показано, что радиальные геометрические факторы фокусированных зондов различаются не только в зависимости от их типов, но и в связи с влиянием толщины пласта и типа проникновения.

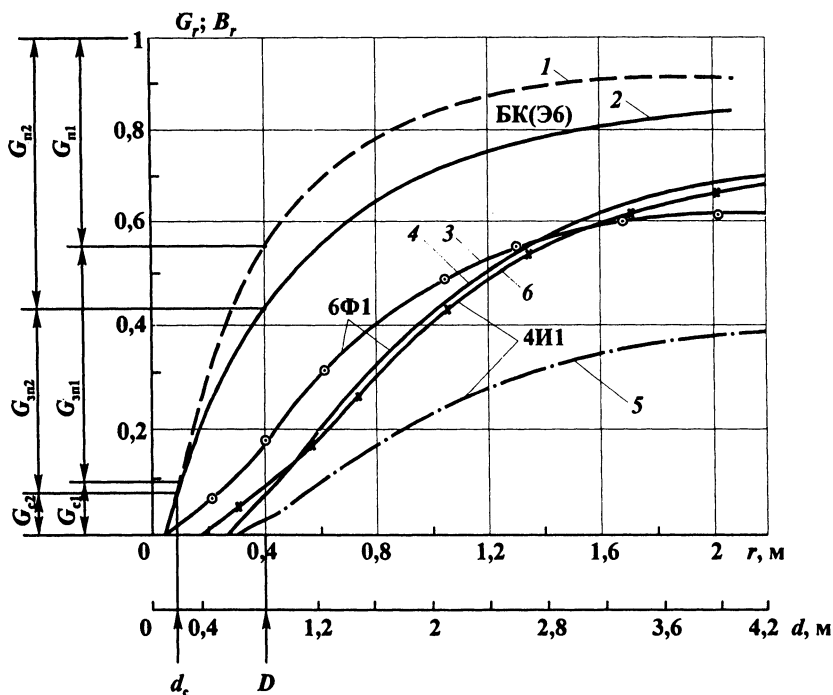


Рис. 10. Радиальные характеристики фокусированных зондов.
БК(Э6): 1 — $\rho_{\text{п}} < \rho_{\text{зп}}$; 2 — $\rho_{\text{п}} > \rho_{\text{зп}}$; 6Ф1 и 4И1: 3, 5 — $h = 1$ м; 4, 6 — $h = \infty$

Пример 16. Оценить влияние скважины, зоны проникновения и пласта большой толщины на кажущееся сопротивление и электропроводность зондов БК(Э6) и 4И1 при условиях: $d_c = 0,2$ м; $\rho_p = 1,3$ Ом·м; $\rho_{\text{зп}} = 25$ Ом·м; $\rho_{\text{п1}} = 0,6$ Ом·м; $\rho_{\text{п2}} = 45$ Ом·м; $D = 0,8$ м. Для пласта 1: $G_{c1} = 0,1$; $G_{\text{зп1}} = 0,46$; $G_{\text{п1}} = 0,44$. Для пласта 2: $G_{c2} = 0,08$; $G_{\text{зп2}} = 0,36$; $G_{\text{п2}} = 0,56$.

Решение: $\rho_{k1} = 0,1 \cdot 1,3 + 0,46 \cdot 25 + 0,44 \cdot 45 = 11,9$ Ом·м;

$\rho_{k2} = 0,08 \cdot 1,3 + 0,36 \cdot 25 + 0,56 \cdot 45 = 35,2$ Ом·м.

При измерениях зондами 6Ф1 и 4И1 ($h \rightarrow \infty$)^{*}

$\sigma_{k1} = 0,770 + 0,07 \cdot 40 + 0,93 \cdot 1660 = 1556,6$ мСм/м;

$\sigma_{k2} = 0,770 + 0,07 \cdot 40 + 0,93 \cdot 22,3 = 23,6$ мСм/м;

при $h \rightarrow \infty$ для зондов 6Ф1 и 4И1 $\rho_{k1} = 0,64$ Ом·м, $\rho_{k2} = 42,4$ Ом·м.

Если толщина пласта уменьшается до 1 м, вклады пласта в

^{*}Для вычисления σ_p , $\sigma_{\text{зп}}$, $\sigma_{\text{п}}$ в мСм/м через ρ в Ом·м используем соотношение $\sigma = 1000/\rho$ [мСм/м].

показания и того и другого зонда уменьшаются, причем для зонда 4И1 значительнее, чем для 6Ф1.

Задачи

32. Вычислить значения ρ_k , получаемые с зондом БК(Э6), для набора параметров: $D/d_c = 2; 4; 8; 16; 32$ при $d_c = 0,2$ м и $\rho_n = 0,5; 1; 5; 10; 20; 50; 100$ Ом·м; $\rho_{эл} = 20$ Ом·м, $\rho_p = 0,5 \div 2$ Ом·м.

33. Вычислить ρ_k зонда БК(Э6) для $d_c = 0,2 \div 0,25$ м; $\rho_p = 0,05$ Ом·м; $\rho_n = 0,5 \div 100$ Ом·м, $\rho_{эл} = 0,5 \div 5,0$ Ом·м.

34. Вычислить значения ρ_k , регистрируемые зондами 4И1 и 6Ф1 в условиях задачи 33. Показать, как изменится ρ_k , если пласты-коллекторы окажутся тонкими ($h \rightarrow 1$ м).

35. Вычислить значения ρ_k , регистрируемые с зондами 4И1 и 6Ф1 в условиях задачи 32. Показать, как изменится ρ_k при $h \rightarrow 1$ м.

§ 4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ПЛАСТОВ ПО ДИАГРАММАМ КАЖУЩЕГОСЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ

Диаграммы кажущегося сопротивления служат средством расчленения разрезов исследуемых скважин. Способы определения границ и толщин пластов по диаграммам ρ_k основаны на знании форм кривых кажущегося сопротивления против одиночных пластов и их пачек. Для освоения этих способов следует детально изучить соответствующие разделы теоретического курса, изложенного в работе [5].

Рассмотрим лишь правила определения границ пластов высокого сопротивления, так как границы пластов низкого сопротивления являются одновременно кровлей или подошвой пластов высокого сопротивления и правила их определения аналогичны.

Толщины пластов в каждом приведенном случае могут быть установлены по известным глубинам границ пластов (подошвы и кровли).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ПЛАСТОВ ПО ДИАГРАММАМ ПОТЕНЦИАЛ-ЗОНДОВ

На кривых кажущегося сопротивления, записанных потенциал-зондами, пласт ограниченной мощности при малом различии сопротивлений вмещающих пород выделяется аномалией, симметричной относительно середины пласта. В связи с этим правила определения положения кровли и подошвы пласта по кривой ρ_k потенциал-зонда одинаковы.

Определение границ мощных пластов ($AM < h \gg d_c$) высокого сопротивления производится по следующим правилам.

1. Если $\rho_{\text{вм}} \approx \rho_{\text{р}}$, границы устанавливаются по точкам $\rho_{\text{к.гр}} = 4\rho_{\text{р}}$.
2. Если $\rho_{\text{вм}} > \rho_{\text{р}}$, $\rho_{\text{к.гр}} = (2\rho_{\text{к.вм}}\rho_{\text{к.мах}})/(\rho_{\text{к.вм}} + \rho_{\text{к.мах}})$ или, если $\rho_{\text{к.мах}} \gg \rho_{\text{к.вм}}$, $\rho_{\text{к.гр}} \approx 2\rho_{\text{к.вм}}$.
3. С достаточной для практических работ точностью можно также пользоваться правилом, согласно которому точки кривой $\rho_{\text{к}}$ потенциал-зонда, соответствующие границам пласта, смещены на расстояние $AM/2$ от начала крутого подъема кривой относительно оси глубин против пласта в сторону вмещающих пород низкого сопротивления.

При определении границ пластов малой и средней толщины диаграммы потенциал-зондов используются редко.

Пример 17. Найти границы пласта высокого сопротивления по диаграммам $\rho_{\text{к}}$ потенциал-зондов, приведенным на рис. 11. Диаграммы записаны зондами В7,5А0,75М и В20А2,5М. Удельное сопротивление глинистого раствора $\rho_{\text{р}} = 1,4$ Ом·м; $\rho_{\text{вм}} = 4,5$ Ом·м.

Так как $\rho_{\text{вм}} > \rho_{\text{р}}$, следует воспользоваться правилами, изложенными в п. 2 и 3. Точки $\rho_{\text{к.гр}}$, соответствующие границам пласта, отмечены на диаграммах крестиками. Заштрихованная область – пласт высокого сопротивления.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ПЛАСТОВ ПО ДИАГРАММАМ ГРАДИЕНТ-ЗОНДОВ

На диаграммах кажущегося сопротивления, записанных градиент-зондами, в большинстве случаев границы пластов совпадают с экстремальными значениями $\rho_{\text{к}}$.

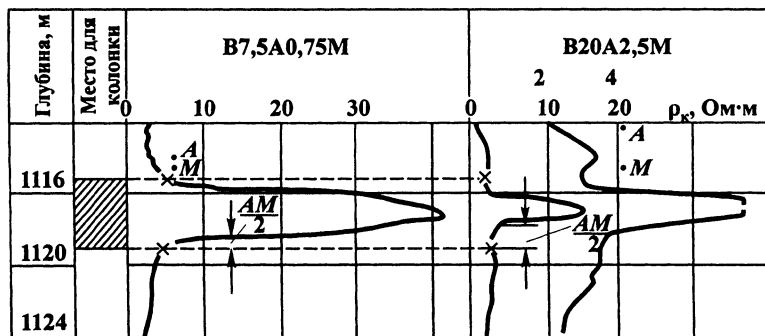


Рис. 11. Пример определения границ пласта высокого сопротивления по диаграммам потенциал-зондов

Пласты большой и средней толщины ($AO < h \gg d_c$).

1. На диаграммах ρ_k последовательных градиент-зондов подошва и кровля пласта высокого сопротивления находятся по точкам, расположенным на расстояниях $MN/2$ ($AB/2$) ниже точек $\rho_{k\max}$ и $\rho_{k\min}$. Если расстояние MN невелико (0,1–0,25 м) и в данном масштабе глубин диаграммы это смещение не имеет значения, то подошва и кровля пласта определяются по точкам $\rho_{k\max}$ и $\rho_{k\min}$. Если размер зонда велик и во много раз превышает диаметр скважины, то на кривой ρ_k вблизи кровли пласта высокого сопротивления наблюдается участок с пониженным кажущимся сопротивлением (на теоретических кривых он равен размеру зонда AO), а точка $\rho_{k\min}$ в кровле пласта практически не отмечается. В этих случаях кровля находится на расстоянии, равном размеру зонда, выше точки a (рис. 12).

2. На диаграммах ρ_k обращенных градиент-зондов подошва и кровля пласта высокого сопротивления находятся по точкам, смещенным на $MN/2$ ($AB/2$) вверх от точек $\rho_{k\max}$ и $\rho_{k\min}$. Это смещение учитывается лишь при крупных масштабах глубин или больших MN . При использовании зондов больших размеров подошва пласта устанавливается способом, аналогичным изложенному в п. 1 для кровли пласта.

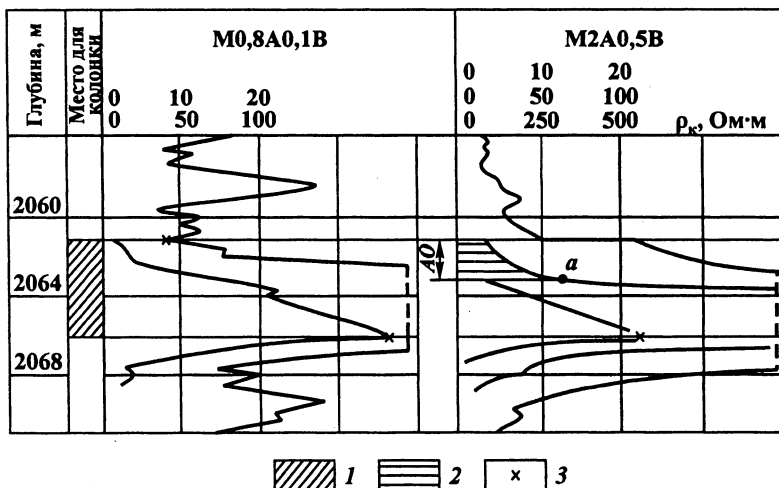


Рис. 12. Пример определения границ пласта высокого сопротивления по диаграммам градиент-зондов:

1 – пласт высокого сопротивления; 2 – зона пониженного кажущегося сопротивления; 3 – границы пласта

Пласты малой толщины ($h \leq AO$). Для определения границ тонких пластов по диаграммам градиент-зондов больших размеров имеются лишь приближенные способы [5]. В данном случае границы пластов лучше выделять по диаграммам микрозондов, экранированного зонда, а иногда и каверномера.

Изложенные выше правила справедливы для установления границ однородных пластов. Если границы нечеткие и имеет место постепенное изменение литологических и физических свойств при переходе от одного пласта к другому, формы кривых кажущегося сопротивления и способы определения границ усложняются. В этих случаях следует выделять переходные зоны.

При выделении пластов и составлении разреза важно учитывать известные формы кривых ρ_k для разных пластов и зондов, влияние эффектов экранирования одного пласта другим и уметь находить интервалы, где кажущееся сопротивление в значительной степени искажено влиянием соседних пластов. В этих интервалах кривая ρ_k не отражает распределения истинных удельных сопротивлений пластов в разрезе. Интервалы, где наблюдается экранирование, по возможности следует исключить из рассмотрения, или выбирать диаграммы таких зондов, на которых данный участок разреза не попадает в интервал экранирования.

Пример 18. Найти границы пластов высокого и низкого сопротивлений по диаграммам градиент-зондов (см. рис. 12). Отметить интервалы, где кажущееся сопротивление особенно сильно отличается от истинного в результате влияния соседнего пласта. Диаграммы зарегистрированы последовательными градиент-зондами M0,8A0,1B и M2A0,5B.

Границы пластов находят по точкам $\rho_{k\max}$ и $\rho_{k\min}$. Величина поправки $AB/2$ для первого зонда ничтожно мала, а для второго при масштабе глубин диаграммы 1:200 она составляет 1,25 мм. Интервал резкого снижения кажущегося сопротивления на диаграмме большего зонда равен длине зонда и расположен со стороны минимума ρ_k в кровле пласта (см. рис. 12).

Пример 19. Найти границы пластов высокого и низкого сопротивлений по диаграммам ρ_k (рис. 13). Выделить переходные зоны (зона постепенного изменения сопротивления).

На диаграммах последовательных градиент-зондов A2M0,5N и A4M0,5N пласт в интервале 2036–2051,6 м определяется аномалией, не характерной для градиент-зондов. Отсутствуют максимумы $\rho_{k\max}$ в его подошве. Это свидетельствует о постепенном уменьшении сопротивления к подошве пласта. Такую же характеристику дает и потенциал-зонд B7,5A0,75M. Подошва пласта находится на глубине 2051,6 м, что установлено по началу переходной зоны с учетом показаний других геофизических методов.

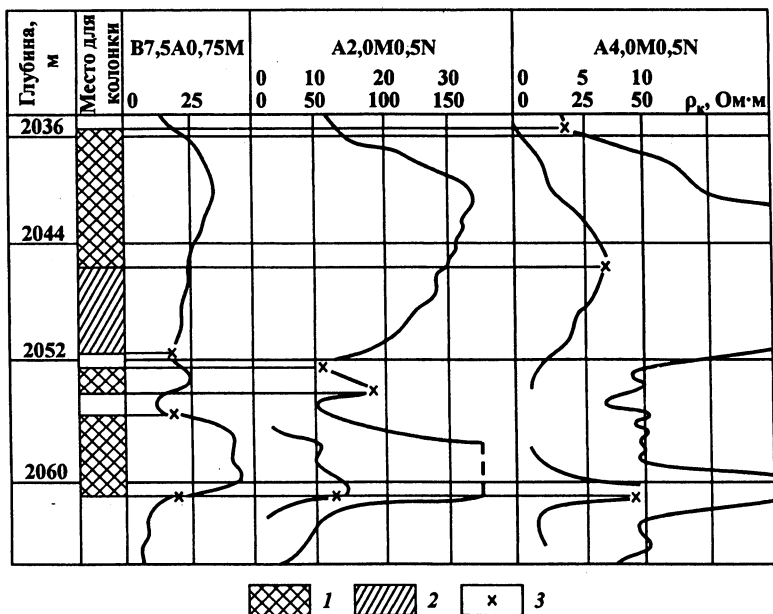


Рис. 13. Пример определения границ неоднородного по сопротивлению пласта по диаграммам комплекса зондов:

1 – пласт высокого сопротивления; 2 – переходная зона; 3 – границы пласта

Пример 20. Определить границы пластов высокого и низкого сопротивлений по диаграммам ρ_k (рис. 14). Отметить интервалы, где кажущееся сопротивление значительно изменено влиянием соседних пластов. На диаграмме последовательного градиент-зонда M0,8A0,1B, размер которого $AO(MO) = 0,85$ м, границы пластов выделяются по точкам $\rho_{k\max}$ и $\rho_{k\min}$, поскольку их толщины $h > AO$.

На диаграмме зонда M2A0,5B с $AO = 2,25$ м пласт II отмечается как тонкий. Под ним выделяются экранные минимум и максимум. Точка m не соответствует кровле пласта I, а отмечает момент выхода электрода $A(M)$ в верхний пласт низкого сопротивления (выше пласта II). Кровля пласта I может быть найдена на расстоянии $AO = 2,25$ м выше точки a .

На диаграмме градиент-зонда M4A0,5B, когда $AO = 4,25$ м, т.е. превышает мощности обоих пластов, экранный минимум под пластом II увеличивается и кровля пласта I не определяется.

На диаграмме, записанной градиент-зондом M7,5A0,75B ($AO = 7,87$ м), пласт I не может быть выделен, поскольку весь он попадет в зону экранного минимума от пласта II.

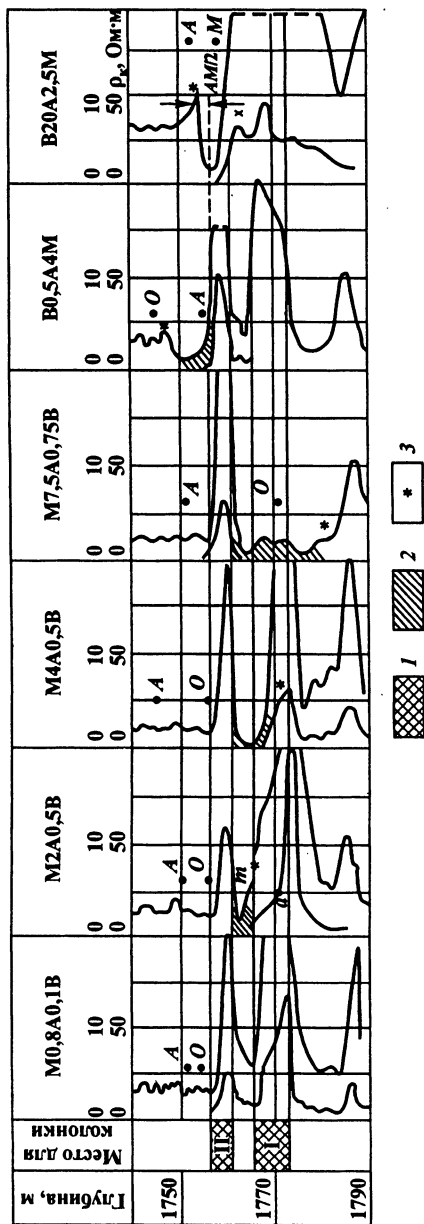


Рис. 14. Пример определения границ пластов при наличии экранирования одного пласта другим:
1 – пласты высокого сопротивления; 2, 3 – зоны экранных минимумов и максимумов соответственно

На диаграмме, записанной обращенным градиент-зондом В0,5А4М ($AO = 4,25$ м), экранные максимум и минимум пласта II размещаются выше его кровли, поэтому кровля пласта I отчетливо выделяется значением $\rho_{\text{кmax}}$. Подошва пласта I не отмечается величиной $\rho_{\text{кmin}}$ поскольку $AO > h$.

На диаграмме, зарегистрированной потенциал-зондом В20А2,5М размером $AM = 2,5$ м, пласт I выделяется резко суженной аномалией, поскольку размер зонда близок к толщине пласта, а пласт II, для которого $AM > h$, отмечается минимальным значением $\rho_{\text{к}}$, что свидетельствует об очень высоком его сопротивлении. Под пластом II и над ним регистрируются экранные максимумы (отмечены звездочками). Границы пласта находятся на расстоянии $AM/2$ от экранных максимумов к его середине.

Задачи

36. Найти границы и выделить пласты высокого и низкого сопротивлений по диаграммам $\rho_{\text{к}}$ зондов N7,5M0,75A (см. рис. 91) и В7,5А0,75М (см. рис. 90).

37. Найти границы и определить толщины пластов высокого и низкого сопротивлений по диаграммам $\rho_{\text{к}}$, записанным с зондами А0,4М0,1N; А0,8М0,1N; А2М0,5N; N0,5М4А; А4М0,5N; М7,5А0,75В (см. рис. 25, пласты а, б). Отметить границы пластов высокого и низкого сопротивлений по диаграммам, изображенным на рис. 25, пласт в. Обратить внимание на участки диаграмм, где кажущееся сопротивление резко снижено за счет влияния соседних пластов. Отметить интервалы, где расположены зоны экранирования.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ И ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА ПЛАСТОВ ПО ДИАГРАММАМ НЕФОКУСИРОВАННЫХ МИКРОЗОНДОВ

При изучении разрезов скважин с помощью микрозондов измеряется кажущееся сопротивление в очень малом объеме пород вблизи стенки скважины. Исследование проводится двумя зондами А0,025М0,025N и А0,05М, именуемыми соответственно градиент- и потенциал-микрозондами. Поскольку их размеры очень малы, границы пластов по диаграммам $\rho_{\text{к}}$ находят по крутым подъемам кривых с большой точностью.

Показания микрозондов в значительной степени зависят от условий прилегания их электродов к стенке скважины. В связи с тем что эти условия различны против пластов, имеющих разный литологический состав, по диаграммам микрозондов расчленяют разрез и выделяют некоторые группы пород.

В каверне при относительно низком сопротивлении окружающих пород (глин) и условии, что башмак микрозонда не касается стенки скважины, регистрируется обычно кажущееся сопротивление, близкое к сопротивлению глинистого раствора ($\rho_k = \rho_p$).

В плотных, а также в трещиноватых породах высокого сопротивления показания микрозондов зависят от условий прилегания башмака к неровной стенке скважины. Поскольку башмак микрозонда отделен от плотной породы очень неравномерным по толщине слоем глинистого раствора, то регистрируются резко дифференцированные кривые при достаточно высоких показаниях на диаграммах обоих зондов. Аналогично отмечаются пористые, но слабопроницаемые и неразрушающиеся разности (глинистые песчаники, глинистые алевролиты). Они отличаются от плотных пород только несколько меньшими значениями ρ_k .

Фильтрующие пласты, на поверхности которых образуется глинистая корка, отмечаются несовпадающими средними показаниями обоих микрозондов ($\rho_{кгмз} < \rho_{кпмз}$). Показания $\rho_{кгмз}$ градиент-микрозонда, имеющего меньшую глубину исследования, определяются удельным сопротивлением глинистой корки $\rho_{гк}$, с которой соприкасается башмак микрозонда. Значение $\rho_{гк}$ обычно несколько больше или близко к ρ_p , и кажущееся сопротивление градиент-микрозонда бывает несколько выше, чем ρ_k в каверне.

Показания $\rho_{кпмз}$ потенциал-микрозонда, обладающего относительно большей глубиной исследования, зависят от сопротивления промытой части пласта-коллектора $\rho_{пп}$ (см. § 2). В связи с этим $\rho_{кпмз}$ в обычных условиях больше, чем $\rho_{кгмз}$. Это соотношение может нарушиться, если глинистая корка имеет большую толщину или отсутствует. Тогда показания обоих микрозондов практически совпадают.

ИЗУЧЕНИЕ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ МИКРОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СКАНИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

В настоящий момент все крупные зарубежные геофизические компании обладают аппаратурой микроэлектрического сканирующего устройства (микросканера). В табл. 7 приведены типы аппаратуры микросканера, используемые за рубежом.

Микроэлектрическое сканирующее устройство (микросканер) представляет собой изоляционный прижимной башмак со множеством близко расположенных друг к другу электродов, обеспечивающих измерение удельного сопротивления с высокой раз-

Таблица 7

Аппаратура микроэлектрического сканирующего устройства

Компания	Тип прибора	Наименование	Описание
«Schlumberger»	FMI (с 1996 г.)	Пластовый имиджер	4 лапы + створки (192 электрода)
	FMS (до 1991 г.)	Пластовый микро-сканер	2 или 4 лапы (54 или 64 электрода)
«Halliburton»	EMI	Электрический имиджер	6 независимых лап (150 электродов)
«Baker Atlas»	STAR ^{*)}	Акустический и электрический скважинный имиджер	6 независимых лап (144 электрода)
*)STAR – прибор, содержащий 6 лап электрического имиджера и скважинный телевизор марки CBIL.			

решающей способностью. При измерении сопротивления используется принцип фокусировки измерительных токов. Формирующееся на основе этих измерений изображение отражает различие в электропроводности поверхности стенок скважины. Микросканер записывается совместно с инклинометром. Современные микросканеры обеспечивают получение полной картины поверхностной проводимости и используют большое количество электродов (до 192), расположенных рядами, на 4 или 6 башмачных конструкциях, в зависимости от типа аппаратуры. Прибор рассчитан на использование в условиях токопроводящей промысловой жидкости с максимальным сопротивлением 50 Ом·м.

Микросканер используется для выделения интервалов коллекторов при тонком переслаивании, выделения трещин и оценки параметров трещинных зон – определения общего количества трещин, их плотности в интервалах разреза, раскрытости, угла наклона и азимута простираения трещинных систем.

Обработка данных микросканера включает следующие процедуры: фильтрацию шумов, поправки скоростную за неравномерность отдельных кривых и за изменение экранирующего тока, а также преобразование проводимости в различные оттенки серого цвета – интервалы низких сопротивлений отмечаются черным цветом, высоких – белым. Все процедуры выполняются с помощью соответствующих компьютерных программ. Пример представления результатов микросканера приведен на рис. II, а (см. вкладку). Схема пересечения скважины трещиной, секущей ее под углом α , и отображение образа трещины в виде синусоиды на развертке показаны на рис. II, б. Определение угла паде-

ния трещинной системы по отношению к оси скважины выполняется по формуле

$$\operatorname{ctg} \alpha = \Delta h / d_c,$$

где d_c – диаметр скважины и Δh – разница между глубинами самой высокой и самой низкой точек пересечения плоскостей трещины и скважины. При измерении прибором в скважине известна ориентация каждого башмака относительно стран света, что позволяет оценить ориентацию трещинных систем в пространстве, рассчитать азимут простирания трещины и представить полученные результаты.

Задача 38. На основании данных рис. II, а выделить какую-либо единичную трещину на представленном образе и оценить угол ее наклона относительно оси скважины, если известно, что диаметр скважины составляет 0,2 м.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ПЛАСТОВ ПО ДИАГРАММАМ ЭКРАНИРОВАННЫХ ЗОНДОВ

Экранированные зонды обеспечивают образование фокусированного пучка токовых линий, исходящих из центрального электрода A_0 зонда преимущественно в радиальном направлении, перпендикулярном к оси скважины. Этим в значительной мере исключается влияние на результаты измерений промывочной жидкости в скважине и вмещающих пласт пород.

В экранированных зондах регистрируемое кажущееся сопротивление определяется средами, в которых течет ток от центрального электрода. Поскольку длина его $L_A = 0,15 \div 0,30$ м, экранированные зонды обладают высокой расчленяющей способностью.

Переходный процесс на границе имеет малую протяженность, и 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 от этих точек следует отступить на расстояние $A_0 O_1$ вверх и вниз в сторону пластов низкого сопротивления. Поскольку диаграммы ρ_k экранированных зондов практически свободны от экранных эффектов, по ним можно расчленять разрез с большой достоверностью даже при условии частых чередований тонких прослоев.

Этот же тип зондов используется в микроварианте (аппаратура Э2). В данном случае центральный электрод A_0 имеет еще

меньшие размеры, поэтому границы пластов определяются еще проще тем же способом по началу крутого подъема (см. пример 21).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ПЛАСТОВ ПО ДИАГРАММАМ КАЖУЩЕЙСЯ ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТИ ИНДУКЦИОННЫХ ЗОНДОВ

Индукционный метод [5, 11] является одним из электрических методов, предназначенных для исследования сухих скважин, скважин, заполненных нефтью, раствором на нефтяной основе или раствором низкой минерализации. Применение других методов электрометрии в указанных условиях невозможно или ограничено.

Индукционные зонды, как и экранированные, относятся к установкам с фокусирующими устройствами, что позволяет улучшать разрешающую способность зондов по толщине и увеличивать глубинность исследования изучаемой среды по радиусу. Индукционными зондами измеряют кажущуюся электропроводность пространства (в мСм/м). Шкала диаграммы – линейная относительно кажущейся электропроводности и гиперболическая относительно кажущегося удельного сопротивления.

Кривые кажущейся электропроводности в пластах ограниченной толщины практически симметричны относительно середины пласта, если подстилающие и покрывающие пласты имеют одинаковую электропроводность. Переходный процесс на границах занимает существенно больший интервал глубин, чем на диаграммах экранированных зондов, и ветви аномалии против пласта более пологи. В большинстве случаев границы пластов можно определить по точкам перегиба на кривых σ_k или по величине средней электропроводности. Если диаграмма σ_k записана в нескольких масштабах, средняя электропроводность или точка перегиба определяются на том участке диаграммы, где изменение σ_k против границы записано полностью.

Пример 21. По данным комплекса диаграмм, приведенных на рис. 15, определить границы пластов, выделить коллекторы, глины и плотные пласты.

Используя диаграммы комплекса фокусированных зондов и микрозонда, выделяем плотный пласт по максимуму кажущегося сопротивления и минимальной электропроводности (пласт 5). Находим пласт глин с каверной по минимальному ρ_k (пласт 1) и пласты-коллекторы, для которых $\rho_{k\text{пмз}} > \rho_{k\text{гмз}}$ (пласты 2–4). Отмечаем, что коллекторы обладают разными характеристиками кажущегося сопротивления по данным индукционного 6Ф1, экра-

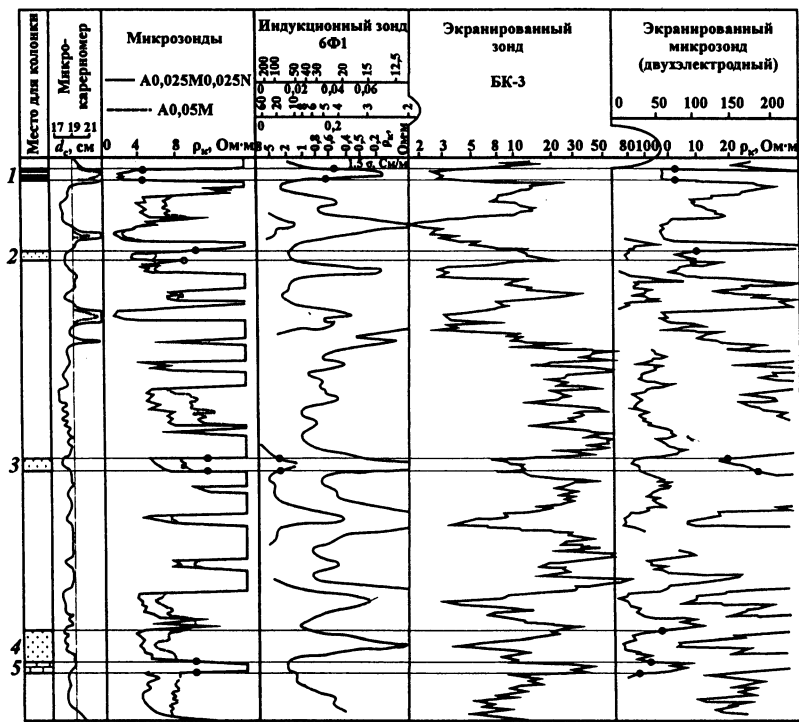


Рис. 15. Комплекс диаграмм, зарегистрированных фокусированными зондами и микрозондами в сложнопостроенном карбонатном разрезе.

Пласты: 1 – глина; 2–4 – коллекторы с межзерновой пористостью; 5 – плотная порода

нированного (БК-3) и микроэкранированного (МБК) зондов. Обратим внимание на особенности разреза: малые толщины пластов, большой диапазон изменения сопротивления в них, практическое отсутствие однородных пластов. Разрез относится по типу к сложнопостроенным. В связи с этими особенностями изучать характеристики пластов-коллекторов необходимо только с помощью комплекса фокусированных зондов.

Задачи

39. Построить полную литологическую колонку на основании комплекса диаграмм рис. 15. Отметить точки, по которым определяются границы пластов по диаграммам разных зондов. Сделать вывод о том, какие диаграммы дают наибольшую точность определения границ. Определить толщины коллекторов.

40. Отметить, как выделяются отдельные участки коллекторов на диаграммах микро- и макрозондов. Объяснить качественно причины такого разнообразия (см. рис. 15).

§ 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПЛАСТОВ ПО ДАННЫМ БОКОВОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ (БЭЗ)

Боковое электрическое зондирование [5, 12] представляет собой исследование скважины серией зондов, имеющих различные размеры, от которых зависит глубина исследования. Будем рассматривать методику интерпретации данных БЭЗ, выполненных серией градиент-зондов.

Размер наименьшего градиент-зонда выбирается близким к диаметру скважины, а каждый последующий зонд должен быть в 2–2,5 раза больше предыдущего. Размер наибольшего градиент-зонда обычно не превышает 8 м. Для лучшего определения границ пластов в боковое зондирование, проводимое последовательными градиент-зондами, включается один обращенный градиент-зонд, и наоборот.

ПЕРВИЧНАЯ ОБРАБОТКА ДАННЫХ БЭЗ. ВЫДЕЛЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ

Первичная обработка данных БЭЗ заключается в выделении наиболее однородных пластов, для которых возможна количественная интерпретация. Границы пластов определяются обычным способом по диаграммам ρ_k стандартных и малых зондов БЭЗ. В сложных случаях границы уточняются по сочетанию диаграмм последовательного и обращенного зондов, микрозондов, каверномера, потенциалов собственной поляризации и других методов. По результатам интерпретации диаграмм всего применяемого комплекса геофизических методов делают заключение о литологических особенностях пород разреза и выявляют объекты, представляющие интерес для количественной интерпретации данных БЭЗ.

ПОСТРОЕНИЕ ФАКТИЧЕСКОЙ КРИВОЙ ЗАВИСИМОСТИ $\rho_k = f(AO)$

При интерпретации данных бокового электрического зондирования для каждого исследуемого пласта строится фактическая кривая зависимости кажущегося сопротивления от размера зонда.

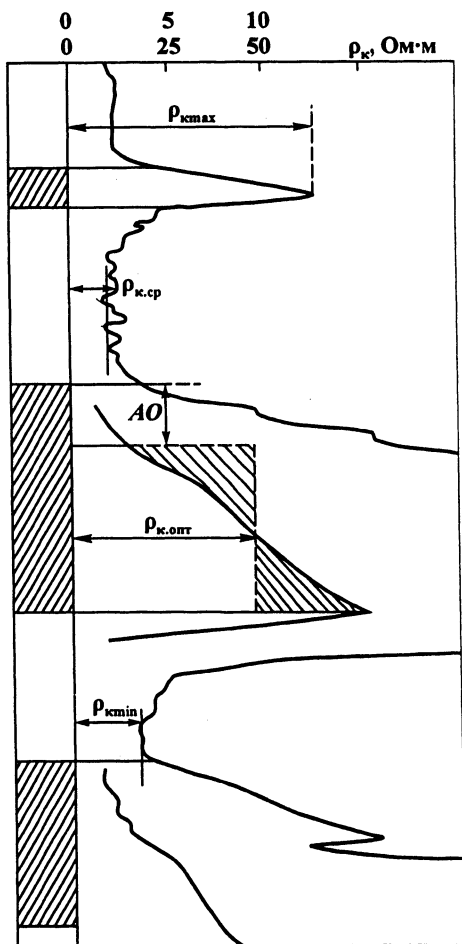


Рис. 16. Примеры снятия с диаграммы оптимального, среднего и экстремальных значений кажущегося сопротивления

Значения ρ_k снимаются с диаграмм, записанных разными зондами БЭЗ. При этом следует придерживаться правил, учитывающих влияние на величину ρ_k удельного сопротивления пласта ρ_{Π} и вмещающих пород $\rho_{\text{вм}}$, а также толщины пласта h , диаметра скважины d_c и размера градиент-зонда AO (рис. 16).

1. При $\rho_{\Pi} > \rho_{\text{вм}}$ и $h/d_c > 16 \div 25$ наиболее целесообразно снимать оптимальные значения $\rho_{k.\text{опт}}$. Для этого, определяют среднее кажущееся сопротивление в интервале пласта, равном $(h - AO)$. Интервал, соответствующий длине зонда, вычитается из толщины пласта со стороны минимума (от кровли пласта при последовательном градиент-зонде, от подошвы – при обратном).

2. При ρ_{Π} , мало отличающемся от сопротивления вмещающих пород, и $h/d_c > 16 \div 25$ следует снимать средние значения кажущегося сопротивления $\rho_{k.\text{ср}}$ в средней части пласта.

3. При $h < 16 d_c$ (3–5 м) целесообразно снимать экстремальные значения $\rho_{k.\text{макс}}$, если $\rho_{\Pi} > \rho_{\text{вм}}$ и $\rho_{k.\text{мин}}$, если $\rho_{\Pi} < \rho_{\text{вм}}$. Данные БЭЗ по объектам интерпретации вносятся в таблицу типа табл. 8.

УСТАНОВЛЕНИЕ ТИПА ФАКТИЧЕСКОЙ КРИВОЙ ЗОНДИРОВАНИЯ

При интерпретации данных БЭЗ используется прием совмещения фактической кривой зондирования с палеточными (рас-

Таблица 8
Данные к примерам интерпретации БЭЗ

Номер при- мера	h , м	d_c , м	ρ_p , Ом·м	$\rho_{ин}$, Ом·м	Кажущееся сопротивление $\rho_{экст}$ или $\rho_{экст}$ (в Ом·м) для АО, м												$\rho_{ин}$, Ом·м	U	$\rho_{ин}$, Ом·м	D , м	
					0,3	0,45	0,55	0,65	0,85	1,05	1,3	2,12	2,25	2,67	4,24	7,87					8,25
22	12,6	0,25	2,2	-	-	31	-	-	-	71	-	-	-	140	-	130	94	-	88	-	-
23	7,6	0,3	1,6	-	-	9	-	-	-	13	-	-	-	4,3	-	1,5	1,0	-	1,2	16	1,2
24	10,8	0,25	2,8	-	12	-	-	24	-	-	-	22	-	-	6,2	2,4	-	1,4	1,6	28	1,5
25	14,2	0,3	3,2	-	-	-	29	-	-	-	50	-	30	-	-	6,5	-	2,0	2,0	28	-
26	14,0	0,2	1,3	-	-	20	-	-	-	55	-	-	-	185	-	280	280	210	210	52	1,05
27	1,2	0,2	2,7	4	31°	-	-	70°	-	-	-	16°	-	-	8,0°	8,0°	-	68	68	11	-

четными) кривыми, подходящими для интерпретируемого случая. Чтобы выбрать соответствующую палетку, необходимо установить тип фактической кривой зондирования. В некоторых случаях тип кривой и нужную палетку устанавливают по ряду явных признаков, а если их бывает недостаточно, то тип кривой определяют только после сопоставления фактической кривой зондирования с двухслойной палеткой. Рассмотрим распространенные типы кривых зондирования (рис. 17).

1. Двухслойные кривые наблюдаются в плотных породах, в коллекторах с глубокой зоной проникновения ($D \gg d_c$), в коллекторах, где $\rho_{\text{эл}} = \rho_n$ при некотором сочетании удельного сопротивления фильтрата промывочной жидкости и остаточной нефтенасыщенности, когда $(P_{\text{н.эл}}/P_n)(\rho_f/\rho_n) \approx 1$ (см. решение задачи 19) и скачок на контакте зоны проникновения и неизменной части пласта отсутствует.

При наложении на двухслойные палетки интерпретируемая кривая хорошо согласуется с палеточными (см. рис. 17, а, б, кривые 1).

2. Трехслойные кривые при наличии проникновения, повышающего сопротивление пласта ($\rho_p < \rho_{\text{эл}} > \rho_n$), наблюдаются чаще всего в водоносных коллекторах с межзерновой пористостью, когда $\rho_f > \rho_n$, и в нефтеносных и газоносных пластах, если $(P_{\text{н.эл}}/P_n)(\rho_f/\rho_n) > 1$, что свойственно коллекторам с невысоким начальным нефте-, газонасыщением при вскрытии их на пресном буровом растворе (см. решение задачи 19).

Кривые второго типа при наложении на двухслойные палетки пересекают теоретические, переходя от кривых с высокими к кривым с более низкими модулями (см. рис. 17, а, б, кривые 2).

3. Трехслойные кривые при наличии проникновения, понижающего сопротивление пласта ($\rho_p < \rho_{\text{эл}} < \rho_n$), наблюдаются в продуктивных нефте-, газонасыщенных коллекторах при $(P_{\text{н.эл}}/P_n)(\rho_f/\rho_n) < 1$. Теоретически они также могут наблюдаться при условии $\rho_f < \rho_n$, что встречается редко. При совмещении с двухслойными палетками отмечается, что правая ветвь кривой, а иногда и вся кривая, сечет теоретические, переходя от низких к высоким модулям (см. рис. 17, а, б, кривые 3).

Заметим, что для многих кривых зондирования, типы которых сводятся фактически лишь к трем, отмечается эффект резкого снижения кажущегося сопротивления в правой части, связанный как с типом радиальной характеристики $\rho_p < \rho_{\text{эл}} > \rho_n$, так и с влиянием ограниченной толщины пласта. В связи с этим часто при интерпретации БЭЗ эффект влияния проникновения может быть выявлен только при правильном выборе палетки, точном учете влияния толщины пласта и вмещающих пласт пород.

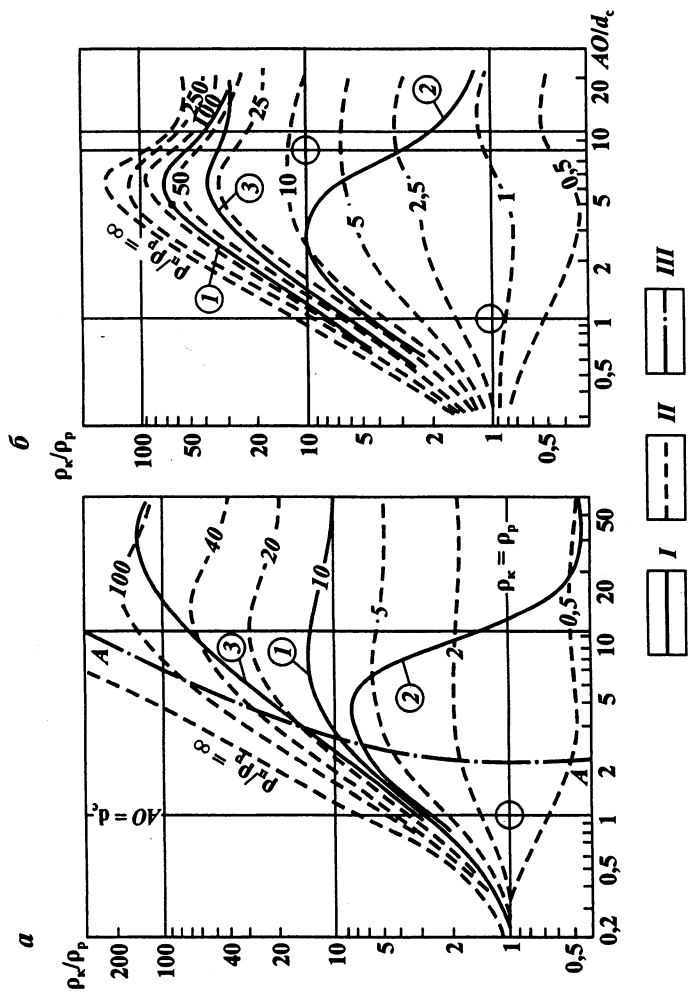


Рис. 17. Типы кривых бокового электрического зондирования:
 $a - h = \infty$; $b - h = 8d_c$, $\rho_{\text{зм}} = 10\rho_p$; I – типичные кривые зондирования (цифры в кружках); 1 – двухслойные, 2 – $\rho_p < \rho_{\text{зм}} > \rho_n$, 3 – $\rho_p < \rho_{\text{зм}} < \rho_n$; II – двухслойные палеточные кривые; III – геометрическое место точек на палетке, где $\rho_z/\rho_p = \rho_n/\rho_p$ (кривая AA)

Кривые зондирования могут быть иными, если радиальная характеристика изменяется. Так, при наличии в зоне проникновения окаймляющей зоны низкого сопротивления кривая зондирования может существенно измениться.

Кривые зондирования, получаемые в пластах ограниченной толщины высокого сопротивления при $\rho_{\text{п}} > \rho_{\text{вм}}$, характеризуются резким спадом значений $\rho_{\text{к}}$ в правой части кривой при размерах зонда, близких к толщине пласта. Это объясняется влиянием отклонения тока во вмещающие породы низкого сопротивления по мере приближения источника тока к границе пласта, а при зондах, размер которых больше толщины пласта, — экранированием тока пластом высокого сопротивления. Поскольку при построении кривой зондирования в этом случае невозможно снять оптимальные значения $\rho_{\text{к.опт}}$ с диаграмм всех зондов (при $AO \geq h$), такие кривые строятся по экстремальным значениям $\rho_{\text{кmax}}$ или $\rho_{\text{кmin}}$.

Для интерпретации кривой зондирования данного типа в правой части бланка строится дополнительный крест, образующийся в результате пересечения двух линий: $AO = h$ и $\rho_{\text{к}} = \rho_{\text{вм}}$.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДВУХСЛОЙНЫХ КРИВЫХ ЗОНДИРОВАНИЯ В ПЛАСТАХ БОЛЬШОЙ ТОЛЩИНЫ ($h > 5+6$ м)

Бланк билогарифмической бумаги с нанесенными на него точками фактической кривой зондирования, имеющими координаты AO и $\rho_{\text{к}}$ (см. табл. 8), совмещается с палеткой двухслойных кривых. При этом используется преимущество логарифмической сетки, позволяющее отношение и произведение выражать через разность и сумму логарифмов соответствующих чисел. Кривая зондирования, построенная на логарифмическом бланке в системе координат $\lg \rho_{\text{к}}$ и $\lg AO$, должна быть совмещена с одной из кривых палетки в системе координат $\lg(\rho_{\text{к}}/\rho_{\text{р}}) = \lg \rho_{\text{к}} - \lg \rho_{\text{р}}$ и $\lg(AO/d_{\text{с}}) = \lg AO - \lg d_{\text{с}}$. Системы координат бланка и палетки различаются на величины отрезков $\lg \rho_{\text{р}}$ и $\lg d_{\text{с}}$. Следовательно, для совмещения кривой зондирования с палеточной кривой достаточно совместить точку с координатами $\rho_{\text{р}}$ и $d_{\text{с}}$, отмеченную на бланке и называемую крестом бланка или крестом фактической кривой зондирования, с крестом палетки, координаты которого $\rho_{\text{к}}/\rho_{\text{р}} = 1$ или $\rho_{\text{к}} = \rho_{\text{р}}$ и $AO/d_{\text{с}} = 1$ или $AO = d_{\text{с}}$.

При совмещении крестов бланка и палетки точки фактической кривой зондирования либо совмещаются с одной из палеточных кривых, либо располагаются согласованно между двумя кривыми палетки. Удельное сопротивление пласта находится по пересечению фактической кривой зондирования с кривой AA

палетки (рис. 18), представляющей собой геометрическое место точек $\rho_k/\rho_p = \rho_n/\rho_p$ на палетке и точек $\rho_k = \rho_n$ на бланке.

Пример 22. Определить удельное сопротивление пласта по данным бокового электрического зондирования, если $h = 12,6$ м, $d_c = 0,25$ м, $\rho_p = 2,2$ Ом·м. Оптимальные значения кажущихся сопротивлений, снятые с диаграмм последовательных градиент-зондов, приведены в табл. 8.

Интерпретация производится в следующем порядке.

1. На прозрачный бланк с логарифмическим модулем 6,25 см наносят точки с координатами ρ_k и AO (см. рис. 18) и крест бланка как пересечение линий $\rho_k = \rho_p$ и $AO = d_c$.

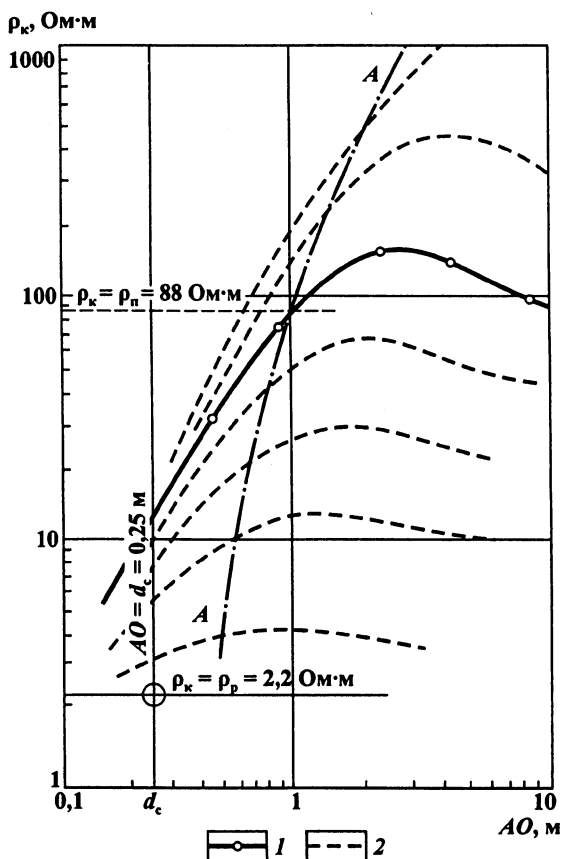


Рис. 18. Пример интерпретации двухслойной кривой зондирования:
1 – интерпретируемая кривая ($\rho_n/\rho_p = 40$); 2 – двухслойные палеточные кривые

Если логарифмический бланк с нужным модулем отсутствует, то можно воспользоваться сеткой, изображенной на рис. 19. Для построения фактической кривой зондирования на сетку накладывается калька и отмечают ее координатные оси, точки и крест интерпретируемой кривой. В дальнейшем на палетку накладывают эту кальку.

2. Бланк с точками совмещают с палеткой при соблюдении параллельности осей координат. Крест бланка накладывают на крест палетки.

3. Истинное удельное сопротивление находят по точке пересечения фактической кривой зондирования с кривой *A* палетки: $\rho_k = \rho_n = 88 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Ордината палетки, соответствующая пересечению фактической кривой с кривой *A*, дает $\rho_n/\rho_p = \mu = 40$, откуда $\rho_n = \mu \rho_p = 40 \cdot 2,2 = 88 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ТРЕХСЛОЙНЫХ КРИВЫХ ЗОНДИРОВАНИЯ В СЛУЧАЕ ПРОНИКНОВЕНИЯ, ПОВЫШАЮЩЕГО СОПРОТИВЛЕНИЕ ПЛАСТА ($\rho_p < \rho_{zn} > \rho_n$; $h > 5+6 \text{ м}$)

При интерпретации фактическую кривую зондирования условно делят на правую и левую ветви. Левую ветвь обычно отождествляют с точками ρ_k , соответствующими малым зондам, характеризующим зону проникновения, а правую – со значениями ρ_k , записанными большими зондами и определяемыми удельным сопротивлением пласта.

При совмещении фактической кривой зондирования с двухслойной палеткой находится модуль левой ветви или отношение ρ_{zn}/ρ_p . Последнее позволяет выбрать группу соответствующих палеток трехслойных кривых с таким же или близким модулем ρ_{zn}/ρ_p . Из данной группы по лучшему совпадению с фактической кривой зондирования подбирается палетка с наиболее близкими значениями модуля D/d_c . Удельное сопротивление пласта находят по точке пересечения фактической кривой зондирования с кривой *A* палетки ($\rho_k = \rho_n$).

Параметры зоны проникновения ρ_{zn} и D определяют по соответствующим модулям выбранной палетки трехслойных кривых – ρ_{zn}/ρ_p и D/d_c или в результате интерполяции между двумя ближайшими палетками.

При определении параметров зоны проникновения такими способами ρ_{zn} и D близки к действительным, если значения D/d_c и ρ_{zn}/ρ_p выше, чем следующие:

ρ_{zn}/ρ_p	8	20	60	100	200
D/d_c	2	3	5	6	8

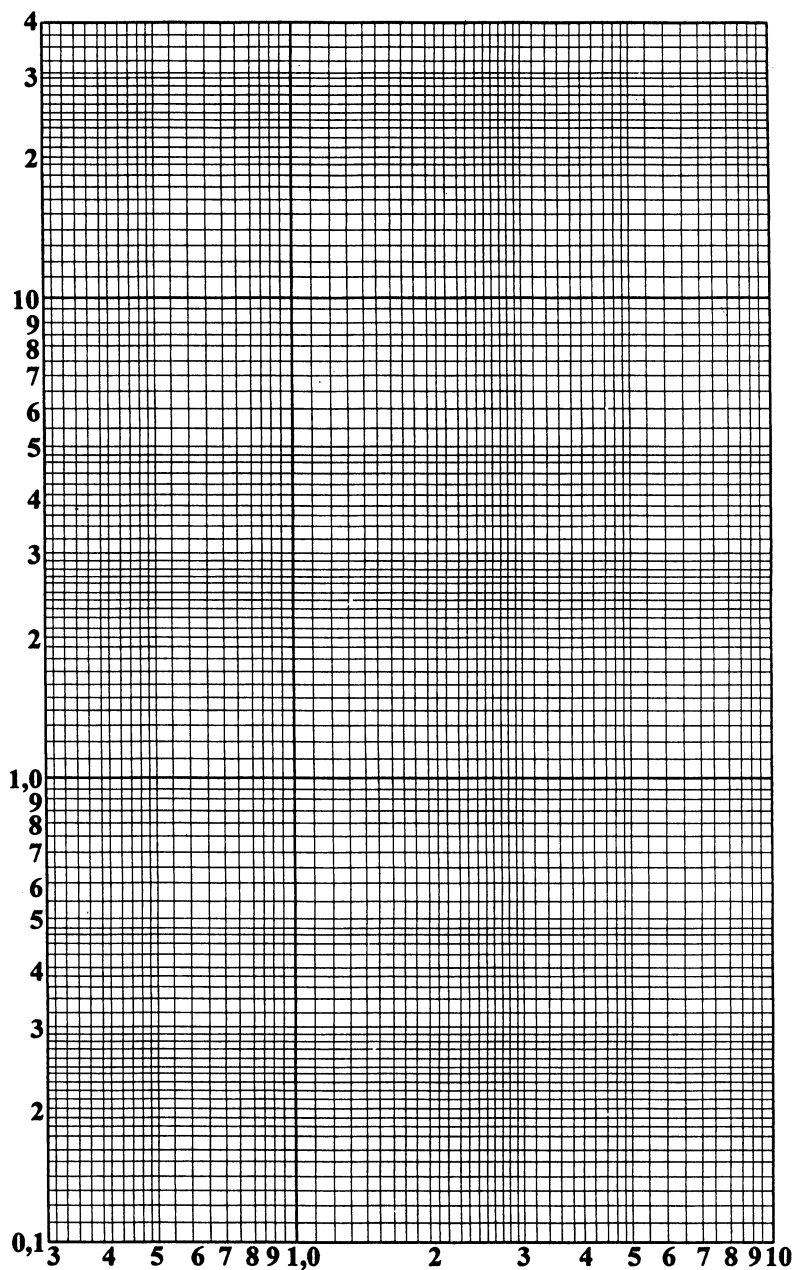


Рис. 19. Логарифмическая сетка для построения кривых зондирования

Если значения $\rho_{\text{зп}}/\rho_p$ не превышают этих значений, наблюдаются эквивалентность кривых зондирования, и параметры зоны проникновения, найденные по палеткам трехслойных кривых, могут не соответствовать действительным.

При неглубоком проникновении фильтрата глинистого раствора в пласт для интерпретации трехслойных кривых зондирования могут быть использованы палетки « U -эквивалентности». Такая палетка выбирается по отношению ρ_k/ρ_p правой ветви фактической кривой зондирования. Искомая величина ρ_n устанавливается по положению правой асимптоты. При совмещении левой ветви кривой зондирования с палеточной определяют параметр

$$U = [(\rho_{\text{зп}} - \rho_n)/(\rho_n)][\ln(D/d_c)], \quad (17)$$

по которому может быть вычислен диаметр зоны проникновения D , если известно удельное сопротивление этой зоны $\rho_{\text{зп}}$, полученное независимым способом (например, по диаграммам экранированных микрозондов).

Пример 23. Определить удельное сопротивление и параметры зоны проникновения для пласта песчаника, пройденного скважиной диаметром $d_c = 0,3$ м, заполненной раствором с сопротивлением $\rho_p = 1,6$ Ом·м (глинистая корка на поверхности пласта не учитывается, так как ее сопротивление мало отличается от ρ_p). Толщина пласта $h = 7,6$ м. Оптимальные значения кажущегося сопротивления приведены в табл. 8.

1. На прозрачном бланке двойной логарифмической бумаги (рис. 20) наносят точки кривой $\rho_k = f(AO)$.

2. Строят крест бланка с координатами $\rho_k = \rho_p = 1,6$ Ом·м и $AO = d_c = 0,3$ м.

3. Отмечают линию $AO = h = 7,6$ м. Она располагается значительно правее крутого спада интерпретируемой кривой. Следовательно, последняя является трехслойной кривой с зоной проникновения, повышающего сопротивление пласта.

4. Для выбора подходящей палетки интерпретируемую кривую совмещают с двухслойной палеткой. Определяют модуль левой ветви интерпретируемой кривой (точки малых зондов), который в данном случае берут равным отношению $\rho_{\text{зп}}/\rho_p = 10$. Соответствующую палетку трехслойных кривых выбирают из группы палеток для $\rho_{\text{зп}}/\rho_p$ или $(\rho_\Delta/\rho_c) = 10$.

5. Устанавливают, что наиболее подходящим является лист палетки с $D/d_c = 4$.

6. Интерпретируемую кривую совмещают с трехслойной палеткой ($\rho_{\text{зп}}/\rho_p = 10$, $D/d_c = 4$) и по пересечению с кривой A на-

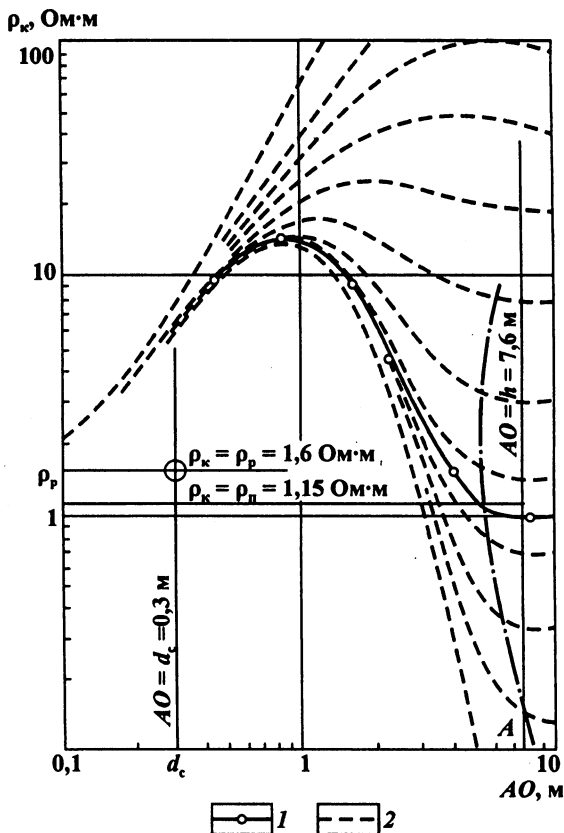


Рис. 20. Пример интерпретации трехслойной кривой зондирования:
1 – интерпретируемая кривая; 2 – палеточные кривые

ходят $\rho_k = \rho_n = 1,15 \text{ Ом} \cdot \text{м} \approx 1,2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, а также $\rho_{\text{эл}}/\rho_p = 10$, $\rho_{\text{эл}} = 10 \cdot 1,6 = 16 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $D/d_c = 4$, $D = 1,2 \text{ м}$.

7. После сравнения полученных значений с предельными делают вывод, что условие эквивалентности для данной кривой не соблюдается, поэтому интерпретация на этом заканчивается.

Примечание. В этом примере наблюдается хорошее согласование интерпретируемой кривой с палеточными, поэтому требуется интерполяция только между кривыми.

Пример 24. Проинтерпретировать данные БЭЗ, представленные в табл. 8. Диаметр скважины $d_c = 0,25 \text{ м}$; $\rho_p = 2,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $h = 10,8 \text{ м}$.

1. Строят точки кривой $\rho_k = f(AO)$ на бланке (рис. 21).

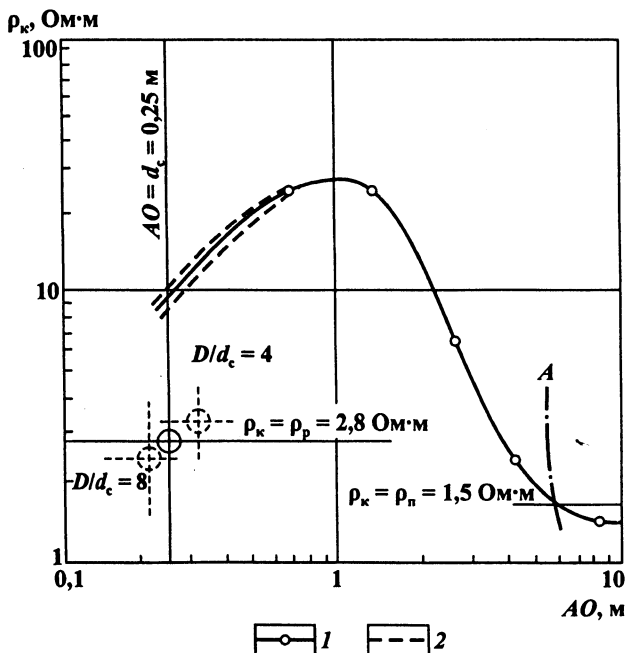


Рис. 21. Пример интерпретации трехслойной кривой зондирования (интерполяция между палетками $D/d_c = 4$ и $D/d_c = 8$):

1 – интерпретируемая кривая; 2 – палеточные кривые при совмещении с палетками $D/d_c = 4$ и $D/d_c = 8$

2. Устанавливают, что спад правой ветви интерпретируемой кривой не связан с влиянием толщины пласта (линия $AO = h = 10,8$ м расположена правее крутого спада кривой зондирования).

3. Левую часть интерпретируемой кривой совмещают с двухслойной палеткой. Находят отношение $\rho_{zp}/\rho_n = 10$ и выбирают нужную группу палеток трехслойных кривых, имеющих $\rho_{zp}/\rho_p = 10$ ($\rho_{\Delta}/\rho_c = 10$).

4. Устанавливают, что ни с одной из имеющихся четырех палеток кривая не совмещается, но располагается между кривыми палеток модулей $D/d_c = 4$ и $D/d_c = 8$.

5. Правую ветвь интерпретируемой кривой накладывают поочередно на палетки с модулем $D/d_c = 4$, а затем $D/d_c = 8$. При совмещении кривых с палетками отмечают положение крестов последних на бланке. Отношение $D/d_c = 6$ находят интерполяцией положения фактического креста между креста-

ми $D/d_c = 4$ и $D/d_c = 8$. Эквивалентность кривых не наблюдается.

6. Удельное сопротивление пласта находят по пересечению правой ветви интерпретируемой кривой с кривой A палетки. Положение точки пересечения одинаково при совмещении с обеими указанными палетками.

7. Записывают в журнал следующие результаты интерпретации: $\rho_n = 1,5$ Ом·м; $\rho_{зп} = 10$ Ом·м; $\rho_p = 2,8$ Ом·м; $D = 6d_c = 1,5$ м.

Примечание. В данном примере оказалась необходимой интерполяция не только между палеточными кривыми, но и между палетками.

Пример 25. Проинтерпретировать данные БЭЗ, приведенные в табл. 8, если $d_c = 0,3$ м, $\rho_p = 3,2$ Ом·м, $h = 14,2$ м.

1. Строят точки кривой $\rho_k = f(AO)$ и проводят интерпретацию таким же образом, как в предыдущем примере. По выбранной группе палеток трехслойных кривых $\rho_{зп}/\rho_p = 20$ устанавливают, что интерпретируемая кривая совмещается с палеточными кривыми модуля $D/d_c = 4$.

Полученные параметры зоны проникновения очень близки к тем, при которых наблюдается эквивалентность кривых зондирования. Это подтверждается достаточно хорошим совмещением палеточных кривых модулей $\rho_{зп}/\rho_p = 40$ и $D/d_c = 2$ с интерпретируемой кривой*).

2. Для интерпретации используют палетку БКЗ-У. Вычисляют по величине ρ_k , полученной с наибольшим зондом, $\rho_k/\rho_p = 0,63$. Выбирают палетку БКЗ-У-0,5.

3. Строят левую ветвь интерпретируемой кривой $\rho_k = f(AO)$ и сопоставляют с палеточными кривыми (на рис. 22, а). Крест интерпретируемой кривой должен совпадать с крестом палетки. Находят $U = 28$.

4. Бланк смещают до согласования правой ветви интерпретируемой кривой с палеточными кривыми (рис. 22, б) и интерпретируемую кривую достраивают. По положению правой асимптоты соответствующей палеточной кривой, снесенной на бланк, находят $\rho_n = 2$ Ом·м.

5. Для определения диаметра зоны проникновения требуется независимо установить $\rho_{зп}$ по данным микрометодов или оценить его с помощью петрофизических данных, как это делалось в задачах 10, 11 и др. При известном значении $\rho_{зп}$ уравнение (17) разрешается относительно D .

*Совмещение предлагается проделать обучающемуся самостоятельно. При этом необходимо найти значения ρ_n по обеим палеткам и убедиться, что они практически одинаковы.

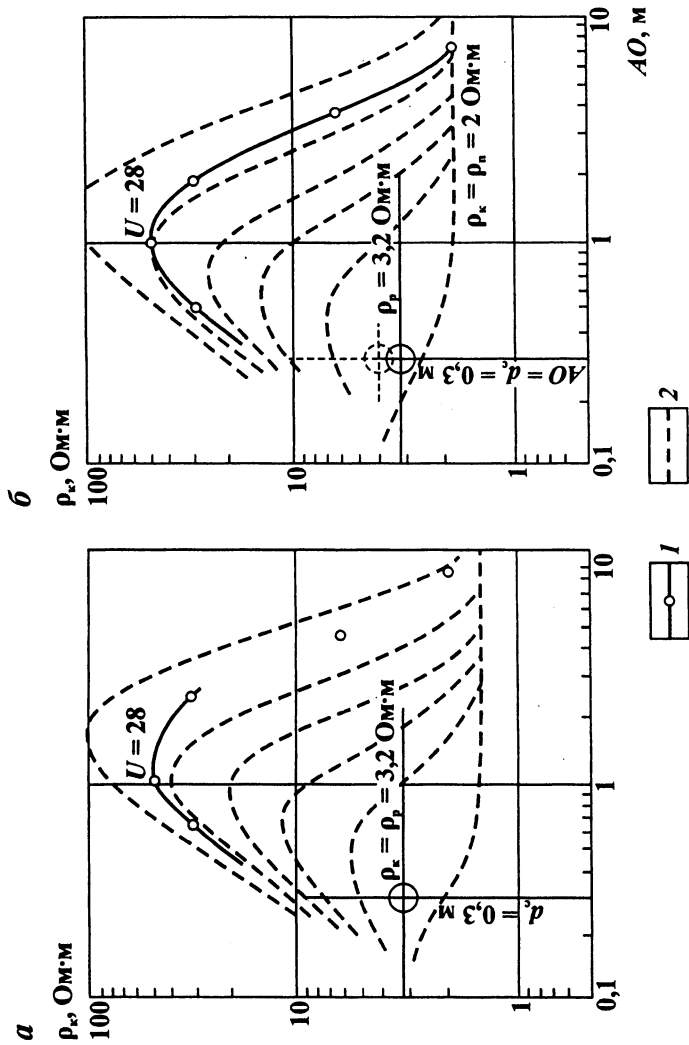


Рис. 22. Пример интерпретации трехслойной кривой зондирования по палеткам U -эквивалентности:
 а, б – совмещение с палетками соответственно левой и правой ветвей кривой зондирования; 1 – интерпретируемая кривая; 2 – па-
 леточные кривые

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ТРЕХСЛОЙНЫХ КРИВЫХ ЗОНДИРОВАНИЯ В СЛУЧАЕ ПРОНИКНОВЕНИЯ, ПОНИЖАЮЩЕГО СОПРОТИВЛЕНИЕ ПЛАСТА ($\rho_p < \rho_{\text{эл}} < \rho_n$; $h > 6+7$ м)

Кривую рассматриваемого типа сопоставляют с двухслойной палеткой. По точкам, соответствующим малым зондам, находят модуль левой ветви интерпретируемой кривой или примерное значение $\rho_{\text{эл}}/\rho_p$. По нему выбирают группу палеток трехслойных кривых с равным или близким модулем $\rho_{\text{эл}}/\rho_p$ (ρ_{Δ}/ρ_c). Из них последовательным сопоставлением определяют наиболее подходящую палетку (или две ближайшие палетки). Величину ρ_p находят по пересечению фактической кривой зондирования с кривой A палетки. Отношение D/d_c устанавливают по модулю палетки, с которой совместились интерпретируемая кривая, или интерполяцией между двумя ближайшими палетками (см. пример 25).

При неглубоких проникновениях и высоком сопротивлении пласта за зоной проникновения в этом случае, как и в предыдущем, отмечается эквивалентность кривых зондирования. В связи с этим для правильного определения параметров зон проникновения необходимо независимо выяснить ее сопротивление.

Для интерпретации кривых данного типа можно использовать сводную палетку двухслойных кривых, применяя ее только к правой ветви. В этом случае скважина и зона проникновения объединяются в фиктивную первую среду. Правая ветвь кривой зондирования рассматривается как эквивалентная двухслойная кривая для фиктивной первой среды с сопротивлением $\rho_{\text{фик}}$ и второй среды с сопротивлением ρ_p . Поскольку сопротивление первой среды в значительной степени зависит от зоны проникновения, то $\rho_{\text{фик}} > \rho_p$; диаметр фиктивной среды $d_{\text{фик}}$ зависит от диаметра зоны проникновения D , поэтому $d_{\text{фик}} > d_c$. Следовательно, при совмещении правой ветви кривой зондирования с двухслойной палеткой требуется использовать фиктивный крест, расположенный правее и выше действительного. Это эквивалентно смещению креста фактической кривой зондирования влево и вниз относительно креста палетки. Поле, в пределах которого смещается крест фактической кривой зондирования на сводной палетке, представляет собой палетку ЭК-2. Сплошные и пунктирные линии являются, соответственно, линиями равных значений $\rho_{\text{эл}}/\rho_p$ (ρ_{Δ}/ρ_c) и D/d_c .

При использовании этой палетки следует сначала совместить фактический крест кривой зондирования с крестом двухслойной палетки и определить модуль палеточной кривой, проходящей через точки, соответствующие малым зондам. В первом прибли-

жении этот модуль принимают равным отношению $\rho_{\text{зп}}/\rho_p$ интерпретируемой кривой. Далее фактический крест смещают по той кривой палетки ЭК-2, которая имеет тот же модуль $\rho_{\text{зп}}/\rho_p$, до тех пор, пока правая ветвь кривой зондирования не согласуется с двухслойными кривыми палетки. Удельное сопротивление пласта определяют по пересечению правой ветви с кривой А палетки. Для более уверенного нахождения диаметра зоны проникновения необходимо независимо определить $\rho_{\text{зп}}/\rho_p$.

Пример 26. Проинтерпретировать данные БЭЗ, приведенные в табл. 8, для пласта нефтенасыщенного песчаника толщиной $h = 14$ м; $d_c = 0,2$ м; $\rho_p = 1,3$ Ом·м.

1. Строят точки интерпретируемой кривой, и крест бланка совмещают с крестом двухслойной палетки (рис. 23, а). Интерпретируемая кривая сечет палеточные, переходя от низких к более высоким модулям. Это является признаком трехслойной кривой зондирования для случая $\rho_p < \rho_{\text{зп}} < \rho_{\text{п}}$.

2. По данным малого зонда находят $\rho_{\text{зп}}/\rho_p \approx 40$.

3. Для интерпретации используют сводную палетку. На палетке ЭК-2, построенной в левом нижнем углу сводной, выбирают кривую модуля $\rho_{\text{зп}}/\rho_p = 40$. Крест интерпретируемой кривой смещают по выбранной кривой палетки ЭК-2 вниз и влево до совмещения правой ветви с двухслойной палеткой (рис. 23, б).

4. В результате интерпретации получают следующие данные*): $\rho_{\text{п}} = 210$ Ом·м; $D/d_c \approx 3,5$; $D \approx 1,05$ м; $\rho_{\text{зп}}/\rho_p \approx 40$; $\rho_{\text{зп}} \approx 52$ Ом·м.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КРИВЫХ ЗОНДИРОВАНИЯ В ПЛАСТАХ ОГРАНИЧЕННОЙ ТОЛЩИНЫ

Кривые этого типа строят по экстремальным значениям $\rho_{\text{кmax}}$ или $\rho_{\text{кmin}}$, они имеют два креста: основной с координатами $\rho_k = \rho_p$ и $AO = h$. Для интерпретации таких кривых могут использоваться палетки ЭКЗ.

По отношениям h/d_c и $\rho_{\text{вм}}/\rho_p$ интерпретируемой кривой подбирают палетку с такими же или ближайшими значениями модулей. Интерпретируемую кривую совмещают с палеткой сначала левым крестом. Определяют модуль палеточной кривой, проходящей через точки, соответствующие малым зондам. Для определения $\rho_{\text{п}}$ на бланке, наложенном на левый крест палетки, отмечают значение модуля по шкале модулей палетки (шкала дается

*Более точное определение D осуществляют по трехслойным палеткам.

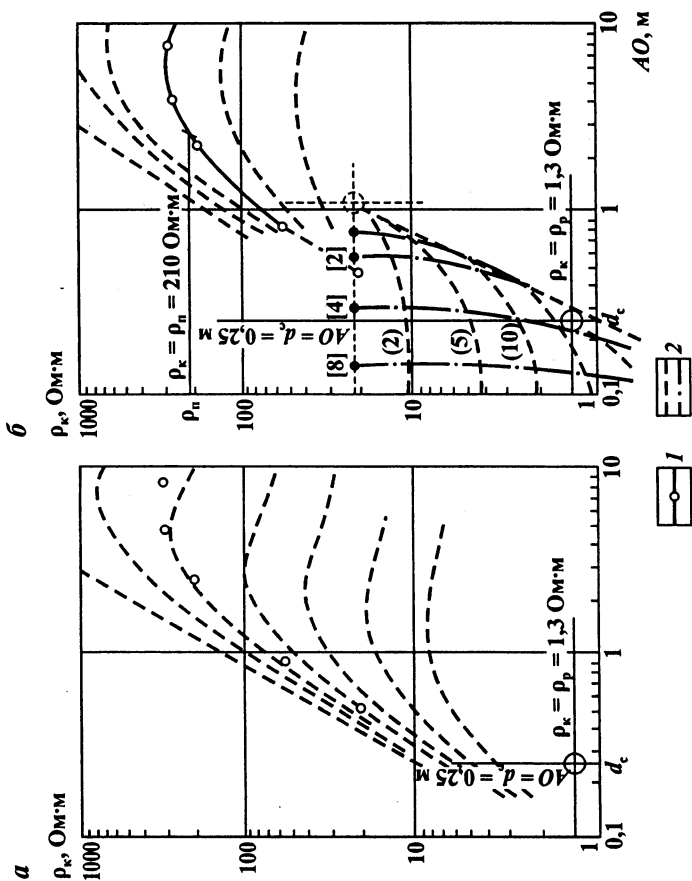


Рис. 23. Пример интерпретации трехслойной кривой зондирования по свободной палетке. Совмещение кривых: а - первое, б - второе; 1 - интерпретируемая кривая; 2 - палеточные кривые (цифры у кривых в круглых скобках - ρ_m / ρ_p , цифры у кривых в квадратных скобках - D/d_c)

в правой части палеток ЭКЗ). Отсчет ρ_k в этой точке по шкале бланка представляет собой сумму отрезков:

$$\lg \rho_k = \lg(\rho_n/\rho_p) - \lg \rho_p = \lg \rho_n \text{ или } \rho_k = \rho_n.$$

Для интерпретации правой ветви кривой зондирования совмещают дополнительные кресты палетки и бланка.

Удельное сопротивление пласта рассчитывают по формуле

$$\rho_n = (\mu/\nu)\rho_{\text{вм}}, \quad (18)$$

где μ – модуль палеточной кривой, с которой совпадает правая ветвь интерпретируемой кривой при совмещении дополнительных крестов; ν – отношение $\rho_{\text{вм}}/\rho_p$ палетки.

Поскольку используемые в данном случае палетки составлены для пластов, не имеющих зоны проникновения, в результате интерпретации могут быть получены несовпадающие значения удельного сопротивления, найденного по левой $\rho_{\text{п.л}}$ и правой $\rho_{\text{п.пр}}$ ветвям интерпретируемой кривой. Если $\rho_{\text{п.л}} = \rho_{\text{п.пр}}$, то зона проникновения отсутствует или очень велика. Если $\rho_{\text{п.л}} > \rho_{\text{п.пр}}$ или $\rho_{\text{п.л}} < \rho_{\text{п.пр}}$, то имеется зона проникновения, соответственно, повышающего или понижающего сопротивление пласта.

Пример 27. Проинтерпретировать данные БЭЗ, приведенные в табл. 8, для пласта толщиной $h = 1,2$ м; $d_c = 0,2$ м; $\rho_p = 2,7$ Ом·м; $\rho_{\text{вм}} = 4$ Ом·м.

1. На логарифмическом бланке строят точки кривой $\rho_{k\text{max}} = f(AO)$ и кресты с координатами $d = 0,2$ м; $\rho_p = 2,7$ Ом·м; $h = 1,2$ м; $\rho_{\text{вм}} = 4$ Ом·м (рис. 24).

2. Для выбора палетки вычисляют отношения $h/d_c = 1,2/0,2 = 6$ и $\rho_{\text{вм}}/\rho_p = 4/2,7 = 1,48$. Наиболее подходящей будет палетка ЭКЗ-6-1 с $h/d_c = 6$; $\rho_{\text{вм}}/\rho_p = 1$.

3. Левый крест бланка совмещают с крестом палетки (рис. 24, а). Находят модуль левой ветви интерпретируемой кривой $\rho_p/\rho_p = \mu = 25$. Это значение отмечают на шкале модулей в правой части палетки. На оси ординат бланка отсчитывают сопротивление пласта по левой ветви $\rho_{\text{п.л}} = 67$ Ом·м.

4. Правый крест бланка совмещают с соответствующим крестом палетки (рис. 24, б). При первом наложении эти кресты не совпадали, поскольку отношение $\rho_{\text{вм}}/\rho_p$ интерпретируемой кривой и палетки различаются. Вычисляют сопротивление пласта по правой ветви: $\rho_{\text{п.пр}} = (\mu/\nu)_{\text{пал}}\rho_{\text{вм}} = (2,75/1) \cdot 4 = 11$ Ом·м.

На шкале модулей $\rho_k = \rho_{\text{п.пр}} = 11$ Ом·м.

5. Поскольку $\rho_{\text{п.л}} > \rho_{\text{п.пр}}$, делают заключение, что в пласте имеется зона проникновения. Результаты интерпретации следующие: $\rho_{\text{п.л}} \approx \rho_{\text{зп}} = 67$ Ом·м; $\rho_{\text{п.пр}} \approx \rho_{\text{п}} = 11$ Ом·м.

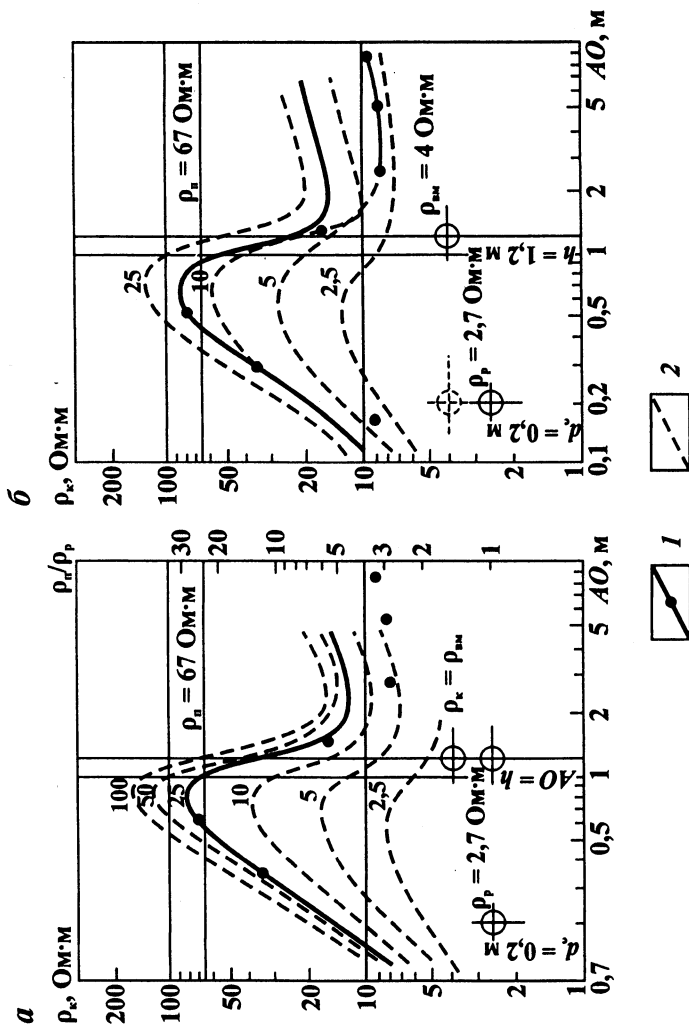


Рис. 24. Интерпретация кривой зондирования в пласте ограниченной толщины.
Совмещение кривых: а – первое; б – второе; 1 – интерпретируемая кривая; 2 – палеточные кривые

УТОЧНЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА ПО ДАННЫМ БЭЗ

Для уверенной интерпретации данных бокового электрического зондирования требуется более точное значение сопротивления глинистого раствора ρ_p , заполняющего скважину, которое должно измеряться с помощью скважинного резистивиметра в исследуемом интервале глубин. Уточнить ρ_p можно иногда по данным того же зондирования. В разрезе выбирают пласт, для которого фактическая кривая зондирования заведомо является двухслойной. Желательно также, чтобы толщина пласта была велика ($h/d_c > 16$) и сопротивление существенно отличалось от сопротивления глинистого раствора.

На бланке логарифмической бумаги строят интерпретируемую кривую и наносят линию диаметра скважины, которую совмещают с линией диаметра двухслойной палетки. Бланк перемещают вверх или вниз по оси ординат палетки до тех пор, пока точки интерпретируемой кривой, и главным образом левая ветвь, не согласуются с палеточными кривыми. Уточненное сопротивление глинистого раствора определяется ординатой интерпретируемой кривой, снятой с бланка, находящейся против ординаты креста палетки $\rho_k/\rho_p = 1$. Величину ρ_p отсчитывают на оси сопротивлений бланка, а ρ_n определяют как точку пересечения интерпретируемой кривой с кривой А палетки.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПОРОД ПО ДИАГРАММАМ ОДИНОЧНЫХ ОПТИМАЛЬНЫХ ЗОНДОВ

Для определения удельного сопротивления пород при благоприятных условиях могут использоваться диаграммы ρ_k одиночных оптимальных зондов.

1. В пластах-коллекторах, имеющих небольшую зону проникновения, определение ρ_n возможно по диаграммам зондов большого размера, особенно если $\rho_{zn} > \rho_n \approx \rho_{zm}$. При этих условиях, как следует из сопоставления фактических кривых с теоретическими трехслойными палетками БЭЗ, кажущееся сопротивление правой ветви кривой зондирования стремится к истинному удельному сопротивлению пласта. В связи с этим, если размер зонда достаточно велик и зона проникновения не влияет, можно полагать, что при $AO \approx 4-8$ м $\rho_k = \rho_n$.

2. В пластах-коллекторах, имеющих зону проникновения средней и большой глубины ($D = 4d_c$), а также в плотных пластах, где наблюдается двухслойная кривая зондирования, по диаграммам малых зондов может быть определено ρ_{zn} в первом случае и

ρ_{π} – во втором. Для таких определений можно использовать палетки двухслойных кривых для потенциал- и градиент-зондов [11].

При определении $\rho_{\text{эл}}$ по палетке двухслойных кривых вычисляют отношения $\rho_{\text{к.опт}}/\rho_{\text{р}}$ и AO/d_c для данного пласта. Наносят на палетку точку, соответствующую этим координатам, и находят модуль кривой μ , проходящей через эту точку, затем определяют сопротивление зоны проникновения $\rho_{\text{эл}} = \mu\rho_{\text{р}}$ или сопротивление пласта $\rho_{\pi} = \mu\rho_{\text{р}}$.

Задачи

41. Проинтерпретировать данные бокового электрического зондирования для различных пластов, приведенные в табл. 9. Дать обоснование выбора примененных палеток. По пластам 2 и 3 определить удельное сопротивление глинистого раствора $\rho_{\text{р}}$, пользуясь данными БЭЗ.

Таблица 9

Данные БЭЗ для разных пластов

Номер пласта	Краткая характеристика пласта	h , м	d_c , м	$\rho_{\text{р}}$, Ом·м	$\rho_{\text{вм}}$, Ом·м	$\rho_{\text{к.опт}}$ или $\rho_{\text{к.тах}}$, Ом·м, для AO , м				
						0,45	0,85	2,25	4,25	7,87
1	Плотный	20	0,3	1,5	–	16,5	42,0	100	100	75
2	»	15	0,2	–	–	46	105	250	240	160
3	»	3,2	0,2	–	8	41°	90°	90°	25°	20°
4	»	1,6	0,2	1,0	5	41°	85°	30°	22°	23°
5	Глина	7,4	0,52	1,3	–	2,6	4,2	6,0	6,0	7,4
6	Водоносный коллектор	10	0,25	1,0	5	5,7	5,5	1,0	0,5	0,75
7	То же	14	0,25	2,4	–	21	30	8,0	2,5	2,0
8	»	11,3	0,3	1,7	4	11	23	9,0	1,7	1,0
9	»	4	0,2	1,2	2	6	3,4	0,8	0,8	0,8
10	Газоносный коллектор	28	0,25	0,5	–	8	16	50	90	120
11	То же	15	0,2	1,0	–	13	33	105	180	200
12	Нефтеносный коллектор	11	0,3	2,3	–	32	75	280	500	500
13	То же	12	0,2	1,4	–	31	75	180	190	140
14	»	3,2	0,2	1,2	6	26°	50°	55°	25°	20°
15	»	2	0,2	2,0	2	50°	85°	12,5°	10°	11,5°
16	Соль (галит)	40	0,72	0,1	–	0,35	1,15	8,0	25	100
17	Ангидрит	15,6	0,3	0,15	–	2,7	9,5	65	200	400
*Отмечены значения $\rho_{\text{к.тах}}$.										

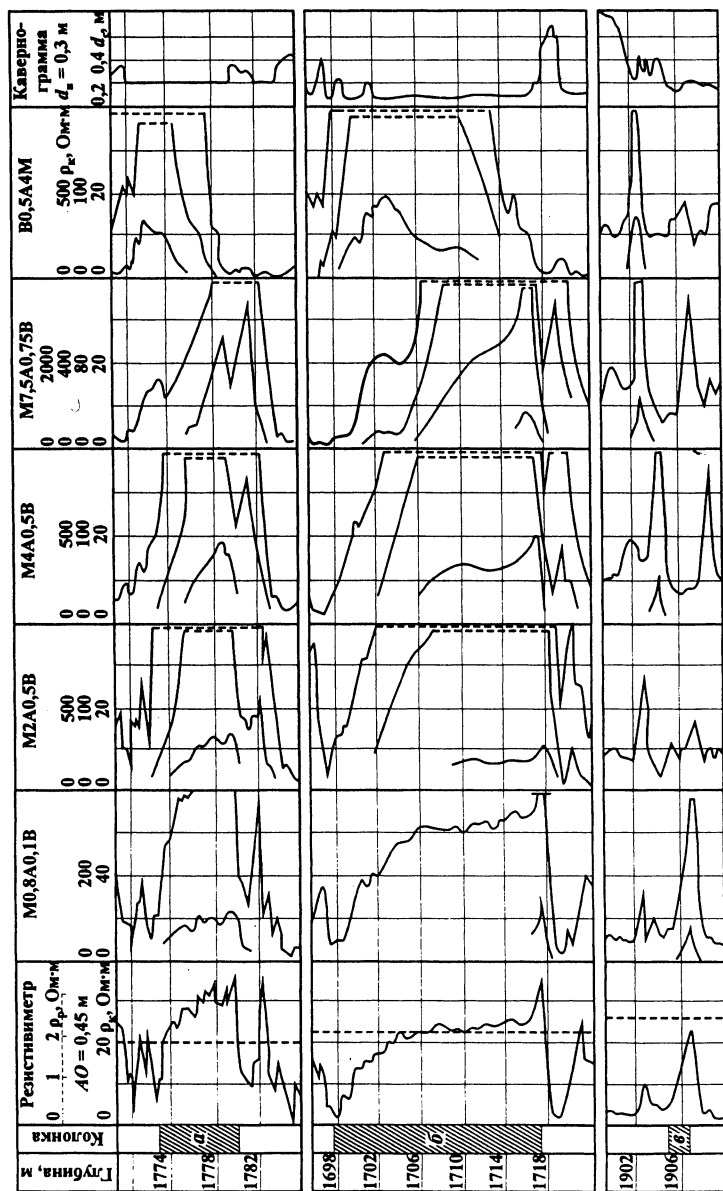


Рис. 25. Диаграммы бокового электрического зондирования по трем участкам скважин:

а, б – известняк и нефтеносный коллектор; в – нефтеносный коллектор под плотным тонким прослоем, $\rho_p = 2,8$ Ом·м

42. Проинтерпретировать диаграммы БЭЗ (рис. 25) для плотного пласта (а) высокого сопротивления; удельное сопротивление глинистого раствора найти по данным того же БЭЗ.

43. Привести интерпретацию диаграмм БЭЗ (рис. 25, пласт б). Определить тип интерпретируемой кривой. Удельное сопротивление глинистого раствора в этой скважине 2,4 Ом·м; диаметр долота 298 мм.

44. Проинтерпретировать данные БЭЗ коллектора малой мощности (рис. 25, пласт в). Обратит внимание на искажения кривой зондирования за счет экранирования и отобрать для интерпретации наименее искаженные диаграммы: $d_c = 298$ мм; $\rho_p = 2,8$ Ом·м.

§ 6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПО ДИАГРАММАМ РАЗНОТИПНЫХ И РАЗНОГЛУБИННЫХ ЗОНДОВ

Задача определения удельного сопротивления пород заключается в нахождении неизвестных – ρ_n , $\rho_{эл}$, D , влияющих на показания как нефокусированных, так и фокусированных зондов. Поэтому для определения этих трех параметров возможно использование различных комплексов зондов, различающихся по глубине исследования, в количестве не менее трех (три уравнения для определения трех перечисленных неизвестных). Комплекс может быть составлен и из большего, чем три, числа зондов. Это позволяет лучше усреднить ошибки измерений и несколько повысить точность определений.

В комплекс могут входить разные по типу зонды, как нефокусированные – градиент- и потенциал-зонды, так и фокусированные – экранированные (БК) и индукционные. Такое комплексирование позволяет расширить возможности метода сопротивления в сложнопостроенных пластах и пластах небольшой 1–4 м толщины, где обычные нефокусированные потенциал- и градиент-зонды создают сложные экранные эффекты, не позволяющие использовать диаграммы ρ_x для определения искомых параметров.

К настоящему времени разработано много методик использования разноглубинных разнотипных и однотипных зондов для определения удельного сопротивления коллекторов. К ним относятся приемы использования сводных одно-, двух- и трехзондовых палеток, а также изорезистивная методика, объединяющая комплекс градиент-зондов БЭЗ, стандартный потенциал-зонд АМ-0,5 м и фокусированные зонды.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОБРАБОТКА ДИАГРАММ ФОКУСИРОВАННЫХ ЗОНДОВ

Предварительная обработка диаграмм фокусированных зондов включает снятие отсчетов, введение в эти отсчеты аппаратурных поправок, исключение влияния скважины, толщины пласта и удельного сопротивления вмещающих пласт пород. Системы перечисленных поправок вводят в строгом соответствии с типом использованной для регистрации диаграмм аппаратуры. Конечной целью этих преобразований является исключение влияния аппаратурных и скважинных условий и приведение показаний зондов к бесконечной толщине пласта и либо отсутствию, либо стандартному влиянию скважины. В результате таких поправок получается величина ρ_{∞} , которая зависит только от главных характеристик пласта — $\rho_{\text{п}}$, $\rho_{\text{зп}}$ и D . Это позволяет в последующей интерпретации использовать значение ρ_{∞} совместно с данными других (двух или более) зондов.

ЭКРАНИРОВАННЫЕ ЗОНДЫ

Диаграммы экранированных зондов записываются в арифметическом либо в логарифмическом масштабе. Предварительную обработку осуществляют по схеме: $\rho_k \rightarrow k_d \rho_{k1} \rightarrow k_h \rho_{k2} = \rho_{\infty}$, где ρ_{∞} — результат преобразования отсчета ρ_k , снятого с диаграммы; k_d и k_h — поправки на влияние скважины и толщины пласта.

Отсчет существенных значений после выделения границ пласта производят в точках экстремумов $\rho_{k\text{max}}$ и $\rho_{k\text{min}}$, если пласт однороден, и в результате усреднения в логарифмическом масштабе, либо на расстоянии 1/3 от основания полосы разброса значений ρ_k в арифметическом масштабе^{*)}.

Снятое с диаграммы значение ρ_k исправляют сначала на влияние скважины по номограмме типа приведенной на рис. 26. Для получения исправленного значения после первой поправки (ρ_{k1}) необходимо знать d_c и ρ_p . Величина поправки $k_d = \rho_{k1}/\rho_k = f(d_c, \rho_k/\rho_p)$, поэтому $\rho_{k1} = k_d \rho_k$. Вторая поправка на влияние толщины пласта $k_h = \rho_{k2}/\rho_{k1} = f(h, \rho_{\text{вм}})$. Для вычисления ρ_{k2} определяют h , $\rho_{\text{вм}}$, $\rho_{k1}/\rho_{\text{вм}}$. Находят по номограмме, типа приведенной на рис. 27, $k_h = \rho_{k2}/\rho_{\text{вм}}$ (или в других номограммах $k_h = \rho_{k2}/\rho_{k1}$), по которой находят $\rho_{k2} = \rho_{\infty}$ — кажущееся сопротивление, приведенное к бесконечной толщине пласта при отсутствии влияния скважины. Величина $\rho_{\infty} = \rho_{\text{п}}$, если зона проникновения отсут-

^{*)}Этот способ снятия значений приближает отсчет ρ_k к продольному кажущемуся сопротивлению, к чему стремятся показания других зондов в слоистых средах.

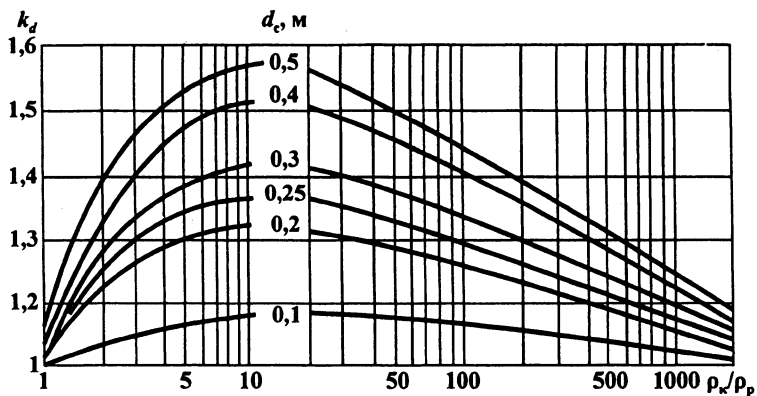


Рис. 26. Номограмма для введения поправки на влияние скважины в показания зонда БК-3 (аппаратура АБК, АБК-Т, ТБК)

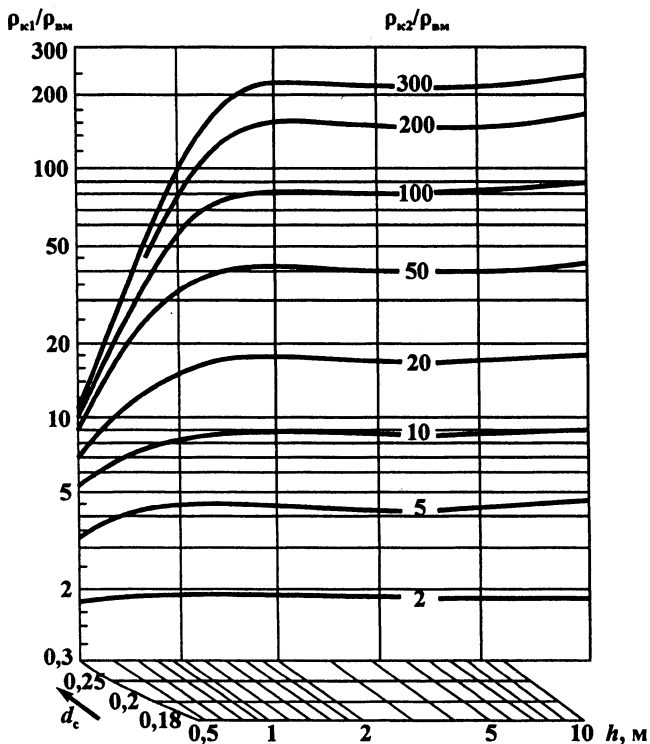


Рис. 27. Номограмма для введения поправки на влияние вмещающих пород в показания зонда БК-3 (аппаратура АБК)

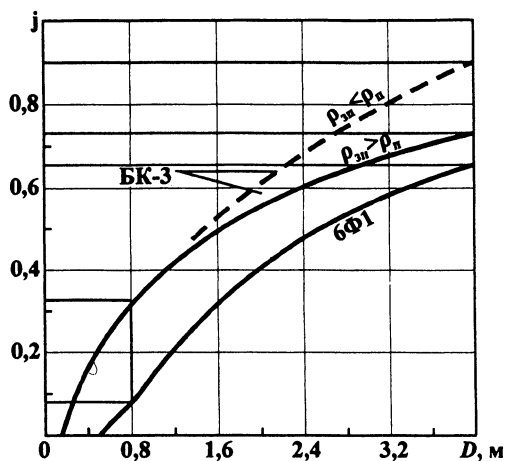


Рис. 28. Зависимость псевдогеометрического фактора j от диаметра зоны проникновения D (зонды БК-3 и 6Ф1)

ствуется, или $\rho_{\infty} = \rho_{зп}$, если она имеет диаметр D , превышающий зону чувствительности зонда к неизменной части пласта. Если диаметр зоны не слишком велик, $\rho_{\infty} = j\rho_{зп} + (1 - j)\rho_{п}$ — есть уравнение, содержащее три неизвестных, величины которых могут быть найдены лишь с привлечением других данных (рис. 28). Здесь j — псевдогеометрический фактор зоны проникновения: $j = G_{зп} / (G_{зп} + G_{п})$ [1].

ИНДУКЦИОННЫЕ ЗОНДЫ

В отличие от всех предыдущих методов сопротивления, диаграммы индукционных зондов записываются в масштабе кажущихся электропроводностей σ_k (в мСм/м) в линейном масштабе. Поэтому обработка диаграмм индукционного метода осуществляется по следующим схемам:

- 1) $\sigma_k \rightarrow \sigma_{k1} \rightarrow \rho_{k1} \rightarrow \rho_{k2} \rightarrow \rho_{\infty}$;
- 2) $\sigma_k \rightarrow \rho_k \rightarrow \rho_{k1} \rightarrow \rho_{k2} \rightarrow \rho_{\infty}$.

Масштабы регистрации σ_k для основного гальванометра выбирают в зависимости от электропроводности пластов в разрезе, но обычно не крупнее, чем 20–25 мСм/м в 1 см шкалы. В этом случае на расстоянии 1 см от нулевой линии электропроводности значение $\rho_k = 50 \div 40$ Ом·м, а нулевая линия электропроводности соответствует значению $\rho_k = \infty$. Таким образом, масштаб диаграммы в пересчете на ρ_k в первом сантиметре шкалы соответствует изменению удельного сопротивления от 50–40 Ом·м до ∞ . Такое загромождение масштаба составляет существенный недостаток индукционного метода, ограничивающий его применение верхним пределом $\rho_k = 40 \div 50$ Ом·м (на практике даже ниже).

В соответствии с первой схемой обработка диаграмм индукционного метода осуществляется в следующем порядке.

1. После выделения границ пластов снимают существенные значения, характеризующие пласты – $\sigma_{\text{кmax}}$ или $\sigma_{\text{кmin}}$.

2. Вносят поправку на влияние скважины в соответствии с выражением (16). Для этого определяют вклад скважины в общем сигнале по формуле $\Delta\sigma_c = B_c \sigma_p = B_c (1000/\rho_p)$ [мСм/м]. Эта поправка вычитается из σ_k , $\sigma_{k1} = \sigma_k - \Delta\sigma_c$ [12, 13]. Геометрический фактор скважины B_c определяют в зависимости от типа зонда по кривым $B_c = f(d_c, \epsilon)$ (пример для зонда 6Ф1 – на рис. 29). Здесь ϵ – эксцентриситет размещения зонда в скважине, численно равный расстоянию между осями прибора и скважины, отнесенному к радиусу скважины, т.е. $\epsilon = (d_c - d_n)/d_c$.

3. Следующим преобразованием является переход от электропроводности σ_{k1} к кажущемуся сопротивлению ρ_{k1} . Для этого шкала σ_{k1} трансформируется в гиперболическую шкалу ρ_{k1} с учетом скин-эффекта (отклонения от закона обратной величины $1/\sigma_k$). Эта поправка зависит от вида применяемого зонда (рис. 30).

Пример 28. Для удобства проведения послойной обработки диаграммы перечисленные выше этапы осуществляются так: поправка $\Delta\sigma_c$ при неизменном диаметре скважины постоянна и может реализоваться как смещение нулевой линии проводимости; поправка на влияние скин-эффекта осуществляется преобразованием шкалы σ_k в неравномерную (близкую к гиперболической) шкалу ρ_k (рис. 31) по кривой соответствующего зонда (см. рис. 30), после этого с диаграммы снимают

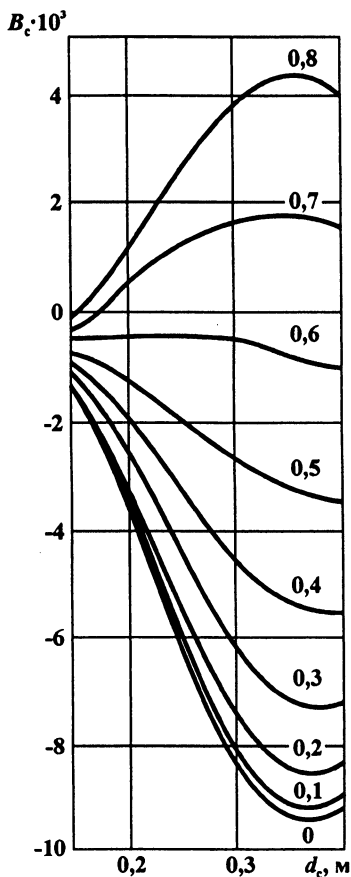


Рис. 29. Зависимость геометрического фактора скважины B_c от ее диаметра d_c и эксцентриситета ϵ (шифр кривых) для зонда 6Ф1

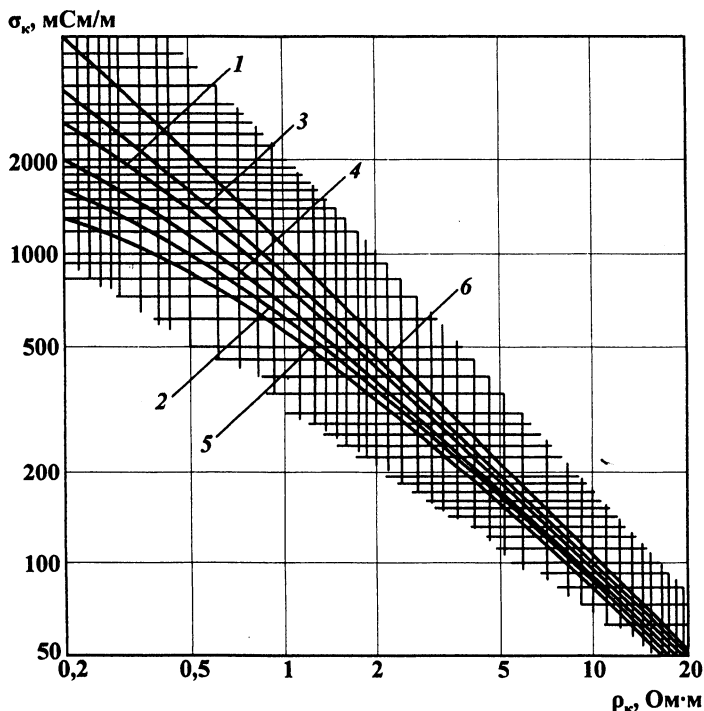


Рис. 30. Зависимость $\sigma_k = f(\rho_k)$ для учета влияния скин-эффекта.

Зонды: 1 – 4Ф0,75 и 4И1; 2 – 6Ф1 и 8И1,4; 3 – 8Э0,9; 4 – 6Э1; 5 – 5Ф1,2; 6 – кривая $\rho_k = 1000/\sigma_k$

отсчеты ρ_{k1} . Если $d_c \neq \text{const}$ или $\Delta\sigma_c \neq 0$, такой способ применять нельзя.

4. Последний шаг обработки – это введение поправки на влияние толщины пласта h и удельного сопротивления вмещающих пород $\rho_{вм}$. Номограммы, позволяющие приводить показания к условию бесконечной толщины пласта, весьма разнообразны, но содержат всегда набор искомого ρ_{k2} , исправляемого ρ_{k1} и влияющих параметров h и $\rho_{вм}$. Пример номограмм этого типа для зонда 6Ф1 приведен на рис. 32.

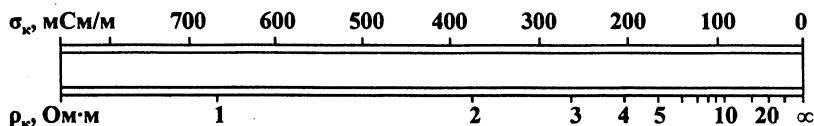
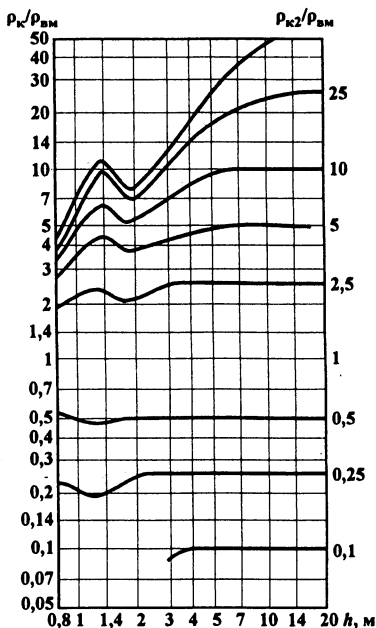


Рис. 31. Пример построения шкалы ρ_k по шкале σ_k с учетом скин-эффекта

а



б

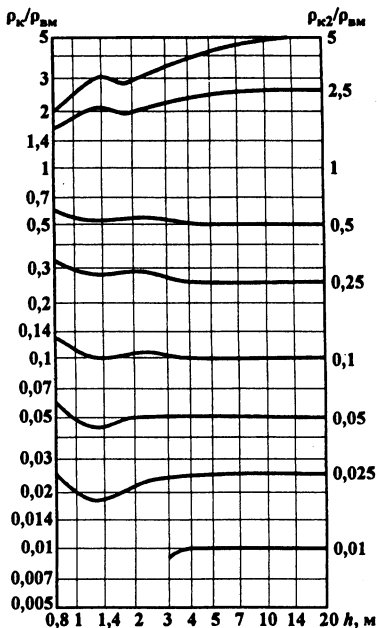


Рис. 32. Номограмма для введения поправки на влияние вмещающих пород в показания зонда 6Ф1:

а – $\rho_{вм} = 2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; б – $\rho_{вм} = 20 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

В результате всех преобразований величина $\rho_{к2} = \rho_{к\infty}$ представляет собой выражение

$$\sigma_{к2} = j\sigma_{зп} + (1 - j)\sigma_{п} \text{ или } 1/\rho_{к\infty} = j(1/\rho_{зп}) + (1 - j)(1/\rho_{п}),$$

содержащее три главные неизвестные – $\rho_{п}$, $\rho_{зп}$ и D . Здесь $j = f(D)$ – псевдогеометрический фактор (см. рис. 28) зоны проникновения, получаемый из радиальной характеристики зонда B_r .

Если зона проникновения мала и $j_D = 0$, величина $\rho_{к\infty} = \rho_{п}$. Если зона очень велика ($j_D \rightarrow 1$), то $\rho_{к\infty} = \rho_{зп}$. В общем случае, когда влияют все три параметра, значение $\rho_{к\infty}$ не позволяет определить эти параметры без использования дополнительной информации (результатов измерений другими зондами).

Вторая схема обработки диаграмм используется для индукционных зондов серии Э. Здесь этапы перехода от σ_k к ρ_k и введение поправки на влияние скважины меняются местами. Вклад скважины учитывается с помощью поправки $k_d = \rho_{к1}/\rho_k = f(\rho_k/\rho_p, d_c)$. Для исключения сильного влияния эксцентриситета номо-

граммы такого типа даются для случая, когда зонд лежит на стенке скважины и когда ρ_k регистрируется со стандартным отклонителем.

Пример 29. Для пластов 2 и 3 рис. 15 определить величины ρ_{∞} по результатам измерений с зондами БК-3 и 6Ф1; $\rho_p = 1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $d_c = 0,19 \text{ м}$.

Составим табл. 10.

Отсчет ρ_k при данных d_c и ρ_p преобразуется в ρ_{k1} . Для учета влияния толщины пласта h требуется знать $\rho_{\text{вм}}$, поэтому величину ρ_k выше и ниже пласта исправляют таким же образом и берут среднее значение $(\rho_{\text{вм}})_d$. По номограмме рис. 27 для $\rho_{\text{п}} > \rho_{\text{вм}}$ ^{*)} определяют ρ_{k2} .

Для обработки отсчетов, снимаемых с диаграммы зонда 6Ф1, используем первую схему. Вычислим вклад скважины для всех пластов, за исключением тех, где $d_c > d_{\text{п}} = 0,19 \text{ м}$: $\Delta\sigma_c = B_c\sigma_p$ (см. рис. 29) при $\sigma_p = 1000/\rho_p = 1000 \text{ мСм/м}$ и $\epsilon = (d_c - d_{\text{п}})/d_c = (0,19 - 0,073)/0,19 = 0,62$; $B_c = 0,0005$; $\Delta\sigma_c = 0,5 \text{ мСм/м}$. Поправка мала и не учитывается. Далее перестроим шкалы диаграммы σ_k в нелинейные шкалы ρ_{k1} с помощью рис. 30 (учет скин-эффекта). По номограммам рис. 32 определим $\rho_{k2} = \rho_{\infty}$, зная действующую толщину пласта и $\rho_{\text{к.вм}}$. В пласте 2 разноглубинные зонды дают существенно различающиеся значения – 18,8 и 30 Ом·м. Это пласт, насыщенный нефтью. В водоносном пласте-коллекторе различие в значениях ρ_{∞} разных зондов не очень существенно. Отметим также, что преобразование кажущегося сопротивления зонда БК-3 при $\rho_{\text{п}} < \rho_{\text{вм}}$ практически не изменяет снимаемого с диаграмм исходного значения ρ_k .

Пример 30. Определить ρ_{∞} в пласте-коллекторе 4 (см. табл. 10). Особенностью этого интервала является действующая толщина пласта h , равная 3,4 м для зонда 6Ф1 и 1 м – для БК-3. При обработке этого интервала ρ_{∞} не отличается от ρ_k , что существенно ускоряет и облегчает процесс обработки БК.

Задачи

45. Определить ρ_{∞} по диаграммам фокусированных зондов по всем интервалам коллекторов (см. рис. 15).

46. Оценить величины ρ_{∞} для интервалов плотных пластов. Сравните результаты, полученные для разных зондов. Объясните существование расхождений (см. рис. 15).

47. Для зонда 6Ф1 определить условия, при которых нельзя пренебречь поправками за влияние скважины. Задаться значениями d_c , равными 0,2, 0,3 и 0,4 м и ρ_p , равными 1 и 0,1 Ом·м.

^{*)}Для обработки пластов 3 и 4 при $\rho_{\text{п}} < \rho_{\text{вм}}$ требуется другая номограмма [1].

Таблица 10

Таблица обработки показаний фокусируемых зондов

Номер пласта	Признак пласта	d_c	Зонд БК-3							Зонд 6Ф1				
			ρ_k	k_d	ρ_{k1}	$(\rho_{\text{вм}}^{\text{ср}})d$	h	$\rho_{k2}/\rho_{\text{вм}}^{\text{ср}}$	$\rho_{k2} = \rho_{\text{коо}}$	ρ_{k1}	$\rho_{\text{вм}}^{\text{ср}}$	$\rho_{k1}/\rho_{\text{вм}}^{\text{ср}}$	h	$\rho_{k2} = \rho_{\text{коо}}$
2	Коллектор	0,19	14	1,23	17,2	4,7	1,8	3,4	18,8	12	2	6	2	30
3	»	0,19	8-13	1,2	9,7-15,8	48	2	0,165-0,29	9,6-15,4	9	35	0,26	1,2	10,5
4	»	0,19	3,8	1,18	4,5	15	1	0,25	3,8	2,1	11,5	0,18	3,4	2,1

Примечание. Значения удельных сопротивлений даны в ом-метрах, диаметр скважин и толщины пластов — в метрах.

Примечание. Значения удельных сопротивлений даны в ом-метрах, диаметр скважин и толщины пластов - в метрах.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ $\rho_{\text{зп}}$ (ПРОМЫТОГО ПЛАСТА $\rho_{\text{пм}}$) [11]

Для дальнейшей интерпретации комплекса разnogлубинных зондов часто требуется исключить влияние одной из неизвестных (использование сводных или двухзондовых палеток). Поскольку определить $\rho_{\text{п}}$ и D никакими способами практически не представляется возможным, исключается значение $\rho_{\text{зп}}$. Для этой цели применяются зонды малого размера или экранированные микрозонды.

Для определения $\rho_{\text{зп}}$ по диаграммам малых зондов ($AO = 0,45$ или $0,85$ м) по координатам точки $\{AO/d_c; \rho_{\text{к}}/\rho_{\text{р}}\}$ находят модуль кривой $\mu = \rho_{\text{п}}/\rho_{\text{р}} \approx \rho_{\text{зп}}/\rho_{\text{р}}$, проходящей через эту точку на двухслойной палетке ($\rho_{\text{зп}} = \mu\rho_{\text{р}}$).

С помощью экранированных микрозондов изучается участок среды, в котором глинистая корка включена последовательно с промытой частью пласта (коллектора), поэтому она оказывает меньшее влияние на диаграмму, чем при использовании нефокусированных микрозондов.

Регистрируемое экранированным микрозондом кажущееся сопротивление в большой мере зависит от удельного сопротивления промытой зоны пласта в коллекторе. Для определения сопротивления промытой зоны используется зависимость $\rho_{\text{к}}/\rho_{\text{тк}} = f(\rho_{\text{пм}}/\rho_{\text{тк}})$ (рис. 33). Шифром кривых является толщина глинистой корки, поэтому при проведении количественной интерпретации диаграмма экранированного микрозонда должна комплексоваться с диаграммами приборов, дающих возможность определить толщину глинистой корки с достаточно высокой точностью. Наилучшими из таких приборов считаются микрокаверномер или коркомер; обычные кавернограммы дают низкую точность при таком определении.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ $\rho_{\text{п}}$ И D ПО ОДНОЗОНДОВЫМ СВОДНЫМ ПАЛЕТКАМ [11, 13]

Сводные палетки представляют собой собранные на один лист группы однозондовых палеток вида $\rho_{\text{к}}/\rho_{\text{р}} = f(\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{р}})$ с общей осью ординат $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{р}}$ и фиксированными значениями d_c и $\rho_{\text{зп}}/\rho_{\text{р}}$ (рис. 34). Последние являются входными модулями палетки. Отношение $\rho_{\text{зп}}/\rho_{\text{р}}$ оценивается независимым способом.

При определении $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{р}}$ и D по рекомендуемой методике используются значения ρ , полученные в результате предварительной обработки диаграмм того набора зондов, который выбирается интерпретатором произвольно. Последовательность действий дана ниже.

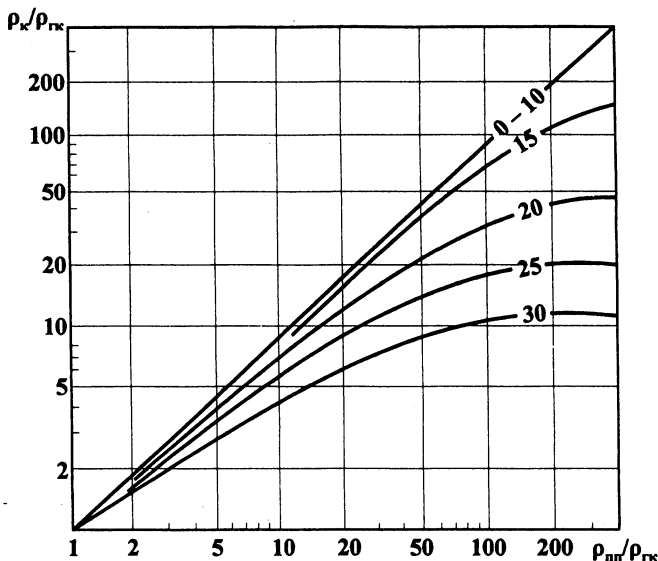


Рис. 33. Зависимость $\rho_k/\rho_{гк} = f(\rho_{пп}/\rho_{гк})$ для двухэлектродного экранированного микрозонда:

A_3 – 200×200 мм; A_0 – 15×70 мм; B и N включены на корпус прибора; шифр кривых – $h_{гк}$, мм

1. На кальке, наложенной на палетку, откладывают значения ρ_{ki} на участках оси абсцисс (ρ_{ki}/ρ_p), соответствующих каждому из выбранных зондов (ρ_{k1} , ρ_{k2} , ...).

2. Чтобы привести для всех зондов ось ρ_{ki} кальки в соответствие с осью ρ_{ki}/ρ_p палетки, в координатах ρ_{k1}/ρ_p первого зонда откладывают значение $\rho_{k1} = \rho_p$.

Сдвинув кальку по оси абсцисс до совмещения точки $\rho_{k1} = \rho_p$ (калька) с точкой $\rho_{k1}/\rho_p = 1$ (палетка), получаем соответствие осей палетки и кальки.

3. Перемещая кальку вверх по оси ординат, останавливаемся при условии, что все точки попали на кривые (или разместились между ними) с одинаковым модулем D/d_c .

4. Значение $\rho_{пп}/\rho_p$, при котором это получилось, дает величину $\rho_{пп} = (\rho_{пп}/\rho_p)_{пал} \rho_p$.

На определение $\rho_{пп}$ таким и любым другим способом обязательно влияет погрешность исходных данных $\Delta\rho_{ki}$. В методике учитывают эту погрешность, откладывая величину $\rho_k \pm 10\%$. Поскольку уровень ошибок при ГИС в каждом случае измерения не определяется и они могут достигать больших величин, для ус-

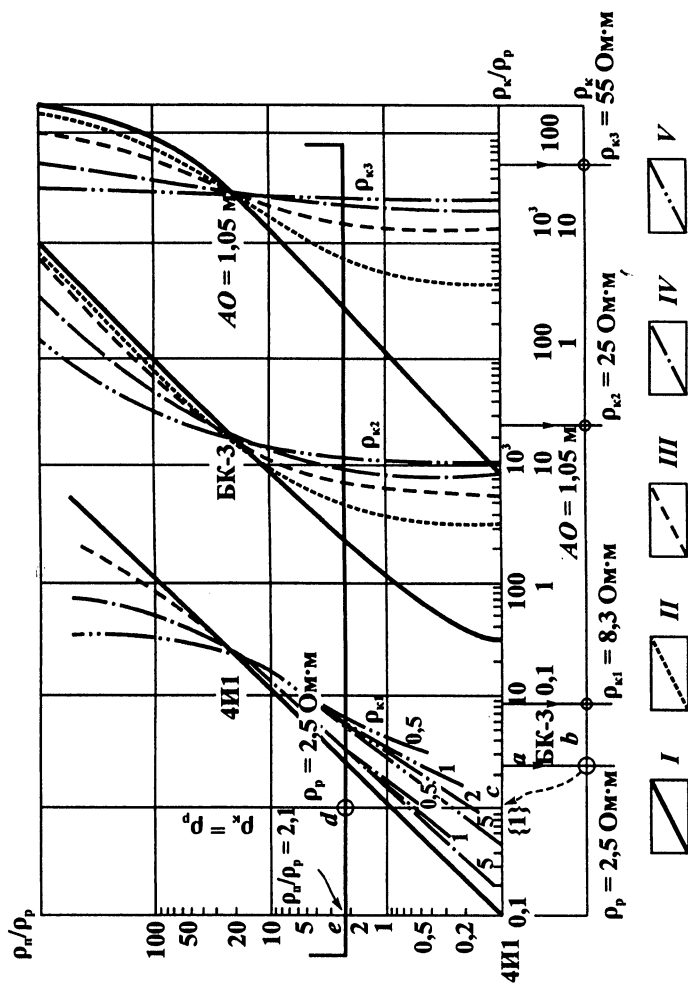


Рис. 34. Пример интерпретации данных фокусированных зондов по сводной палетке [11, 13]: $d_c = 0,2$ м; $\rho_{sm}/\rho_p = 20$; Кривые I–V для D/d_c , равных соответственно 1, 2, 4, 8, 16; цифр кривых – ρ_p , Ом·м; интерпретация по a, b, c, d, e

реднения погрешностей рекомендуется использование максимально возможного числа измерений зондами разных типов (больше необходимых двух). Полученное определение ρ_n в этом случае дают не одной цифрой, а интервалом значений от $\rho_{\min}$ до $\rho_{\max}$.

Пример 31. Определить удельное сопротивление пласта при условиях: $d_c = 0,2$ м; $\rho_p = 2,5$ Ом·м. Кажущиеся сопротивления ρ_{∞} , снятые с диаграмм зондов 4И1, БК-3, $AO = 1,05$ м, соответственно равны 8,3, 25 и 55 Ом·м. Предварительное определение удельного сопротивления зоны проникновения по микрозондам и малым зондам дает значение 45–48 Ом·м.

Выбираем сводную палетку, определив отношение $\rho_{\text{эл}}/\rho_p = 18 \div 19,2 \approx 20$ (см. рис. 34). Наложив на нее кальку, откладываем значения ρ_{∞} выбранных зондов в соответствующих участках оси абсцисс и $\rho_k = \rho_p = 2,5$ Ом·м в координатах зонда 4И1. Передвигаем бланк влево до совмещения точки $\rho_k = \rho_p$ с точкой {1} на палетке и затем, перемещая ее вверх, считываем в точке e значение $\rho_n/\rho_p = 2,1$. Получаем $\rho_n = 5,3$ Ом·м.

Задача 48. Определить пределы изменения ρ_n при условии, что значения ρ_k измерены с точностью 10 %.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ρ_n И D ПО ДВУХЗОНДОВЫМ ПАЛЕТКАМ [11, 13]

Двухзондовые палетки представляют собой семейства кривых зависимости показаний одного зонда от показаний другого при общей характеристике модели среды. Такие палетки существуют для разных сочетаний фокусированных зондов, например для 4И1 и БК-3 (рис. 35).

Координаты палетки изображаются двумя шкалами $\rho_{\text{ик}} = f(\rho_{\text{БК}})$ и $\rho_{\text{ик}}/\rho_{\text{эл}} = f(\rho_{\text{БК}}/\rho_{\text{эл}})$. Относительные значения второй системы координат облегчают интерполяцию между палетками. Правила работы с палеткой следующие.

1. Снятые с диаграмм зондов 4И1 и БК-3 отсчеты предварительно обрабатывают по одной из схем, изложенных выше, до получения значений $(\rho_{\infty})_{4И1} = \rho_{\text{ик}}$ и $(\rho_{\infty})_{БК-3} = \rho_{\text{БК}}$.

2. Определяют каким-либо методом значение $\rho_{\text{эл}}$ в изучаемом пласте и выбирают палетку с ближайшим значением.

3. В координатах палетки ставится точка, соответствующая $(\rho_{\infty})_{4И1}$ и $(\rho_{\infty})_{БК-3}$. По положению этой точки определяют ρ_n и D интерполяцией между соответствующими кривыми палетки.

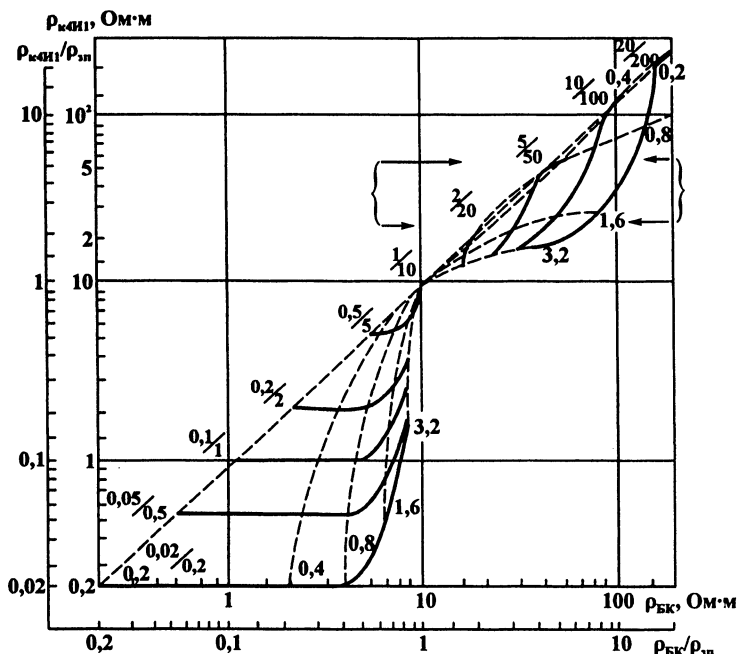


Рис. 35. Двухзондовая палетка (4И1, БК-3):
 $\rho_{\text{пн}} = 10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $d_c = 0,2 \text{ м}$; шифры кривых – $(\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{пн}})/\rho_{\text{п}}$; D , м

Если $\rho_{\text{пн}}$ не точно соответствует палеточному значению, всю процедуру определений делают в относительных координатах. В этом случае $\rho_{\text{п}} = (\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{пн}})_{\text{пал}} \rho_{\text{пн}}$.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ $\rho_{\text{п}}$, $\rho_{\text{пн}}$, D ПО ТРЕХЗОНДОВЫМ ПАЛЕТКАМ [1]

Для определения параметров пласта $\rho_{\text{п}}$, $\rho_{\text{пн}}$ и D существуют комплекты аппаратуры, позволяющие получать сразу три уравнения. В этом случае в скважинном приборе монтируются три зонда с разной радиальной характеристикой, а следовательно, и разной глубиной (комплексные приборы БИК-2, Э6, Э9 и др.).

В приборе Э6 имеется набор разнотипных и разноглубинных зондов 6Э1 (Б), 8Э0,9 (С), БК-3 (М) – соответственно большой, средний и малый. Второй прибор – Э9 имеет три однотипных зонда БК_Б, БК_С, БК_М с разными параметрами фокусировки.

Прибор Э6 снабжен трехзондовыми палетками (рис. 36).

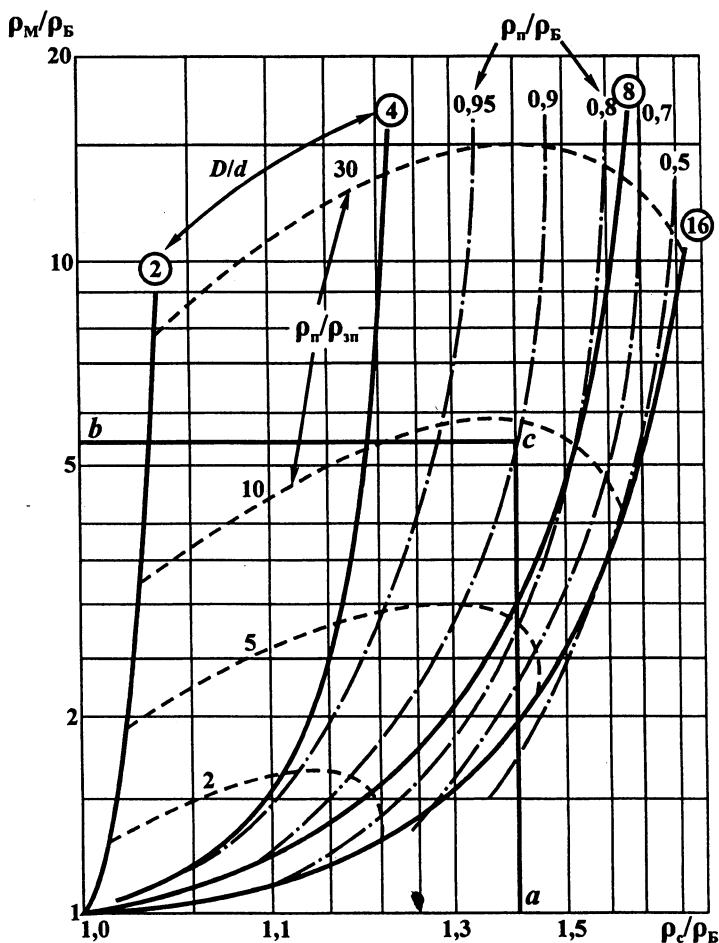


Рис. 36. Трехзондовая палетка для прибора Э6:
 $\rho_n < \rho_{3n}$; интерпретация по a , b , c

В этом случае все значения ρ_k преобразуют в $\rho_{ко}$. Затем по отношениям ρ_M/ρ_B и ρ_c/ρ_B по трем семействам кривых находят ρ_n , ρ_{3n} , D . Такие определения возможны лишь для случая повышающего проникновения. Объясняется это ограничениями в разрешающей способности индукционных зондов по сопротивлению и экранированных зондов по глубинности.

Аналогичные палетки существуют для зондов прибора Э9, но в комплексе с зондом 6Э1 (Э6).

Изорезистивная методика объединяет теоретические расчетные данные, используемые в методе бокового градиент-зондирования, с данными, получаемыми стандартным потенциал-зондом $AM = 0,5$ м, индукционными зондами 4И1, 6Ф1 и получившим широкое применение зондом БК-3. Для интерпретации используются приемы, изложенные в методе бокового зондирования, с добавлением в известные уже палетки информации, получаемой от других зондов. Пример такой палетки и способ ее использования приведены на рис. 37. Главная особенность этой палетки – дополнительные линии, соединяющие те точки на кривых $\rho_k/\rho_p = f(AO/d_c)$, где $(\rho_k/\rho_p)_{ГЗ} = (\rho_k/\rho_p)_{БК-3}$, $(\rho_k/\rho_p)_{ГЗ} = (\rho_k/\rho_p)_{6Ф1}$ и т.д.

Здесь ρ_k/ρ_p фокусированных зондов вычислены для тех же моделей, что и для градиент-зондов (ρ_n , $\rho_{эп}$, D). Эти кривые называются изорезистами [22].

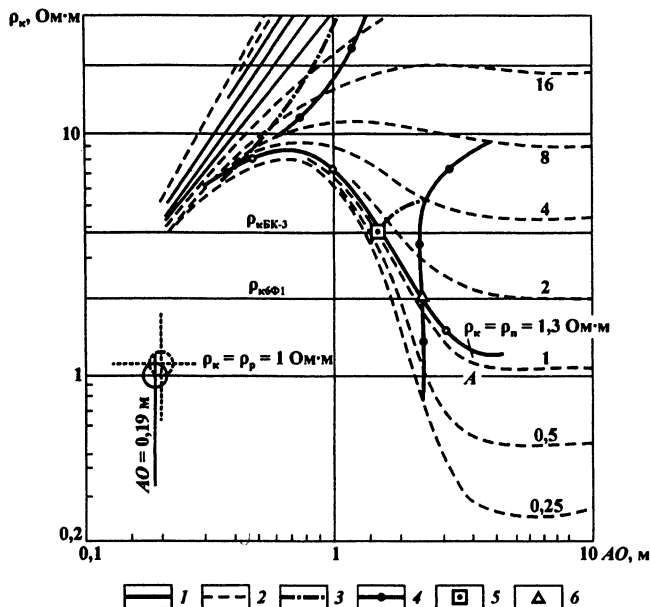


Рис. 37. Пример интерпретации данных БЭЗ совместно с фокусированными зондами (изорезистивная методика) [22]:

1 – интерпретируемая кривая; 2 – кривые палетки БЭЗ (шифр ρ_n/ρ_p); 3 – изорезисты зонда БК-3; 4 – изорезисты зонда 6Ф1; 5 – точка пересечения прямой $\rho_{кБК-3}$ с изорезистой этого же зонда; 6 – точка пересечения прямой $\rho_{к6Ф1}$ с изорезистой этого же зонда

Использование таких палеток осуществляется следующим образом. Значения ρ_k фокусированных зондов, приведенные к условиям стандартной скважины ($d_c = 0,2$ м) и бесконечной толщины пласта, наносят на бланк БЭЗ вместе с кривой $\rho_k = f(AO)$ в виде прямых $\rho_k = (\rho_{k\infty})_{\Phi 1}$ и (или) $\rho_k = (\rho_{k\infty})_{BK-3}$ и др. Пересечения этих прямых с соответствующими изорезистами, определяющими геометрические места точек для фокусированных зондов, используют как дополнительную точку кривой зондирования. Если толщина исследуемого пласта мала и оптимальное сопротивление с диаграмм больших градиент-зондов не может быть снято, эти дополнительные точки расширяют возможности бокового зондирования.

Пример 32 (см. рис. 37). Определить удельное сопротивление коллектора (пласт 4 на рис. 15 и в табл. 10) по данным комплекса зондов БЭЗ и фокусированных, используя изорезистивную методику [22]. Данные для интерпретации: $\rho_p = 1$ Ом·м, $d_c = 0,19$ м; ρ_k градиент-зондов с $AO = 0,45$ и $AO = 0,85$ м соответственно равно 7,5 и 7 Ом·м; $\rho_{kBK-3} = 3,8$ Ом·м, $\rho_{k\Phi 1} = 2,1$ Ом·м; $h = 1$ м; $h_{общ} = 3,4$ м.

В этом случае использование ρ_k больших зондов БЭЗ невозможно. На бланк БЭЗ наносятся линии $\rho_k = \rho_{kBK-3}$ и $\rho_k = \rho_{k\Phi 1}$. При наложении на палетку $\rho_{zp}/\rho_p = 8$ и $D/d_c = 6$ проводим теоретическую кривую БЭЗ по четырем точкам: две точки градиент-зондов и точки пересечения изорезист фокусированных зондов с соответствующими линиями фокусированных зондов. Результат интерпретации: $\rho_{п} = 1,3$ Ом·м; $\rho_{zp}/\rho_p = 8$; $D/d_c = 6$.

Задача 49. Определить удельное сопротивление коллекторов по данным табл. 11. Дать обоснование выбора применяемых палеток. (Во всех случаях толщина пластов не позволяет использовать большие зонды БЭЗ для определения $\rho_{п}$.)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД ПО ДАННЫМ ВИКИЗ [21, 29]

Метод ВИКИЗ (высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование) представляет собой изучение электрических свойств пород в разрезах нефтяных и газовых скважин с помощью пяти зондов разных размеров, различающихся глубиной исследований. Метод характеризуется высокой вертикальной разрешающей способностью и может использоваться как на качественном, так и на количественном

Таблица 11

Данные предварительной обработки комплекса разногипстных зондов для определения ρ_n коллекторов по изорезистивной методике ($d_c = 0,2$ м)

№ п/п	ρ_p	ρ_p , Ом·м	ρ_n , Ом·м			$\rho_{\text{кзо}}$, Ом·м			Результаты интерпретации			Модули палетки
			Зонды БЭЗ (АО, м)			Потенциал-зонд	БК-3	6Ф1	$\rho_{\text{н}}$, Ом·м	$\rho_{\text{зп}}$, Ом·м	D , м	
			0,45	1,05	2,25							
1	1	12	12	15	7	12	7,5	-				
2	1	12	12	14,5	5,5	10	6,5	3				
3	1	13,5	21	13		12	9	7,5				
4	1,2	14,5	18	-		14	9	-				
5	1,3	15,6	19	7		-	8,5	4				
6	0,8	11	17	10		-	7,2	6				
7	1,6	27	77	-		-	250	-				
8	0,4	6,8	19	-		-	65	-				
9	0,9	22,5	80	-		-	230	-				
10	0,2	5	18	-		-	50	-				

уровне. На качественном уровне метод используется для литологического расчленения пород в разрезе скважин, выделения коллекторов, определения их эффективной толщины, характера насыщения. Количественно метод позволяет оценить удельное сопротивление пласта коллектора, его зоны проникновения и размера зоны проникновения в скважинах, бурящихся на слабо-минерализованной (более 0,2 Ом·м) или непроводящей промывочной жидкости, а также в сухих скважинах. Особенностью метода является возможность определения параметров окаймляющей кольцевой зоны пласта, возникновение которой обусловлено осолонением пресного фильтрата бурового раствора при его взаимодействии с остаточной водой. Метод обладает при значительной глубинности высокой пространственной разрешающей способностью, что позволяет выделять и оценивать электрические характеристики тонких пластов. Параметры зондов ВИКИЗ приведены в табл. 12.

Положение границ пласта на кривых ВИКИЗ устанавливается по характерным точкам, соответствующим максимальному изменению сигналов с глубиной в показаниях трех средних зондов. Снятие отсчетов производится способом осреднения показаний зонда в пределах выделенных границ.

Алгоритм интерпретации сводится к переходу от разности фаз к удельному сопротивлению, учету влияния скважинных условий и вмещающих пород на показания зондов. Переход от показаний метода, выраженных в единицах разности фаз ($\Delta\phi$), к единицам удельного сопротивления осуществляется с помощью графика, помещенного на рис. 38.

В скважинах, заполненных минерализованной промывочной жидкостью, производится учет искажения сигнала за счет влияния эксцентриситета на показания трех коротких зондов с помощью графиков, показанных на рис. 39. Учет этого фактора производится по одному из графиков, в зависимости от положения прибора в стволе скважины – соосного или смещен-

Таблица 12

Характеристика зондов ВИКИЗ [21, 29]

Зонд	Длина, м	База, м	Частота, МГц
ЗФ0,5	0,5	0,1	14,0
ЗФ0,71	0,71	0,14	7,0
ЗФ1,0	1,0	0,2	3,5
ЗФ1,41	1,41	0,28	1,75
ЗФ2,0	2,0	0,4	0,875

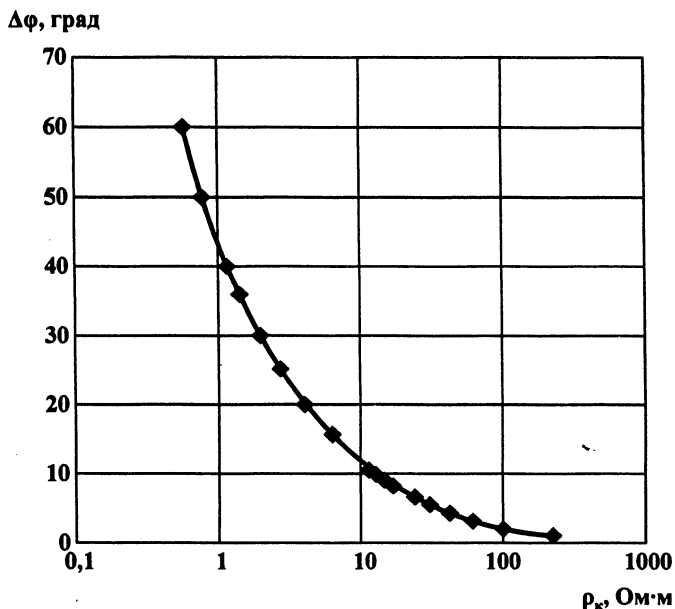


Рис. 38. Зависимость разности фаз от удельного сопротивления для зондов ВИКИЗ [29]

ного на стенку скважины. Наибольшее влияние эксцентриситета проявляется при заполнении ствола скважины минерализованным буровым раствором ($\rho_c \approx 0,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). В этом случае следует учитывать вытеснение корпусом прибора части проводящей промывочной жидкости и при внесении поправки за эксцентриситет пользоваться рис. 39, *a*. Следует отметить, что значение этой поправки не превышает погрешности измерения в диапазоне $2\text{--}20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и влияние ее становится более существенным для коротких зондов при значениях ρ_n , превышающих $50\text{--}60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Учет влияния скважины и относительной диэлектрической проницаемости среды выполняется с помощью серии палеток, отличающихся значениями диаметра скважины и удельного сопротивления промывочной жидкости. Пример такой палетки показан на рис. 40. На каждой палетке цифрами от 1 до 10 нанесены кривые, соответствующие определенному зонду и наиболее вероятному значению ϵ_n . Учет ϵ_n производится приближенным способом. Расшифровка кривых приведена в табл. 13. Исправленные значения удельного сопротивления ($\rho_{k, \text{скв}}$) получают по значению сопротивления, исправленного на эксцентри-

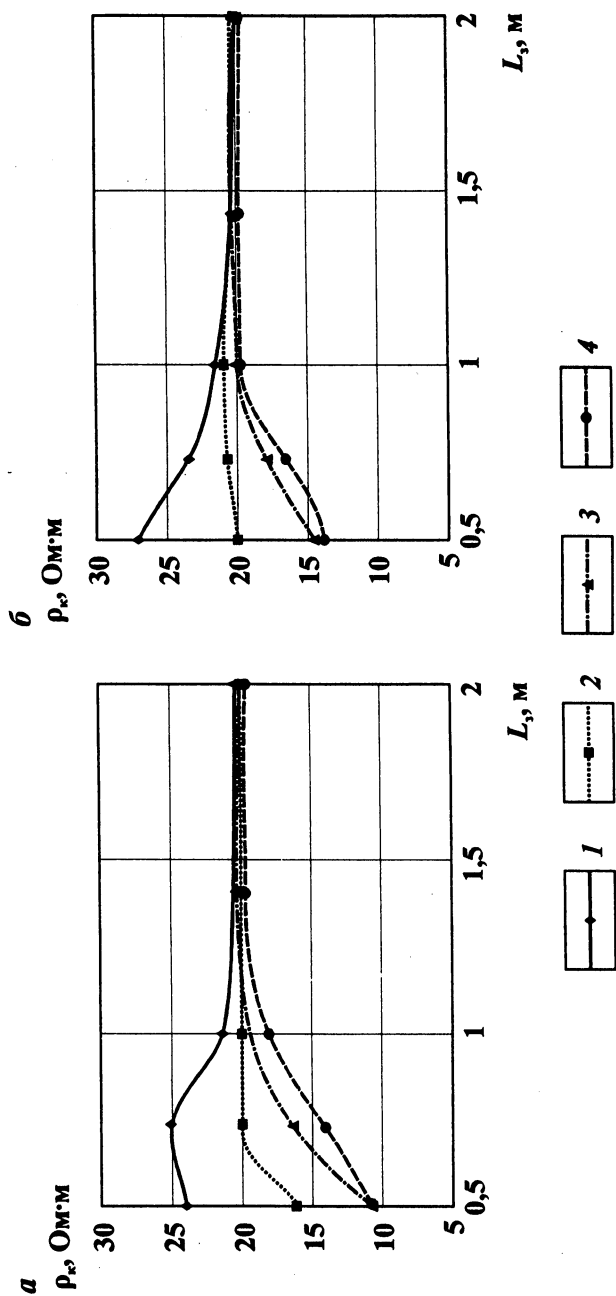


Рис. 39. Влияние эксцентриситета прибора на показания зондов ВИКИЗ ($\rho_1 = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) с учетом (а) и без учета (б) корпуса прибора [29]:
 1–4 – расположение прибора: 1 – с центратором, 2–4 – смещение относительно оси скважины соответственно 0,03, 0,05 и 0,06 м

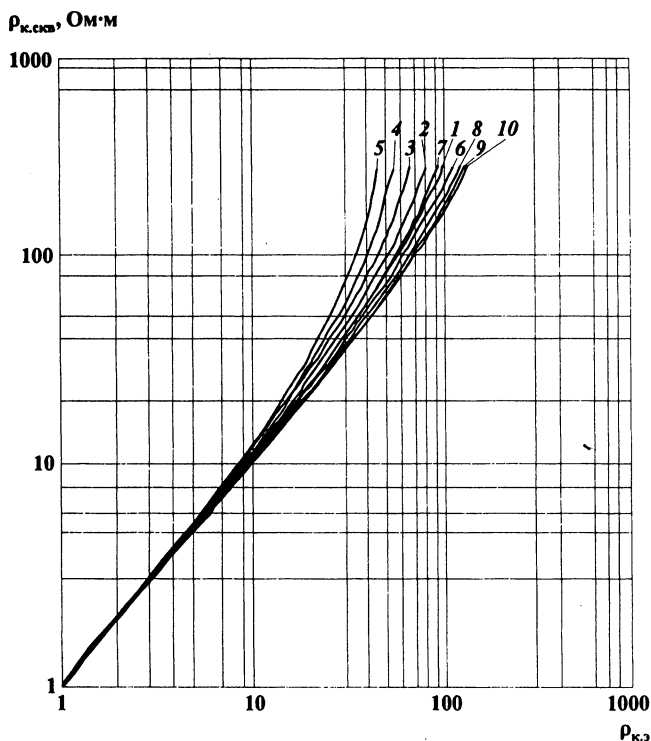


Рис. 40. Палетка учета влияния скважины на показания зондов ВИКИЗ ($d_c = 0,19$ м, $\rho_c = 1$ Ом·м) [21].
Шифр кривых – коды из табл. 13

ситет ($\rho_{к.з}$), после выбора соответствующих палетки и кривой на графике.

Исправление показаний зондов за влияние вмещающих пород выполняется с помощью палеток, аналогичных приведенной

Таблица 13

Шифры кривых, показанных на рис. 40 [21]

Длина зонда L_z , м	Диэлектрическая проницаемость, отн. ед.				
	5	10	15	20	25
0,5	1	2	3	4	5
0,71		6		7	
1,0			8		
1,41			9		
2,0			10		

$\rho_{kh}, \text{ Ом}\cdot\text{м}$

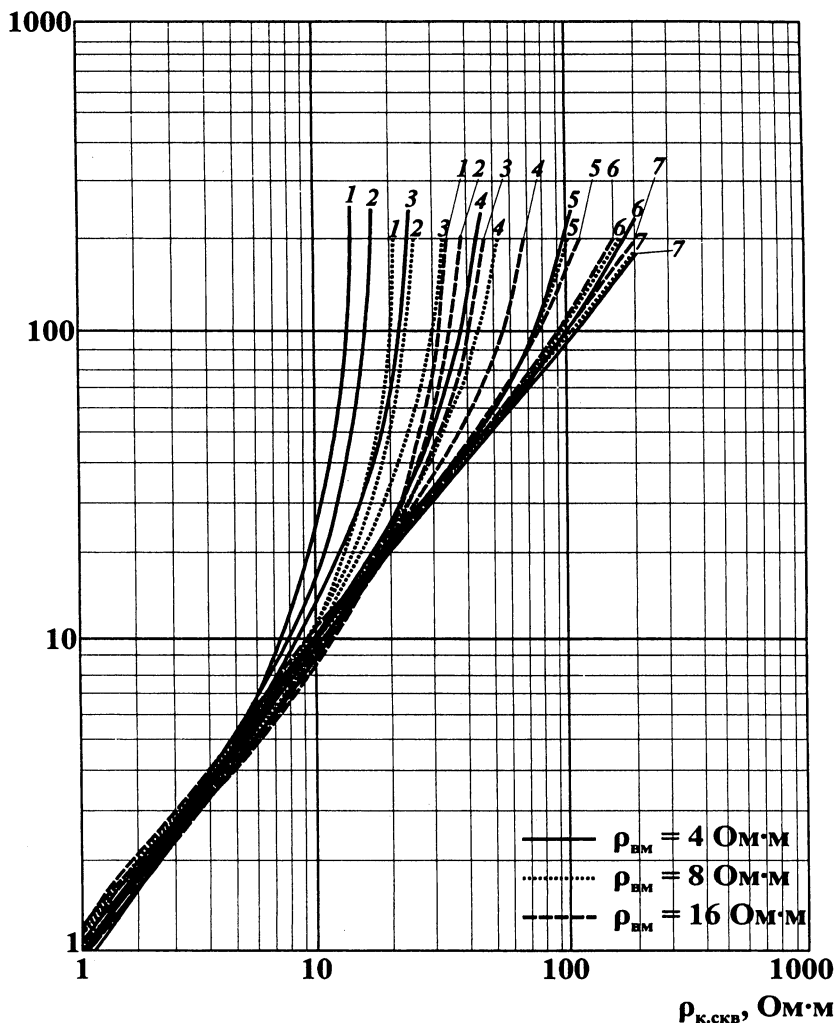


Рис. 41. Палетка учета влияния вмещающих пород на показания зондов ВИКИЗ [21].

Шифр кривых — отношение $h_{пл}/L_3$, равное: 1 — 0,5; 2 — 0,7; 3 — 1; 4 — 1,4; 5 — 2; 6 — 2,8; 7 — 4

на рис. 41. Для получения исправленного значения ρ_{kh} зонда длиной L_3 требуется сопротивление после исправления на влияние скважины $\rho_{k.ckb}$, сопротивление вмещающих пород $\rho_{вм}$ и тол-

щина пласта $h_{пл}$. При несовпадении фактических значений параметров, используемых для коррекции показаний зондов, применяют способ интерполяции.

Определение электрических параметров пласта – удельного сопротивления пласта $\rho_{\text{п}}$, зоны проникновения $\rho_{\text{зп}}$ и окаймляющей зоны пониженного сопротивления $\rho_{\text{оз}}$, а также их радиусов – $a_{\text{зп}}$ и $a_{\text{оз}}$ – выполняют по палеткам, соответствующим трехслойной (рис. 42) или четырехслойной (рис. 43) коаксиально-цилиндрическим моделям, которые являются основными интерпретационными моделями метода. По осям палеток отложены величины

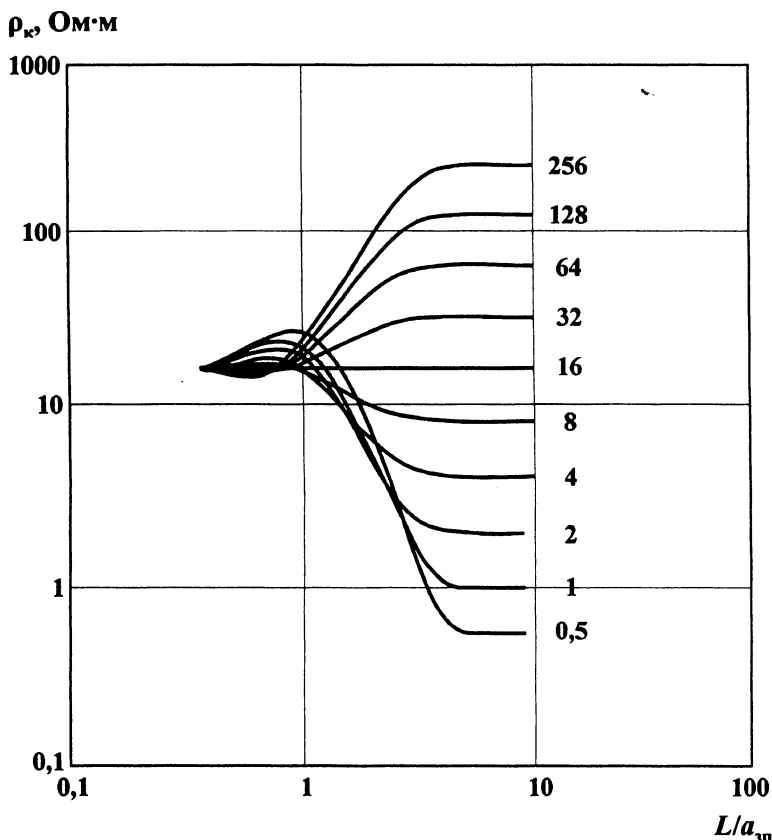


Рис. 42. Теоретическая палетка для определения удельного электрического сопротивления пласта, зоны проникновения и радиуса зоны проникновения. Трехслойная коаксиально-цилиндрическая модель [21].
Шифр палетки $\rho_{\text{зп}} = 16$ Ом·м, шифр кривых – $\rho_{\text{п}}$, Ом·м

$L_3/a_{3п}$ и ρ_k , шифр кривых на палетке соответствует сопротивлению пласта ρ_n . Процедура схожа с интерпретацией данных БЭЗ. По исправленным значениям показаний пяти зондов ВИКИЗ в билогарифмическом масштабе с модулем 6,25 см строят кривую зондирования, аналогично кривым БЭЗ. По горизонтальной оси откладывают размеры зондов, а по вертикальной – значения сопротивления. Затем производят сравнение фактической кривой зондирования с теоретической. Выбор палетки осуществляют по значению сопротивления зоны проникновения, которое соответствует показаниям самого короткого зонда. Бланк с фактической кривой зондирования накладывают на теоретическую палетку,

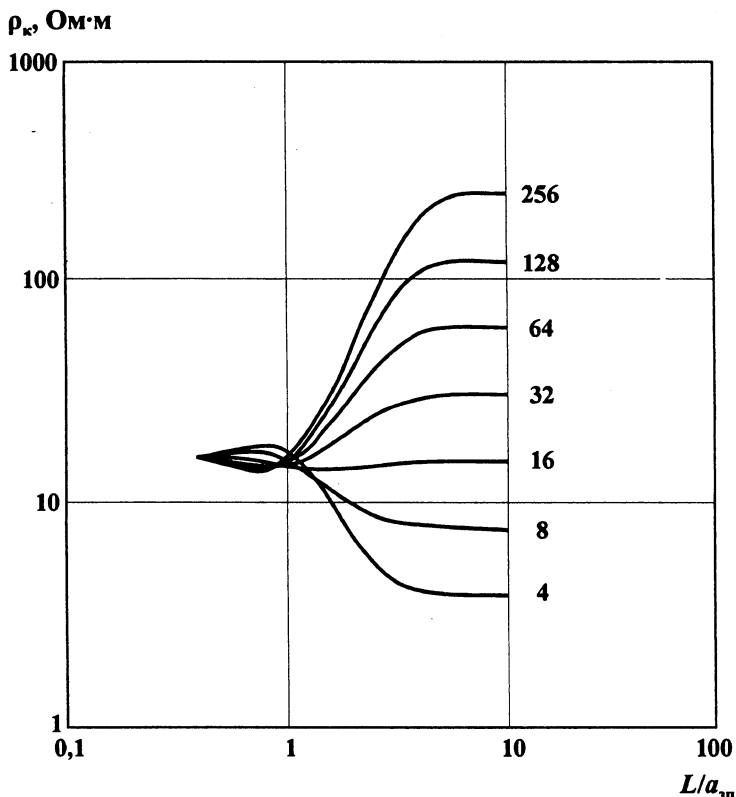


Рис. 43. Теоретическая палетка для определения удельного электрического сопротивления пласта, зоны проникновения, радиуса зоны проникновения, сопротивления окаймляющей зоны и ее радиуса. Четырехслойная коаксиально-цилиндрическая модель [21].

Шифр палетки $\rho_{3п} = 16$ Ом·м, шифр кривых – ρ_n , Ом·м; $\rho_{о3} = 8$ Ом·м и $a_{о3}/a_{3п} = 1,1$

перемещают бланк по горизонтали до того момента, пока фактическая кривая не совпадет с одной из теоретических. Параметры модели определяются следующим образом. Удельное сопротивление пласта ρ_n равно шифру теоретической кривой, с которой совпала фактическая кривая, сопротивление зоны проникновения $\rho_{зп}$ равно модулю палетки. Радиус зоны проникновения $a_{зп}$ (в метрах) оценивается по горизонтальной оси бланка в точке пересечения ее с вертикальной прямой, проходящей через абсциссу с отношением $L_3/a_{зп} = 1$.

При наличии окаймляющей зоны фактическая кривая зондирования не совпадает с теоретическими кривыми трехслойной модели. В этом случае используют четырехслойные палетки, которые помимо шифров палеток, используемых в трехслойной модели, имеют дополнительные шифры, соответствующие фиксированным значениям сопротивления окаймляющей зоны и ее радиуса. Для каждого значения сопротивления окаймляющей зоны ($\rho_{оз}$, равное 2, 4 и 8 Ом·м) построены палетки с тремя значениями относительного радиуса кольцевой зоны $a_{оз}/a_{зп}$: 1,1, 1,2 и 1,4. Выбор серии палеток с целью подбора требуемой в конкретном случае производится по значению $\rho_{зп}$ путем перебора палеток данной серии до совпадения фактической кривой с одной из четырехслойных теоретических. Выбор окончательной палетки определяется формой (углом наклона и кривизной) фактической интерпретируемой кривой. Оценка электрических свойств среды устанавливается после выбора палетки – удельное сопротивление пласта ρ_n определяется по шифру теоретической кривой, с которой совпала фактическая, сопротивление зоны проникновения $\rho_{зп}$ и окаймляющей зоны $\rho_{оз}$, а также относительный радиус окаймляющей зоны $a_{оз}/a_{зп}$ определяются по модулю палетки. Радиус зоны проникновения определяют по горизонтальной оси бланка, на котором построена фактическая кривая, в точке ее пересечения с вертикальной прямой, проходящей через абсциссу палетки с единичным отношением $L_3/a_{зп} = 1$.

Современная обработка, визуализация и интерпретация данных ВИКИЗ производится с помощью системного комплекса программ МФС ВИКИЗ на ЭВМ. Помимо оценки электрических свойств пластов эта система позволяет выполнять оценку качества полученных результатов.

Пример записи кривых ВИКИЗ в комплексе с другими методами ГИС приводится на рис. III.

Задачи

50. Используя результаты записи ВИКИЗ и СП в полимиктовых отложениях юрского возраста одного из месторождений

Западной Сибири, представленные на рис. III, выполнить литологическое расчленение разреза скважины. Определить характер насыщения и положение ВНК. Сравнить результат с показаниями других методов комплекса ГИС. Сделать выводы об эффективности использования ВИКИЗ для решения поставленных задач.

51. Выполнить определение электрических свойств выделенных коллекторов (продуктивных и водоносных) с помощью метода ВИКИЗ. Снять отсчеты, ввести необходимые поправки в показания зондов, построить фактическую кривую зондирования и определить удельное сопротивление пластов, зоны проникновения, окаймляющей зоны и их размеры. Выполнить анализ полученных результатов.

§ 7. МЕТОД ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ [13]

Диэлектрическая проницаемость ϵ наряду с удельным электрическим сопротивлением ρ и магнитной проницаемостью μ является физическим свойством породы, определяющим характер электромагнитного поля. Абсолютная диэлектрическая проницаемость определяется соотношением $\epsilon_a = D/E$, показывающим, во сколько раз напряженность электрического поля E в данном диэлектрике меньше напряженности поля индукции D в вакууме. Чаще пользуются не абсолютной ϵ_a , а относительной диэлектрической проницаемостью*) $\epsilon = \epsilon_a/\epsilon_0$, характеризующей отношение величины ϵ_a данной среды к значению ϵ_0 абсолютной диэлектрической проницаемости в вакууме.

Значение ϵ_n всегда больше единицы вследствие поляризации диэлектрика в электрическом поле. Для большинства минералов осадочных пород типична поляризация смещения ($\epsilon = 4 \div 10$).

Ориентационная поляризация характерна для воды ($\epsilon = 81$) и нефти ($\epsilon = 2 \div 3$). Величина ϵ_n осадочных пород определяется в основном их влажностью w , возрастая с увеличением w , поскольку значение ϵ_v для воды на порядок выше, чем для минерального скелета.

Для мономинеральной полностью водонасыщенной осадочной породы

$$\epsilon_{вп} = k_n \epsilon_v + (1 - k_n) \epsilon_{ск}, \quad (19)$$

где $\epsilon_{ск}$ — диэлектрическая проницаемость минерального скелета породы. Значения $\epsilon_{ск}$ для некоторых наиболее распространенных пороодообразующих минералов: кварц — 4,7; кальцит — 8,1; доло-

*) В дальнейшем изложении приводятся относительные значения.

мит – 9,8. Для нефте-, газонасыщенного мономинерального коллектора

$$\epsilon_n = k_n \epsilon_{фл} + (1 - k_n) \epsilon_{ск}, \quad (20)$$

где $\epsilon_{фл}$ – диэлектрическая проницаемость жидкости, заполняющей поры. В неизменной части нефтеносного коллектора $\epsilon_{фл} = k_b \epsilon_b + (1 - k_b) \epsilon_n$, газоносного коллектора – $\epsilon_{фл} = k_g \epsilon_g + (1 - k_g) \epsilon_n$. В промытой зоне нефтеносного коллектора выражения аналогичны, но $k_b = k_{впп}$. Здесь ϵ_n , ϵ_g – соответственно значения диэлектрической проницаемости для нефти и газа в пластовых условиях.

В глинах ϵ_n также определяется выражением (19), где $\epsilon_{ск}$ есть значение $\epsilon_{гл}$ сухой глины. Соотношение значений ϵ_n продуктивных и водоносных коллекторов, а также неколлекторов для геологического объекта с мономинеральным составом пород иллюстрирует рис. 44.

На нем две главные линии 1 и 2 характеризуют соответственно связи: для полностью водонасыщенных пород-коллекторов и неколлекторов $\epsilon_{вп} = f(k_n)$; для предельно насыщенных нефтью

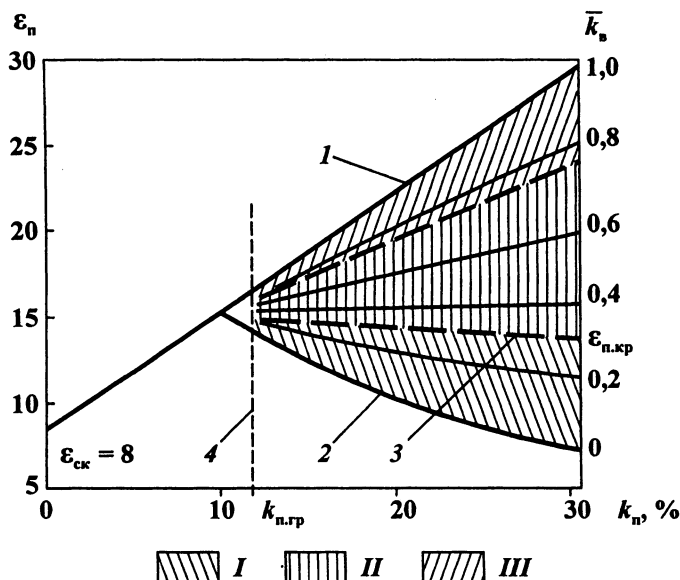


Рис. 44. Зависимость $\epsilon_n = f(k_n)$:

I, II, III – зоны, соответствующие воде, двухфазному потоку, притоку безводной нефти; кривые: 1 – $\epsilon_{вп} = f(k_n)$; 2 – $\epsilon_{вп} = f(k_n)$; 3 – $\epsilon_{н,кр} = f(k_n)$; 4 – граница «коллектор – неколлектор»; шифр кривых – $\bar{k}_b$

или газом продуктивных коллекторов $\epsilon_{\text{пп}} = f(k_{\text{п}})$. Пересечение графика $\epsilon_{\text{пп}} = f(k_{\text{п}})$ с осью ординат дает значение $\epsilon_{\text{ск}}$; абсцисса пересечения графика $\epsilon_{\text{пп}} = f(k_{\text{п}})$ с линией $\epsilon_{\text{пп}} = f(k_{\text{п}})$ соответствует значению $k_{\text{п.гр}}$ для границы коллектор–неколлектор. Область между графиками 1, 2 соответствует породам-коллекторам с различным содержанием нефти (газа). Используя коэффициент отнositельного водонасыщения

$$\bar{k}_{\text{в}} = (k_{\text{в}} - k_{\text{во}})/(1 - k_{\text{во}}), \quad (21)$$

где $k_{\text{во}}$ – остаточное (неснижаемое) водонасыщение коллектора, можно построить семейство кривых $\epsilon_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$ с различными $\bar{k}_{\text{в}} = \text{const}$. Значение $\bar{k}_{\text{в}}$, характеризующее содержание в породе подвижной воды, изменяется от 0 до 1, от предельно насыщенного до водоносного коллектора. На рис. 44 выделены также области коллекторов, дающих при испытании чистый продукт ($\bar{k}_{\text{в}} = 0 \div 0,3$), воду ($\bar{k}_{\text{в}} > 0,7$) и нефть (или газ) с водой ($0,3 < \bar{k}_{\text{в}} < 0,7$).

Петрофизические основы метода диэлектрической проницаемости определяют возможности при решении задач: 1) разделения коллекторов на продуктивные и водоносные при незначительной их глинистости; 2) дифференциации разреза, представленного слабоглинистыми и неглинистыми продуктивными коллекторами, по пористости; 3) литологического расчленения терригенного разреза в его продуктивной или водоносной части по глинистости.

Для исследования разрезов скважин методом диэлектрической проницаемости (ДМ) используют прибор, основными элементами которого являются генераторная катушка Г, создающая электромагнитное поле с частотой в десятки мегагерц, и приемные катушки П₁, П₂, используемые для измерения модуля напряженности электромагнитного поля h_z и фазы вектора напряженности φ .

Значения h_{z1} , h_{z2} и φ_1 , φ_2 , измеренные приемными катушками, несут информацию о диэлектрической проницаемости ϵ и удельном сопротивлении ρ изучаемой среды.

В настоящее время в промышленности используют модификацию ДМ – волновой диэлектрический метод (ВДМ), применяемый в двух вариантах. Аппаратура АДК-1 регистрирует функцию разности фаз $\Delta\varphi = \varphi_1 - \varphi_2$ поля в точках 1 (φ_1) и 2 (φ_2) – $\cos\Delta\varphi$. Аппаратура ДК1-713 измеряет $\sin(\Delta\varphi/2)$, отношение вертикальных составляющих амплитуд $|h_{z1}|/|h_{z2}|$ и величину $(|h_{z1}| - |h_{z2}|)/|h_{z2}|$ при частоте поля 43 МГц. Все три измеряемые величины зависят от параметров ϵ и ρ среды; в наименьшей степени зависит от ρ величина $\Delta\varphi$ [2].

Исследования ВДМ проводят в необсаженных скважинах, заполненных РВО с $\rho_p > 0,7 \div 0,8$ Ом·м или РНО. С увеличением удельного сопротивления промывочной жидкости и пород изучаемого разреза ($\rho_n \gg 5$ Ом·м) эффективность метода возрастает.

В пластах ограниченной толщины формы кривых ВДМ $\cos\Delta\phi$; $\sin(\Delta\phi/2)$ и отношения амплитуд симметричны относительно середины пласта, начиная с $h > 0,5$ м. Границы пластов выделяют по точкам перегиба кривых (половине аномалии).

Глубинность метода 0,6–0,8 м. Скважина с $d_c = 0,3$ м, заполненная пресным раствором ($\rho_p > 0,7 \div 0,8$ Ом·м), не влияет на результаты измерений. Влиянием скважины с $d_c > 0,3$ м при $\rho_p < 0,7 \div 0,8$ Ом·м можно пренебречь только в разрезе высокого сопротивления. Зона проникновения с $D < 0,6 \div 0,8$ м ($D = 4d_c$) практически не влияет на показания ВДМ. При $D > 0,6 \div 0,8$ м зона проникновения влияет на результаты исследований ВДМ тем интенсивнее, чем больше D и чем сильнее различие параметров ϵ и ρ зоны и неизменной части пласта. Количественная интерпретация материалов ВДМ с целью определения параметров ϵ_n и ρ_n целесообразна в скважинах, пробуренных на РНО, или в скважинах с РВО для объектов с $D < 0,6$ м.

Для интерпретации диаграммы $\cos\Delta\phi$, получаемой аппаратурой АДК-1, используют палетку (рис. 45) для условий, указанных выше. На диаграмме помещают линейную шкалу параметра $\cos\Delta\phi$, значение которого меняется от 0,8 до –0,8 при изменении ϵ от 1 (воздух) до 80 (вода) для среды с $\rho = \infty$ (рис. 46). По этой причине на диаграмме обычно не помещают шкалу ϵ , поскольку $\epsilon \approx \epsilon_n$ с некоторым приближением только при $\rho_n > 80$ Ом·м. Поэтому ϵ_n определяют в каждом пласте по палетке, представленной на рис. 45. Для этого каким-либо способом (чаще по диаграммам фокусированных зондов) находят величину ρ_n и по точке с координатами $\{\rho_n, \cos\Delta\phi\}$ определяют искомое ϵ_n .

Более надежным считается определение ϵ_n по диаграммам аппаратуры ДК1-713, поскольку этот зонд дает два уравнения – $\sin(\Delta\phi/2) = f(\epsilon, \rho_n)$ и $h_{z1}/h_{z2} = f(\epsilon, \rho_n)$ – для определения двух неизвестных ϵ_n и ρ_n .

Геологическую интерпретацию диаграмм ВДМ для некоторых ситуаций при решении различных задач рассмотрим на примерах.

Пример 33. В скважине, пробуренной на РНО, исследован терригенный разрез, содержащий газоносные полимиктовые песчаники и алевролиты. При заполнении скважины РНО выполнены исследования индукционным зондом 6Ф1, ВДМ (аппарату-

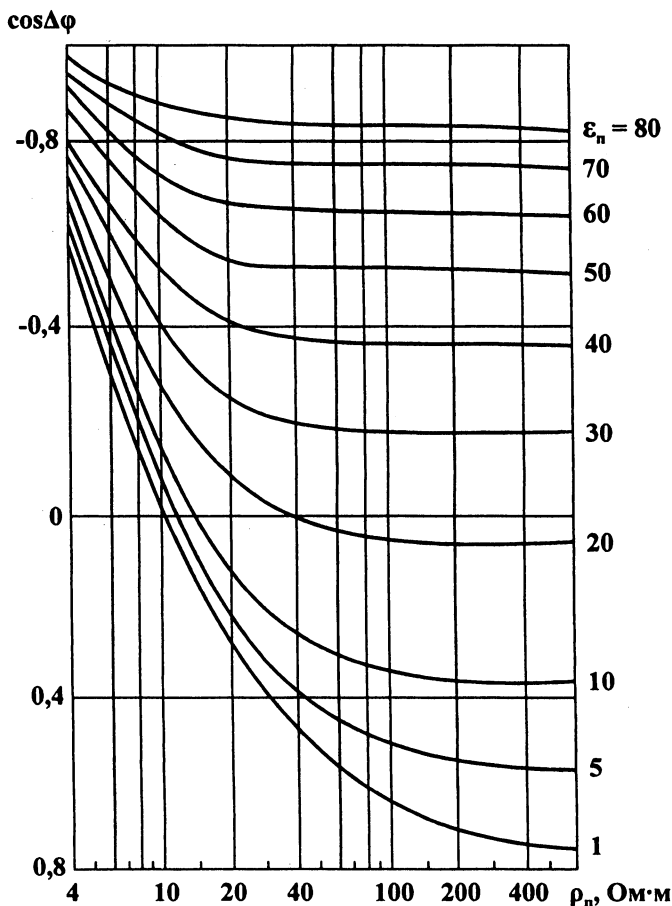


Рис. 45. Палетка для определения ϵ_n по данным индукционного зонда аппаратуры АДК-1 (по С.Б. Денисову [13])

рой АДК-1), нейтронными (НГМ, ННМ-Т) и плотностным методами (ГГМ-П). После замены РНО на РВО выполнен стандартный комплекс электрометрии с регистрацией диаграмм БЭЗ, БК, СП.

В этих условиях диаграмма ВДМ, представленная кривой $\cos \Delta \varphi$, — прежде всего средство литологического расчленения разреза по глинистости, которая в изучаемых отложениях контролирует способность породы быть коллектором, а для коллекторов является фактором, контролирующим их пористость k_n и объемную влажность $w = k_n k_v$ (см. рис. 46). Наиболее высокие

показания ВДМ (значения $\cos\Delta\varphi$ до $-0,6$) соответствуют глинам и глинистым алевролитам, значения ϵ_n которых достигают 30–40. Низкие показания ВДМ (до значений $\cos\Delta\varphi = 0,42 \div 0,6$) относятся к наименее глинистым газоносным коллекторам – песчаникам и алевролитам, для которых ϵ_n составляет 5–10. Границе коллектор – неколлектор отвечают значения $\cos\Delta\varphi = 0 \div -0,1$, а им соответствуют значения ϵ_n до 20.

Характерно сходство форм кривых ВДМ и СП, по минимумам которых выделяют в разрезе газоносные коллекторы (при более высокой дифференцирующей способности ВДМ). Расселяющая способность ГМ в этих условиях значительно уступает таковой у ВДМ и СП, поскольку коллекторы полимиктовые.

Пример 34 (рис. 47). В скважине, вскрывшей продуктивный карбонатный разрез с РНО, выполнен комплекс ГИС, в том числе исследования ВДМ. Затем раствор заменен на РВО, после чего выполнен обычный комплекс ГИС, дополненный ВДМ.

Сопоставление кривых ВДМ, полученных при заполнении скважины РНО и после замены РНО на РВО, позволяет определить ВНК на глубине 1870 м. Выше ВНК продуктивные коллекторы отмечаются участками расхождения показаний ВДМ, поскольку при заполнении скважины РНО метод фиксирует низкие значения ϵ_n (до 15), характерные для нефтенасыщенных межзерновых коллекторов. После замены на РВО ВДМ, обладая небольшой глубиной, исследует в коллекторах зону проникновения, при этом значения ϵ_n возрастают до 20–30. В неколлекторах и водоносных коллекторах показания ВДМ с РНО и РВО практически совпадают. В водоносной части разреза показания ВДМ контролируются только пористостью.

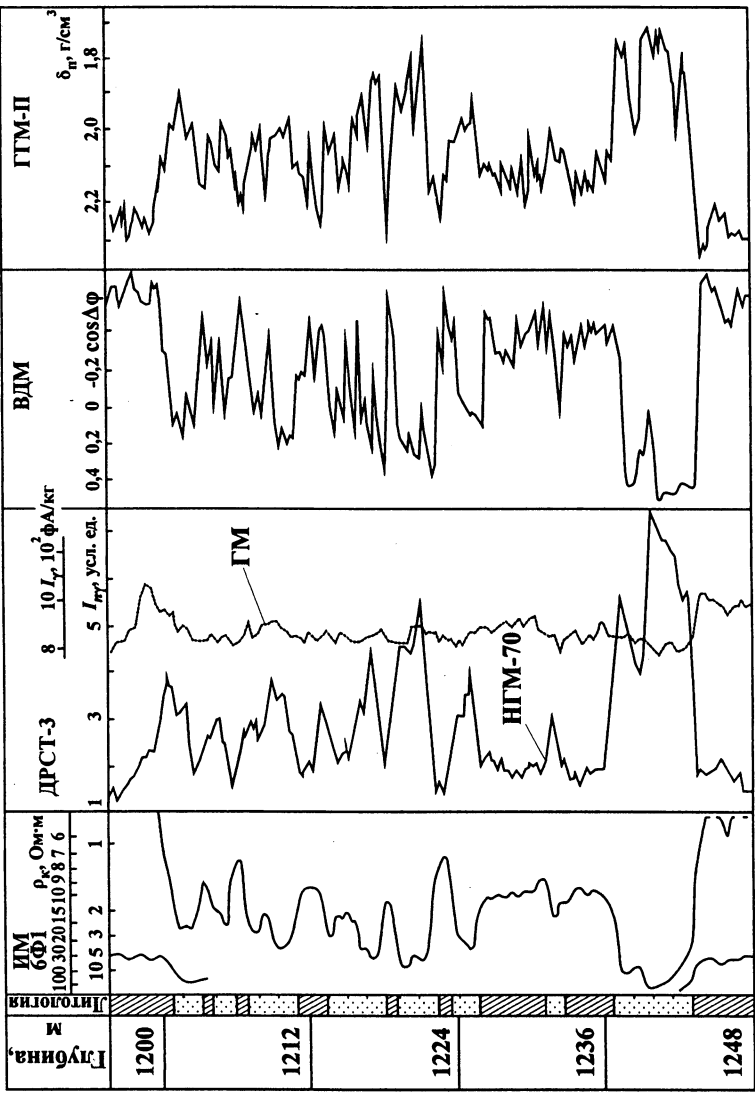
Об этом говорит сходство кривых ВДМ и интервального времени ΔT акустического метода. В продуктивной части разреза коллектору, выделенному по материалам ВДМ, отвечают значения $k_{п.}$, установленные по ΔT , выше граничного $k_{п.гр} = 6 \%$.

Задачи

52. В карбонатном разрезе, представленном известняками, выделен продуктивный коллектор с $k_{п.} = 15 \%$. Определите коэффициент нефтенасыщения коллектора, если установленное по диаграмме ВДМ, зарегистрированной при вскрытии разреза на РНО, $\epsilon_n = 9$. Используйте значение $\epsilon_n = 2$.

Рис. 46. Пример использования волнового диэлектрического метода для изучения терригенного разреза, вскрытого на РНО:

1 – коллектор; 2 – неколлектор



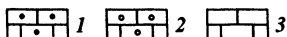
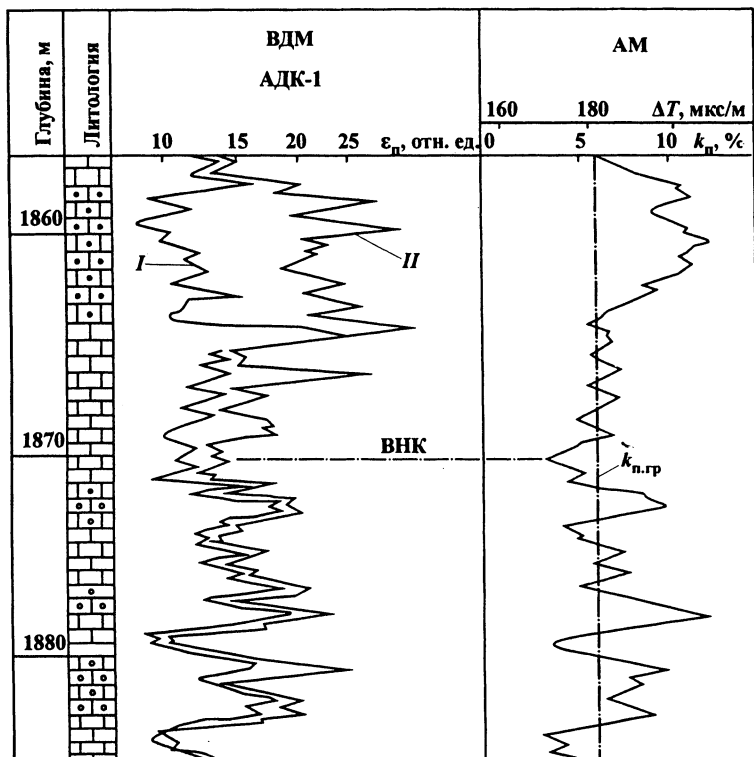


Рис. 47. Пример использования волнового диэлектрического метода для изучения коллекторов в карбонатном разрезе со сменой промывочной жидкости:

I, II – кривые ВДМ, полученные соответственно при заполнении скважины РНО и после замены РНО на РВО; 1 – нефтенасыщенные коллекторы; 2 – водонасыщенные коллекторы; 3 – преимущественно плотные породы

53. Оцените пределы изменений величины ϵ_n в кварцевом песчанике при насыщении его нефтью и водой, если $k_n = 25\%$, содержание остаточной воды в продуктивном коллекторе $k_{во} = 0,1$ а в водоносном коллекторе поры полностью насыщены водой. Используйте $\epsilon_n = 2$.



Глава II

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИАГРАММ МЕТОДА ПОТЕНЦИАЛОВ СОБСТВЕННОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ

Естественное электрическое поле в скважинах, изучаемое методом потенциалов собственной поляризации (СП), создается благодаря электрохимической активности горных пород, которая зависит от их минерального состава и структуры, а также от минерализации насыщающих породы вод. В скважинах создаются диффузионно-адсорбционные, окислительно-восстановительные и фильтрационные потенциалы, величины и знаки которых определяются соответствующими видами электрохимической активности [5, 13].

§ 8. ВЕЛИЧИНА СТАТИЧЕСКОЙ АМПЛИТУДЫ СП ДЛЯ ЗАДАННЫХ СВОЙСТВ ПОРОД И УСЛОВИЙ В СКВАЖИНЕ

ДИФфуЗИОННАЯ КОМПОНЕНТА СП

Основной причиной возникновения естественного электрического поля в скважинах является диффузия ионов на границах двух сред, содержащих растворы электролитов различной концентрации. Для большинства пород осадочного комплекса, представляющих собой дисперсные пористые среды, поры которых заполнены пластовой водой, скачки потенциалов на границах определяются также их адсорбционной способностью. В связи с этим ниже рассматриваются главным образом диффузионно-адсорбционные потенциалы $E_{да}^{*})$.

На контакте породы с нулевой адсорбционной способностью и фильтраата промывочной жидкости возникает скачок потенциа-

^{*)}Потенциалы этой природы именуются также мембранными.

ла, близкий к диффузионному E_d . Для соли NaCl при $t = 18^\circ\text{C}$ $E_{\text{дамин}} = E_d = -11,6 \lg(\rho_f/\rho_v)$ [мВ].

На контакте раствора с идеальной адсорбирующей средой (коллоидной мембраной), где все отрицательные ионы выполняют внутреннюю обкладку двойного электрического слоя, $E_{\text{дамах}} = 58 \lg(\rho_f/\rho_v)$.

Для реальных горных пород, обладающих промежуточной адсорбционной способностью, величина скачков $E_{\text{да}}$ на границе с фильтратом промывочной жидкости выражается формулой

$$E_{\text{да}} = k_{\text{да}} \lg(\rho_f/\rho_v), \quad (22)$$

где $k_{\text{да}}$ – коэффициент, изменяющийся от $-11,6$ до 58 мВ и зависящий от адсорбционной способности породы и концентрации контактирующих растворов.

Предельные кривые для диффузионного и диффузионно-адсорбционного потенциалов, а также зависимости $E_{\text{да}}$ от ρ_f/ρ_v для пород различной адсорбционной способности q приведены на рис. 48, а [3]. Величина q соответствует приведенной емкости катионного обмена и выражается числом миллиграмм-эквивалентов обменных катионов двойного слоя в 1 см^3 объема порового пространства.

Если скважина пересекает границу двух пород с разными адсорбционными способностями q_1 и q_2 *) при некотором ρ_f/ρ_v , то на границах этих пород со скважиной возникают скачки потенциалов $E_{\text{да1}}$ и $E_{\text{да2}}$ (рис. 49, а). Поскольку на диаграмме СП невозможно провести действительную нулевую линию 00**), в качестве условной используется «линия глин». В этом случае амплитуда СП представляет собой разность скачков потенциалов $E_{\text{да2}}$ и $E_{\text{да1}}$. Эта амплитуда, называемая статической амплитудой СП, может быть выражена равенством

$$\Delta E = -(E_{\text{да2}} - E_{\text{да1}}) = -(k_{\text{да2}} - k_{\text{да1}}) \lg(\rho_f/\rho_v) = -k_{\text{СП}} \lg(\rho_f/\rho_v). \quad (23)$$

В частном случае на границе чистого песчаника с тонкодисперсными глинами, близкими к коллоидным, когда $k_{\text{да2}} \approx 58$ мВ, а $k_{\text{да1}} \approx -11,6$ мВ, будет наблюдаться максимальная статическая амплитуда СП.

$$\Delta E_{\text{мах}} = -[58 - (-11,6)] \lg(\rho_f/\rho_v) \approx -70 \lg(\rho_f/\rho_v). \quad (24)$$

*) К таким породам относятся как песчано-глинистые, так и карбонатные. Для последних величина $E_{\text{да}}$ в значительной степени зависит от относительной глинистости или степени заполнения пор глинистым материалом

**) Причинами этого являются отсутствие электрода сравнения с нулевым электродным потенциалом и наличие в цепи MN сторонних разностей потенциалов.

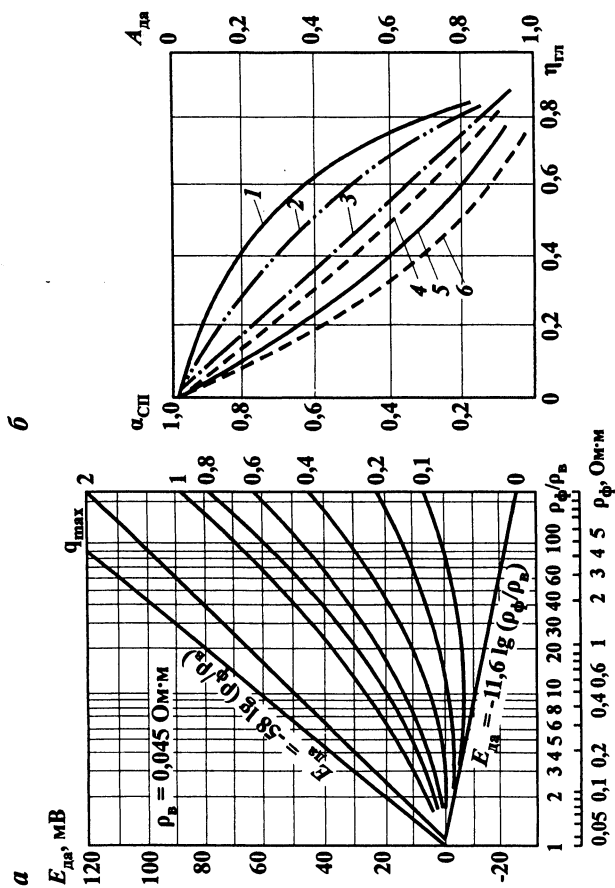


Рис. 48. Зависимость диффузионно-адсорбционных потенциалов от свойств пород и растворов:
 $a - E_{\text{дв}} = f(\rho_b/\rho_x)$ (раствор NaCl), шифр кривых - q ; $b - \alpha_{\text{сп}} = f(\eta_{\text{п}})$; 1 - Узень (юра); 2 - Трехозерное (юра); 3 - широтное Прибылье (юра); 4, 5 - Сахалин (триас); 6 - степной Крым (верхний мел)

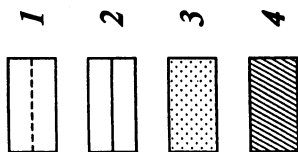
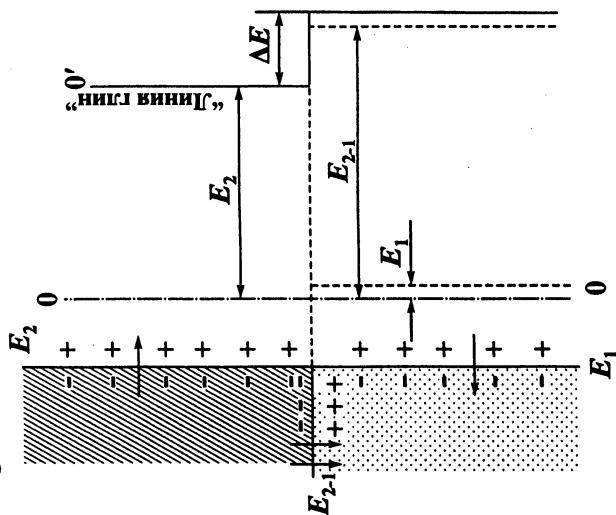


Рис. 49. Построение статической амплитуды СП;

a – контакт песчанка с глиной; b – контакт нескольких пород с различной адсорбционной способностью q ; v – контакт песчанка, насыщенного слабоминерализованной водой, и глины; $1 - q_2 = 0,2$ и $q_1 = 0,1$; $2 - q = q_{\max}$ и $q = 0$; 3 – песчанки; 4 – глина

На границе двух пластов с равными адсорбционными способностями $\Delta E_{\min} = 0$. Таким образом, величина $k_{\text{СП}}$ изменяется в пределах 0–70 мВ.

Как видно из рис. 49, а положение условной нулевой линии, проводимой по «линии глин», зависит от адсорбционной способности выбранных глин. Следовательно, чтобы положение этой линии было стандартным для района, необходимо выбирать в разрезах исследуемых скважин глины одного и того же стратиграфического горизонта с максимальной или, еще лучше, известной адсорбционной способностью. Знак минус в формуле (23) показывает, что при $\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}} > 1$ амплитуда СП против песчаника отрицательна.

Известен также способ проведения условной нулевой линии на диаграмме СП по линии пород с нулевой адсорбционной способностью (чистые крупнодисперсные разности). В этом случае статическая амплитуда СП отсчитывается от «линии песчаников» и выражается равенством

$$\Delta E^* = |E_{\text{д}}| + E_{\text{да}} = (|k_{\text{д}}| + k_{\text{да}}) \lg(\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}) = A_{\text{да}} \lg(\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}), \quad (25)$$

где $A_{\text{да}}$ – диффузионно-адсорбционная активность горных пород [5].

Величина ΔE^* отражает изменение диффузионно-адсорбционной способности пород и растет с увеличением q (см. рис. 49, б). В породах, имеющих $q = q_{\text{max}}$, величина ΔE^* максимальна; в породах, где $q = 0$, $\Delta E^* = 0$.

Таким образом, величина статической амплитуды может быть выражена с помощью трех характеристик: $k_{\text{да}}$, $k_{\text{СП}}$ и $A_{\text{да}}$, использование которых зависит от способа проведения условной нулевой линии, от которой отсчитывается амплитуда. Параметр $k_{\text{да}}$ применяется в случае, если бы было известно положение нулевой линии для скачков потенциалов на границах пластов и скважины, что при исследовании скважин определить невозможно, а параметры $k_{\text{СП}}$ и $A_{\text{да}}$ – при проведении нулевой линии соответственно по глинам или чистым песчаникам – породам с максимальной или нулевой адсорбционной способностью. Поскольку адсорбционная активность определяется содержанием глины в породе, перечисленные коэффициенты могут использоваться для изображения связи диффузионно-адсорбционных потенциалов с глинистостью. По данным петрофизических исследований наиболее тесной является связь $A_{\text{да}}$ с относительной глинистостью $\eta_{\text{гл}} = k_{\text{гл}}/(k_{\text{п}} + k_{\text{гл}})$ (долей объема пор скелета породы, которая заполнена глинистым цементом).

Вид связей $\alpha_{\text{СП}} = f(\eta_{\text{гл}})$ (см. рис. 48, б) определяется адсорб-

ционной активностью глинистой компоненты, неодинаковой для разных районов. Здесь $\alpha_{СП}$ — относительное изменение амплитуды СП, нормированное на величину максимального отклонения.

$$\alpha_{СП} = \Delta E / \Delta E_{\max} = k_{СП} / k_{СП\max} = 1 - A_{да} / A_{да\max}. \quad (26)$$

Статическая амплитуда ΔE убывает по абсолютной величине: а) при увеличении глинистости коллектора, контактирующего с глиной; б) при уменьшении адсорбционной способности глин, по которым проводится условная нулевая линия; в) при уменьшении разницы в концентрациях солей в фильтрате промывочной жидкости и в пластовой воде.

Величина статической амплитуды СП зависит также от температуры. При температуре пласта t , отличной от 18°C , статическая амплитуда

$$\Delta E_t = \Delta E_{18}(t + 273)/291.$$

При переменной минерализации пластовых вод в разрезе статическая амплитуда СП складывается из большего числа скачков потенциалов. При опреснении вод в пластах-коллекторах, сообщающихся с источниками питания пресной водой, на границе песчаного пласта с глиной также образуется перепад концентраций и возникает скачок потенциала.

Ниже приводится пример вычисления ΔE для контакта чистого песчаника и тонкодисперсной глины, если $\rho_{в.гл} < \rho_f < \rho_{в.песч}$ (см. рис. 49, в). На чертеже стрелками показано направление диффузии ионов и нанесены знаки полярности скачков потенциалов на границах. Величины скачков потенциалов E_1 , E_2 и $E_{2,1}$ находятся по кривым, представленным на рис. 48. Величины статической амплитуды СП вычисляются по формуле

$$\begin{aligned} \Delta E &= E_2 - (E_1 - E_{2,1}) = 58 \lg(\rho_f / \rho_{в.гл}) - [-11,6 \lg(\rho_f / \rho_{в.песч}) + \\ &+ 58 \lg(\rho_{в.песч} / \rho_{в.гл})] = 58 \lg(\rho_f / \rho_{в.песч}) + 11,6 \lg(\rho_f / \rho_{в.песч}) \approx \\ &\approx 70 \lg(\rho_f / \rho_{в.песч}). \end{aligned}$$

Отсчитанная от «линии глин» статическая амплитуда СП против песчаника отрицательна, поэтому

$$\Delta E_{\max} = -70 \lg(\rho_f / \rho_{в.песч}).$$

Таким образом, в случае чистых песчаников, залегающих среди чистых глин, статическая амплитуда СП выражается уни-

версальным уравнением (24), и в частном случае, когда $\rho_{\phi} = \rho_{\text{в}}$, $\Delta E = 0$.

Пользуясь уравнениями для $E_{\text{д}}$ и $E_{\text{дамах}}$ и графиками, представленными на рис. 48, можно вычислить статические амплитуды СП для заданных пластовых и скважинных условий.

Пример 35. Вычислить и построить статическую амплитуду СП для чистого песчаника, залегающего в глинах с максимальной адсорбционной способностью $q = q_{\text{мах}}$, если произошло обводнение средней части пласта ($\rho'_{\text{в}} = 0,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). Указать стрелками направление диффузии и полярность скачков потенциалов на границах: $\rho_{\text{в}} = 0,045 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_{\phi} = 1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Отмечаются направление диффузии и полярность скачков потенциалов (рис. 50). С помощью кривых на рис. 48 определяются

$$E_2 = 58 \lg(1/0,045) = 80 \text{ мВ};$$

$$E_1 = -11,6 \lg(1/0,045) = -16 \text{ мВ};$$

$$E'_1 = -12,5 \text{ мВ}; \quad E'' = -3,5 \text{ мВ}.$$

При построении статической амплитуды скачки потенциала откладываются от нулевой линии; $\Delta E = 80 - (-16) = 96 \text{ мВ}$ (расчет производится при температуре 18°C). Аномалия в месте прорыва воды отсутствует.

Задачи

54. Построить диаграмму статических амплитуд СП в разрезе с постоянной минерализацией пластовых вод, если $\rho_{\text{в}} = 0,045 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{\phi} = 1$ и $0,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Скважиной вскрыт пласт чистого крупнозернистого песчаника, залегающего среди тонкодисперсных, близких к коллоидным глин. При построении диаграммы задаться произвольными значениями толщины пласта. На чертеже показать полярность скачков потенциалов, возникающих на границах.

55. Построить диаграмму статических амплитуд СП для пластов чистых песчаников, залегающих в чистых глинах, если минерализация пластовых вод в породах постепенно убывает к поверхности. В нижней части разреза $\rho_{\text{в}1} = 0,07 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $t = 60^\circ\text{C}$; в средней — $\rho_{\text{в}2} = 0,20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $t = 30^\circ\text{C}$; вблизи поверхности $\rho_{\text{в}3} = 1,8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $t = 18^\circ\text{C}$. Скважина заполнена раствором, сопротивление которого при 18°C равно $2,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, а плотность $\delta_{\text{р}} = 1,2 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. Отметить причину смещения «линии глин» на общей диаграмме СП и вычислить величину этого смещения.

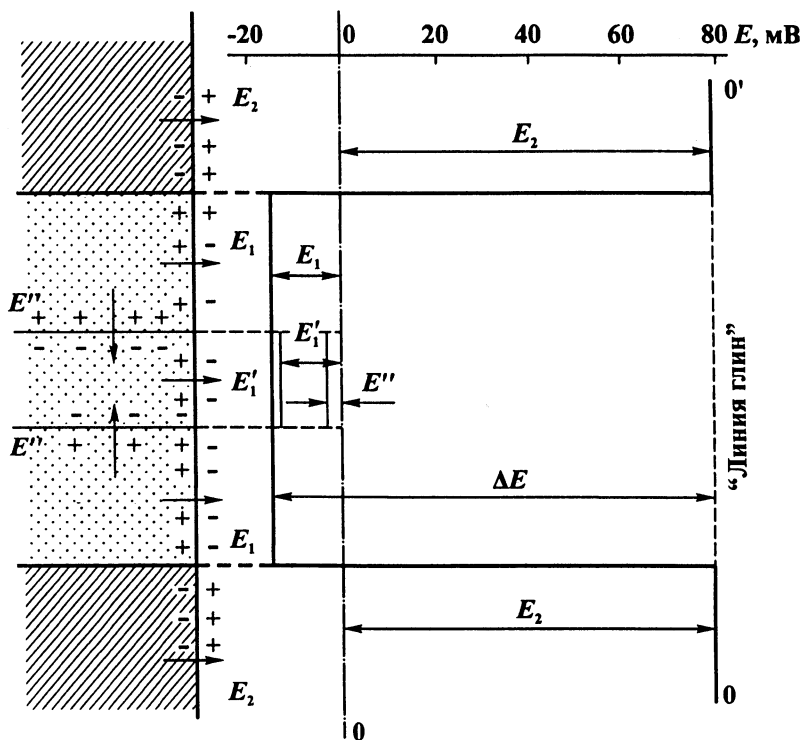


Рис. 50. Пример построения статической амплитуды СП в пласте с прорывом более пресной воды в средней его части

56. Построить диаграмму статических амплитуд СП в разрезе с постоянной минерализацией пластовых вод в глинах и меняющейся минерализацией вод в песчаниках: $\rho_{в.гл} = 0,05$ Ом·м; $\rho_{в1} = 0,5$ Ом·м; $\rho_{в2} = 0,05$ Ом·м; $\rho_{в3} = 1$ Ом·м при пластовых температурах t , равных 28, 79 и 100 °С; скважина заполнена раствором с удельными сопротивлениями фильтрата $\rho_{ф18} = 2,5; 1,0$ или 0,5 Ом·м. Показать скачки потенциалов на границах различных сред. Мощности пластов задать произвольно.

57. Построить диаграмму статической амплитуды СП для пласта-коллектора, вскрытого скважиной, заполненной раствором с сопротивлением фильтрата $\rho_{ф}$ 0,5 или 2 Ом·м. В средней части пласта произошел прорыв пресной воды удельного сопротивления 0,5 Ом·м. Вода в пласте и вмещающих глинах имеет сопротивление 0,05 Ом·м. Показать скачки потенциалов на границах. Сделать вывод о возможностях обнаружения прорыва пресной воды по диаграммам СП в пластах песчаника.

58. Построить диаграмму статической амплитуды СП в пласте песчаника, если в нижней его части произошел прорыв пресной воды; $\rho_{\text{в}} = 0,05 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_{\text{ф}} = 1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho'_{\text{в}}$ составляет 1 или 0,5 Ом·м.

59. Построить диаграмму статических амплитуд СП в разрезе, представленном пластами с различной адсорбционной способностью: $q_1 = q_{\text{max}}$; $q_2 = 0$; $q_3 = 0,2$; $q_4 = 0,6$; $q_5 = q_{\text{max}}$; $\rho_{\text{в}} = 0,1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_{\text{ф}} = 1,8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

ФИЛЬТРАЦИОННАЯ КОМПОНЕНТА СП

При фильтрации водных растворов через пористую среду, в которой радиусы капилляров существенно превышают толщину двойного электрического слоя, между концами капилляра возникает разность потенциалов (ЭДС) течения или фильтрации $E_{\text{ф}}$, описываемая формулой Геймгольца:

$$E_{\text{ф}} = \epsilon \xi \rho_{\text{в}} \Delta p / 4\pi\mu, \quad (27)$$

где ϵ , μ и $\rho_{\text{в}}$ – соответственно диэлектрическая проницаемость, абсолютная вязкость и удельное сопротивление фильтрующейся жидкости; ξ – электрокинетический потенциал – разность потенциалов между подвижной и неподвижной частями двойного электрического слоя на поверхности стенок капилляра, Δp – перепад давления между концами капилляра.

При фильтрации водных растворов солей через горную породу возникает разность потенциалов (ЭДС) фильтрации

$$E_{\text{ф}} = A_{\text{ф}} \rho_{\text{в}} \Delta p, \quad (28)$$

где $A_{\text{ф}}$ – фильтрационная электрохимическая активность породы; Δp – перепад давлений, благодаря которому происходит фильтрация.

Величина $A_{\text{ф}}$ зависит от электрокинетического ζ -потенциала поверхности твердой фазы, структуры пор, вязкости раствора. Численно $A_{\text{ф}}$ определяется величиной фильтрационной ЭДС при фильтрации раствора с $\rho_{\text{в}} = 1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\Delta p = 0,1 \text{ МПа}$. Значение $A_{\text{ф}}$ для глин составляет $0,1 \div 0,2$, для глинистых корок – $0,2 \div 0,5$, для коллекторов – $0,5 \div 1$ и более.

Для большинства осадочных пород ζ -потенциал отрицательный, поэтому при входе жидкости в пористую среду потенциал ниже, чем на выходе.

При фильтрации через две последовательно расположенные среды суммарная ЭДС

$$E_{\phi} = A'_{\phi} \rho_{\phi} \Delta p' + A''_{\phi} \rho_{\phi} \Delta p'', \quad (29)$$

где A'_{ϕ} , A''_{ϕ} – фильтрационные активности, а $\Delta p'$, $\Delta p''$ – перепады давления, соответствующие первому и второму участку среды. При одинаковой длине пути значения $\Delta p'$ и $\Delta p''$ тем больше, чем меньше проницаемости сред. Поэтому при последовательном расположении глинистой корки и коллектора суммарная фильтрационная компонента $E_{\phi} \approx A_{\phi, \text{гк}} \rho_{\phi} \Delta p$, поскольку проницаемость корки на два-три порядка ниже проницаемости коллектора.

Фильтрационная компонента ΔE_{ϕ} статической аномалии СП в пласте-коллекторе определяется алгебраической разностью ЭДС глинистой корки $E_{\phi, \text{гк}}$ и вмещающих глин $E_{\phi, \text{гл}}$:

$$\Delta E_{\phi} = E_{\phi, \text{гк}} - E_{\phi, \text{гл}}.$$

Принимая значение $E_{\phi, \text{гл}} = C$ для широкого диапазона условий постоянным в пределах 10–20 мВ, получим для оценки величины ΔE_{ϕ} формулу

$$\Delta E_{\phi} = E_{\phi, \text{гк}} - C, \quad (30)$$

где $E_{\phi, \text{гк}} = A_{\phi, \text{гк}} \rho_{\phi} \Delta p$; ρ_{ϕ} – удельное сопротивление фильтрата бурового раствора. Величина $A_{\phi, \text{гк}}$ при прочих равных условиях зависит от водоотдачи глинистого раствора. При низкой водоотдаче (до 5 см³/30 мин) $A_{\phi, \text{гк}} = 0,2 \div 0,5$; при высокой (выше 5 см³/30 мин) – 0,5 ÷ 1 и более. Максимальные значения $A_{\phi, \text{гк}}$ соответствуют условиям бурения на технической воде.

Фильтрационная компонента СП ΔE_{ϕ} обычно имеет знак «–», поэтому значение отрицательной аномалии СП увеличивается. Это должно учитываться при количественной интерпретации диаграмм СП.

Величина ΔE_{ϕ} в межзерновых коллекторах в скважинах, пробуренных с хорошим глинистым раствором, обычно не превышает 20–30 мВ. При бурении на глинистом растворе низкого качества и с большими репрессиями $\Delta E_{\phi} = 50$ мВ и более. В трещинных коллекторах при интенсивном поглощении величина ΔE_{ϕ} может составить 100 мВ и более. Во времени ΔE_{ϕ} обычно уменьшается.

Задача 60. Оцените пределы изменения фильтрационной компоненты СП ΔE_{ϕ} при $E_{\phi, \text{гл}} = 10$ мВ для $A_{\phi, \text{гк}} = 0,5$, если ρ_{ϕ} изменяется от 0,5 до 3 Ом·м при фиксированных значениях репрессии ($\Delta p = p_c - p_{\text{пл}}$), равных 1,0 и 3,0 МПа.

§ 9. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ КРИВЫЕ СП

На диаграммах собственной поляризации, записанных в скважинах, против границ пластов отмечается плавное изменение потенциалов без резких скачков. Это объясняется тем, что двойные электрические слои, образующие статические амплитуды СП – ΔE , распределены в проводящем пространстве и являются источниками тока СП – $I_{\text{СП}}$, текущего вблизи границ раздела пластов.

Расчет кривых СП против одной границы раздела для среды с условиями $\rho_1 = \rho_2 = \rho_{\text{п}}$; $\rho_{\text{п}} > \rho_{\text{р}}$ приведен в работе [5]. Из этих кривых (рис. 51, а) можно получить теоретические кривые СП для пластов ограниченной толщины, суммируя потенциалы, создаваемые верхней и нижней границами порознь. В более сложных условиях суммируются кривые от всех границ либо от отдельных пропластков, кривые для которых получены заранее.

Пример 36. Построить кривую СП против пласта, создающего статическую амплитуду ΔE , если толщина пласта $h = 5d_c$, а $\rho_{\text{с}} = 50 \rho_{\text{р}}$.

Выбирают соответствующую кривую СП для одной границы раздела и $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{р}} = 50$ (см. рис. 51, а). Строят кривую СП для верхней I и нижней II границ раздела (см. рис. 51, б). Суммируют потенциалы U_1 и U_2 и получают кривую СП для пласта ограниченной толщины с амплитудой аномалии $\Delta U_{\text{СП}} = 0,54 \Delta E$.

Задачи

61. Рассчитать форму кривой СП для одной границы раздела и однородной среды, задаваясь значениями относительной удаленности от границы раздела сред – $Z_d = Z/d_c$ выше и ниже границы раздела. Построить кривые изменения $\Delta U_{\text{СП}}/\Delta E$ против одной границы раздела, если d_c равен 0,30, 0,25 и 0,2 м [5].

62. Построить кривые изменения $\Delta U_{\text{СП}}/\Delta E$ для пластов при h/d_c , равных 50, 10, 5, 2 и 1, если глины, вмещающие пласт, одинаковы по адсорбционной способности; d_c равно 0,3 и 0,2 м; $\rho_{\text{с}} = \rho_{\text{вм}} = \rho_{\text{р}}$.

63. Построить кривые изменения $\Delta U_{\text{СП}}/\Delta E$, если вмещающие пласт породы имеют различную адсорбционную способность и статическая амплитуда для подошвы пласта вдвое больше, чем для кровли.

64. Построить кривые изменения $\Delta U_{\text{СП}}/\Delta E$ для сложного разреза, изображенного на рис. 49, б. Мощность каждого прослоя, залегающего в кровле пласта, $h = 5d_c$ и $h = d_c$; а) среда однородна по сопротивлению; б) $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{вм}} = 1$; $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{р}} = 100$.

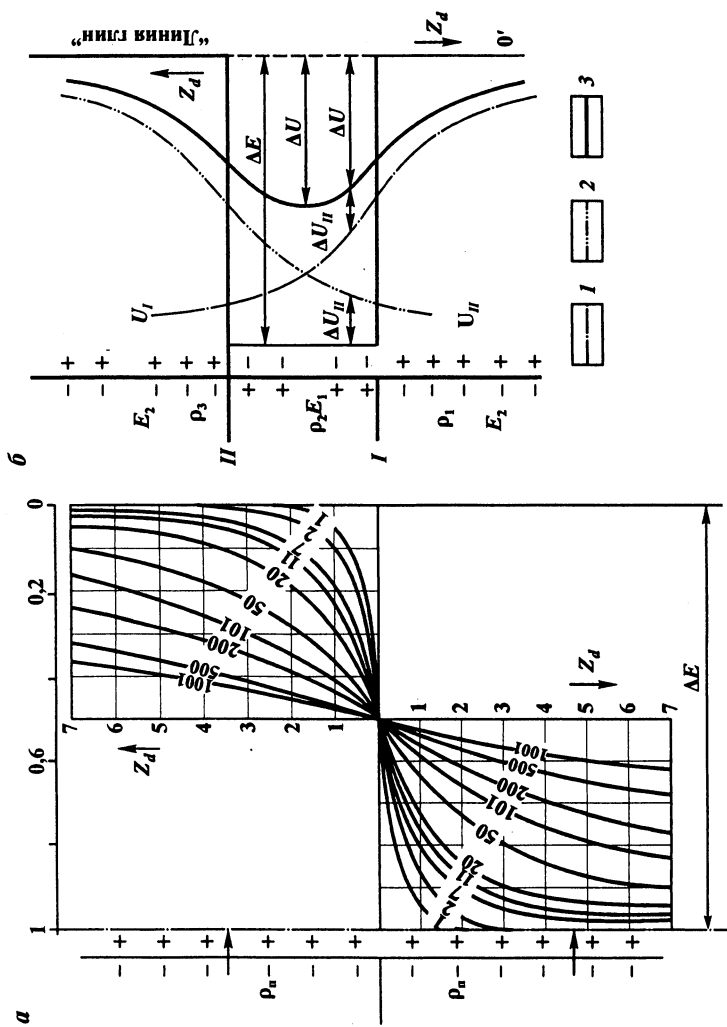


Рис. 51. Формы кривых СП в неоднородной по сопротивлению среде:

a – против одной границы раздела: $\rho_n = \rho_m \geq \rho_p$; шифр кривых ρ_n/ρ_p ; b – против пласта ограниченной толщины: $h = 5d_0$, $\rho_n = \rho_m = 50\rho_p$; кривые $U_{сп}$: 1, 2 – против границ I и II соответственно, 3 – против пласта

65. Сделать выводы о способах определения границ пластов во всех рассмотренных выше случаях.

66. Построить кривые СП против пласта высокого сопротивления, используя условия задачи 61 и данные рис. 51. Сделать выводы о способах определения границ пласта высокого сопротивления по диаграмме СП.

§ 10. КАЧЕСТВЕННАЯ И КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИАГРАММ СП

Статическая аномалия СП определяется произведением силы тока $I_{\text{СП}}$, текущего по замкнутой цепи, последовательно включающей пласты песчаника сопротивлением $R_{\text{п}}$, вмещающих глин сопротивлением $R_{\text{вм}}$ и скважины сопротивлением $R_{\text{скв}}$ [13]:

$$\begin{aligned}\Delta E &= I_{\text{СП}}(R_{\text{скв}} + R_{\text{п}} + R_{\text{вм}}) = I_{\text{СП}}R_{\text{скв}} + I_{\text{СП}}(R_{\text{п}} + R_{\text{вм}}) = \\ &= \Delta U_{\text{СП}} + I_{\text{СП}}(R_{\text{п}} + R_{\text{вм}}).\end{aligned}$$

Регистрируемая аномалия СП определяется произведением силы тока и сопротивления скважины

$$\Delta U_{\text{СП}} = I_{\text{СП}}R_{\text{скв}}$$

и стремится к значению ΔE при соотношении $R_{\text{скв}} \gg (R_{\text{п}} + R_{\text{вм}})$. В остальных случаях $\Delta U_{\text{СП}} < \Delta E$. Мерой снижения регистрируемой аномалии по отношению к статической аномалии против пласта является величина $\nu_{\text{СП}}$:

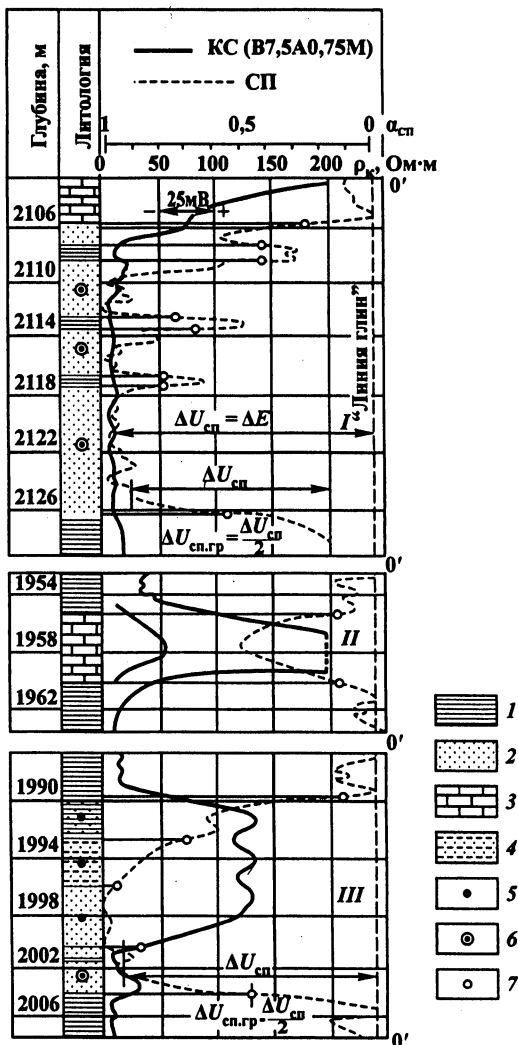
$$\nu_{\text{СП}} = \Delta U_{\text{СП}}/\Delta E.$$

Первичная интерпретация диаграмм СП сводится к определению границ и оценке литологической характеристики пластов. Чаще всего интерпретация диаграмм СП ведется в комплексе с данными других электрических методов.

Когда среда по сопротивлению близка к однородной, точки кривой СП, соответствующие границам пластов, определяются амплитудой $\Delta U_{\text{тр}} = \Delta E/2$. Следовательно, для нахождения границ пласта большой мощности невысокого сопротивления, где $\Delta U_{\text{СП}} \approx \Delta E$, достаточно разделить ветви аномалии СП в кровле и подошве пласта пополам и против точек, где $\Delta U_{\text{тр}} = \Delta E/2$, найти границы пласта (рис. 52). Для пластов ограниченной толщины высокого сопротивления при $\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{вм}}$ или $\rho_{\text{зп}} > \rho_{\text{р}}$ определение толщины и границ пластов следует производить по палеткам, приведенным в работе [12]. Во всех остальных случаях грани-

Рис. 52. Пример совместной интерпретации диаграмм СП и КС по участкам разреза скважины (терригенно-карбонатный разрез):

1 – глина; 2 – песчаник; 3 – известняк; 4 – глинистый песчаник; 5 – нефть; 6 – вода; 7 – точки перегиба кривой СП; $d_c = 0,3$ м; $\rho_p = 5$ Ом·м



цы пластов можно находить приближенно по точкам перегиба кривой СП.

Литологическую характеристику пластов в терригенном разрезе можно установить исходя из следующих соображений.

1. При постоянстве минерализации и химического состава пластовых вод $\Delta U_{СП} \approx \Delta E = -k_{СП} \lg(\rho_{\Phi}/\rho_{в})$. Если раствор в скважине однороден, то $\lg(\rho_{\Phi}/\rho_{в}) = \text{const}$ и амплитуда аномалии СП против пласта будет зависеть только от адсорбционной способ-

ности и распределения глинистого материала в объеме пород. Литологическая характеристика пласта может быть определена в результате комплексной интерпретации диаграмм СП и КС по характерным признакам (табл. 14).

Пользуясь таким простейшим определителем, следует помнить, что в нем даны характеристики только наиболее ясно выраженных типов пород. В разрезах же могут быть встречены литологические разности с промежуточными физическими свойствами, которые будут характеризоваться также промежуточными величинами ρ_k и $U_{СП}$.

2. При переменной минерализации пластовых вод амплитуда СП будет зависеть от $\lg(\rho_{\phi}/\rho_v)$. Для пластов чистых песчаников большой толщины при $\rho_{\phi} > \rho_v$ амплитуда $\Delta U_{СП} < 0$; при $\rho_{\phi} < \rho_v$ $\Delta U_{СП} > 0$, а при $\rho_{\phi} = \rho_v$ $\Delta U_{СП} = 0$. Если, кроме того, изменяется еще и адсорбционная способность (глинистость) песчаников, то качественная интерпретация диаграмм СП без учета данных других методов затруднена.

Количественная интерпретация диаграмм СП заключается в определении статической амплитуды ΔE по величине наблюдаемой амплитуды $\Delta U_{СП}$. В пластах ограниченной толщины и особенно при высоком их сопротивлении $\Delta U_{СП} < \Delta E$. В общем случае неоднородной среды $\Delta U_{СП}/\Delta E = v_{СП} = f(h/d_c; \rho_{п}/\rho_p; \rho_{вм}/\rho_p; \rho_{зп}/\rho_p; D/d_c)$.

Функция $v_{СП}$ – коэффициент убывания амплитуды – для неодинаковых условий получена разными путями [5]. Имеются следующие решения:

- 1) $v_{СП} = f(h/d_c)$ для $\rho_{п}/\rho_p = \text{const}$ и $\rho_{п} = \rho_{вм}$;
- 2) $v_{СП} = f(h/d_c)$ для $\rho_{п}/\rho_p = \text{const}$ и $\rho_{вм}/\rho_p = 1$ и 5;
- 3) $v_{СП} = f(h/d_c)$ для $\rho_{п}/\rho_p = \text{const}$ и $\rho_{вм}/\rho_p = 1$ и 5; $D/d_c = 2, 4, 6$; $\rho_{зп}/\rho_p = 10, 20, 50, 100$ и др.

Таблица 14

Признаки определения основных типов пород по диаграммам КС и СП (при $\rho_{\phi} > \rho_v$)

Кажущееся сопротивление	Потенциал $U_{СП}$	Литологическая характеристика пласта
Минимальное	Максимальный	Глины, сильно глинистые алевролиты
Минимальное	Минимальный	Пески, песчаники водонасыщенные
Среднее и максимальное	Минимальный	Пески, песчаники нефте- или газонасыщенные
Максимальное	От максимального до минимального	Плотные карбонатные породы, слабоглинистые и неглинистые

Пример кривых зависимостей $v_{\text{СП}} = f(h/d_c)$ приведен на рис. 53.

Для определения ΔE по $\Delta U_{\text{СП}}$ находят параметры пласта и вмещающих его пород: $\rho_{\text{вм}}/\rho_p$; $\rho_{\text{зп}}/\rho_p$; h/d_c ; $\rho_{\text{п}}/\rho_p$ и D/d_c . По величинам первых трех модулей подбирают ближайшую палетку $v_{\text{СП}} = f(h/d_c)$ и по данным $\rho_{\text{п}}/\rho_p$ и h/d_c находят $v_{\text{СП}}$. Статическую амплитуду вычисляют по формуле

$$\Delta E = \Delta U_{\text{СП}}/v_{\text{СП}}. \quad (31)$$

Следует подчеркнуть, что $v_{\text{СП}}$ – это поправка амплитудная и должна вводиться в амплитуду, отсчитываемую от вмещающих пласт пород. Если при обработке кривой отсчет $\Delta U_{\text{СП}}$ амплитуд ведут от «линии глин», исправленное статическое значение ΔE , отсчитываемое также от «линии глин», вычисляют по формуле

$$\Delta E = (\Delta U_{\text{СП}} - \Delta E_{\text{вм}})/v_{\text{СП}} + \Delta E_{\text{вм}} = (1/v_{\text{СП}})\Delta U_{\text{СП}} - (1 - v_{\text{СП}})/v_{\text{СП}} \Delta E_{\text{вм}}. \quad (32)$$

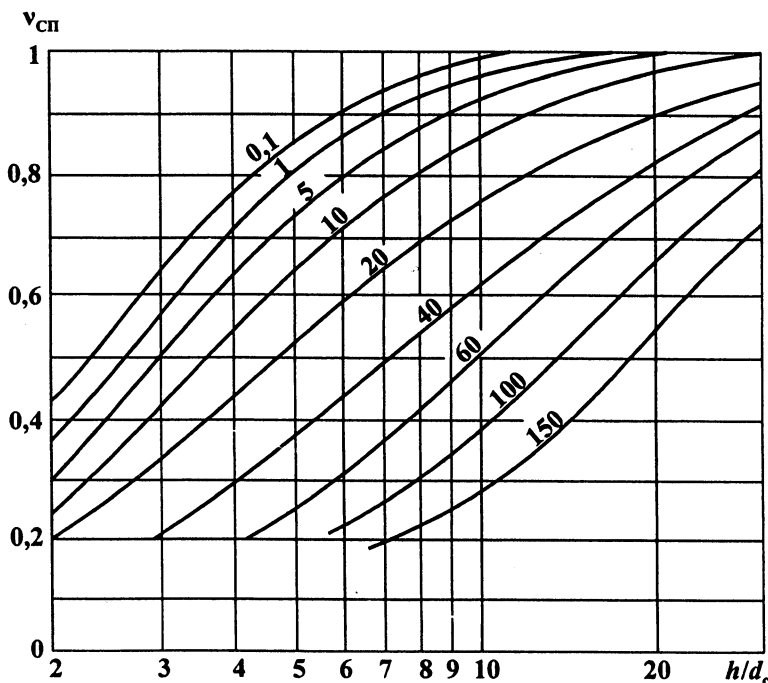


Рис. 53. Пример зависимости $v_{\text{СП}} = f(h/d_c)$:
 $\rho_{\text{вм}}/\rho_p = 1$; $D/d_c = 2$; $\rho_{\text{зп}}/\rho_p = 10$; шифр кривых – $\rho_{\text{п}}/\rho_p$

Абсолютная величина амплитуды на диаграмме СП может быть зарегистрирована с погрешностью, связанной с неточностью в установке масштаба. В связи с этим для повышения точности в разрезах, где $\rho_b = \text{const}$, часто используют относительную амплитуду

$$\alpha_{\text{СП}} = \Delta E / \Delta E_{\text{оп}} = [-k_{\text{СП}} \lg(\rho_{\text{ф}}/\rho_b)] / [-k_{\text{СПоп}} \lg(\rho_{\text{ф}}/\rho_b)] = k_{\text{СП}} / k_{\text{СПоп}}. \quad (33)$$

В качестве $\Delta E_{\text{оп}}$ обычно принимают ΔE_{max} (см. формулу (24)) – максимальную амплитуду между линиями чистых глин и чистых песчаников. В этом случае выражение для $\alpha_{\text{СП}}$ обращается в формулу (26) и $0 \leq \alpha_{\text{СП}} \leq 1$.

Поправка v может вводиться в $\alpha_{\text{СП}}$ после вычисления относительной амплитуды. Такое преобразование диаграммы имеет смысл, если разрез сложен преимущественно пластами большой толщины, поскольку для этих условий $v \rightarrow 1$. В этом случае на диаграмме СП можно строить шкалу относительных амплитуд $\alpha_{\text{СП}}$ (см. рис. 52). Для удобства построения такой шкалы используют масштабный треугольник (см. рис. 76).

Пример 37. Совместно проинтерпретировать диаграммы СП и КС, представленные на рис. 52. Определить величину статической амплитуды СП для пластов I и II; $d_c = 0,3$ м; $\rho_p = 5$ Ом·м; $\rho_{\text{вм}} = 5$ Ом·м.

Обработку осуществляем в следующем порядке:

1. Подошву пласта I находим по точке $\Delta U_{\text{СПгр}} = \Delta U_{\text{СП}}/2$, поскольку удельные сопротивления пласта и вмещающих пород отличаются мало.

2. Границы пласта II находим по точкам перегиба кривой СП, поскольку $\rho_{\text{п}} > \rho_{\text{вм}}$.

3. Литологическую характеристику пород приближенно определяем по табл. 14.

4. Подошву пласта III находим по точке $\Delta U_{\text{СП}}/2$ ($\rho_{\text{п}} \approx \rho_{\text{вм}}$). Кровли пластов I и III и прилегающие к ним заглинизированные интервалы находим по точкам перегиба, поскольку $\rho_{\text{п}} > \rho_{\text{вм}}$.

5. Статическую амплитуду водонасыщенного коллектора I определяем из соотношения $\Delta E = \Delta U_{\text{СП}}/v_{\text{СП}}$. Для нахождения $v_{\text{СП}}$ требуется знать параметры зоны проникновения и сопротивления пласта.

По данным интерпретации БЭЗ $\rho_{\text{зп}}/\rho_p \approx 5$; $D/d_c < 2$, $\rho_{\text{п}} = 0,5$ Ом·м. Вычислим отношение $h/d_c = 9/0,3 = 30$ для нижней части пласта I и $\rho_{\text{п}}/\rho_p = 0,5/5 = 0,1$. По палетке (см. рис. 53) находим $v_{\text{СП}} = 1$. Следовательно, $\Delta E = \Delta U_{\text{СП}} = 115$ мВ при отсчете от «линии глин» и 95 мВ – при отсчете от глин, залегающих в подошве пласта.

6. Статическую амплитуду СП для пласта известняка II определим таким же способом. По диаграмме стандартного потенциал-зонда В7,5А0,75М определим отношения $\rho_k/\rho_p = 250/5 = 50$, $AM/d_c = 0,75/0,3 = 2,5$, $h/d_c = 4,8/0,3 = 16$.

По палетке потенциал-зонда для пластов ограниченной мощности находим $\rho_k/\rho_p = 60$. По палетке $\alpha_{СП} = f(h/d_c)$ определим $v_{СП} = 0,71$. При $\Delta U_{СП} = 57$ мВ искомая статическая амплитуда $\Delta E = 57/0,71 = 80$ мВ.

7. Шкалу $\alpha_{СП}$ строим между линией глин и линией чистых песчаников (минимальные показания кривой СП). Для этого на полоску бумаги снимаем длину этой шкалы, которая делится равномерно с нужной подробностью в относительных единицах от 0 на линии глин до 1 на линии чистых песчаников. С помощью такой подвижной шкалы, которую можно сделать также из прозрачной пленки, с диаграммы снимают отсчеты непосредственно в $\alpha_{СП}$. Если для данного района известен вид связи относительной амплитуды с относительной глинистостью $\alpha_{СП} = f(\eta_{гг})$ (см. рис. 48, б), шкала $\alpha_{СП}$ в свою очередь может быть трансформирована в шкалу $\eta_{гг}$.

Задачи

67. Определить границы пластов и построить литологическую колонку по диаграммам стандартной электрометрии, изображенным на рис. 91. Сделать вывод о соотношении минерализации (удельных сопротивлений) пластовых вод и бурового раствора. Отметить стрелками направление диффузии и знаки скачков потенциалов на границах пластов и скважины, если известно, что воды

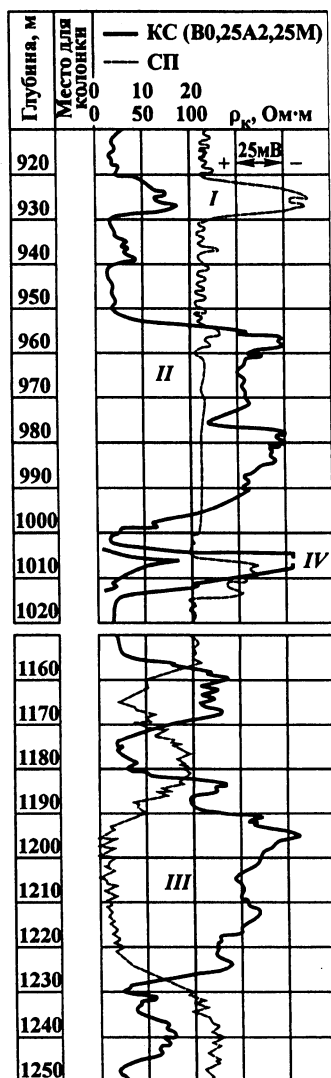


Рис. 54. Диаграммы СП и КС в терригенном разрезе:

$\rho_{p18} = 1,76$ Ом·м; $d_c = 298$ мм

по разрезу имеют постоянный химический состав и минерализацию. Определить значения статических амплитуд СП и $\alpha_{\text{СП}}$, пользуясь приближенным методом оценки $\rho_{\text{п}}$.

Обратить внимание на трудность разделения плотных пород и нефтенасыщенных песчаников по данным стандартной электрометрии (КС и СП). Продолжить составление табл. 14, внося в нее показания микрозондов. Определить статическую амплитуду СП – ΔE в нефтяном и плотном пластах.

68. По стандартной диаграмме, приведенной на рис. 54, построить литологическую колонку, отметить пласты, где минерализация пластовой воды выше, ниже и равна минерализации бурового раствора. Отметить интервалы, где качественная интерпретация диаграмм стандартной электрометрии может оказаться неоднозначной. Предложить способы, позволяющие исключить эту неоднозначность. Определить величину статической амплитуды СП для пластов I–IV.

Примечание. Разрез рассматриваемой скважины представлен песчаниками и глинами. Диаграмма СП записана в обратной полярности, что отмечено на «масштабной стрелке».

69. Определить границы пластов и построить литологическую колонку по данным комплекса электрических методов (см. рис. 103).

Глава III

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИАГРАММ РАДИОМЕТРИИ СКВАЖИН

§ 11. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОБРАБОТКА ДИАГРАММ

Теоретические кривые интенсивности излучения против пластов ограниченной толщины для всех методов радиометрии практически симметричны относительно середины пласта, если подстилающие и покрывающие породы обладают одинаковыми свойствами [5]. При регистрации диаграмм интенсивности излучения I в скважинах наблюдаются искажения теоретических форм кривых в пластах ограниченной толщины за счет инерционности измерительного канала.

В связи с этим на форму кривой интенсивности I против тонкого пласта влияют скорость регистрации диаграммы v и постоянная времени интегрирующей ячейки τ , включенной на выходе измерительного канала. Для учета влияния этих факторов на амплитуду аномалии и форму кривой используются расчетные зависимости $v = \Delta I / \Delta I_{\infty} = f(h, v, \tau)$ (рис. 55). Здесь $\Delta I_{\infty} = I_{\infty} - I_{\text{вм}}$ — амплитуда, полученная при неограниченной толщине пласта либо при бесконечно малой скорости перемещения скважинного снаряда; $\Delta I = I - I_{\text{вм}}$ — регистрируемая амплитуда.

С удовлетворительной для практики точностью определяют границы пластов по данным радиометрии по точкам, соответствующим началу подъема и началу спада кривой против пласта повышенной интенсивности излучения (рис. 56).

Поправка v , позволяющая привести показания против пласта к условиям бесконечной толщины (или бесконечно малой скорости регистрации диаграммы), является амплитудной поправкой, поэтому ее вводят в амплитуду $\Delta I = I - I_{\text{вм}}$, где в качестве $I_{\text{вм}}$ берут показания против нижнего пласта, поскольку регистрация диаграмм осуществляется при движении скважинного снаряда снизу вверх. Если отклонения кривой отсчитываются от нулевой

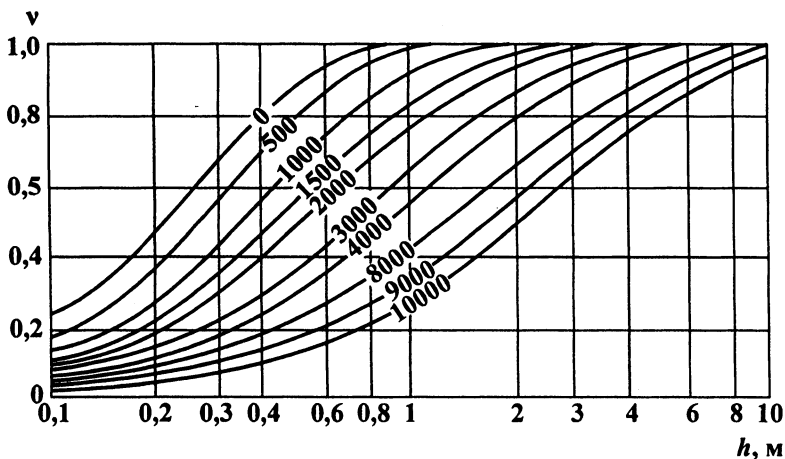


Рис. 55. Кривые зависимостей $v = f(h)$.
Шифр кривых – $v\tau$, (м/ч)·с.

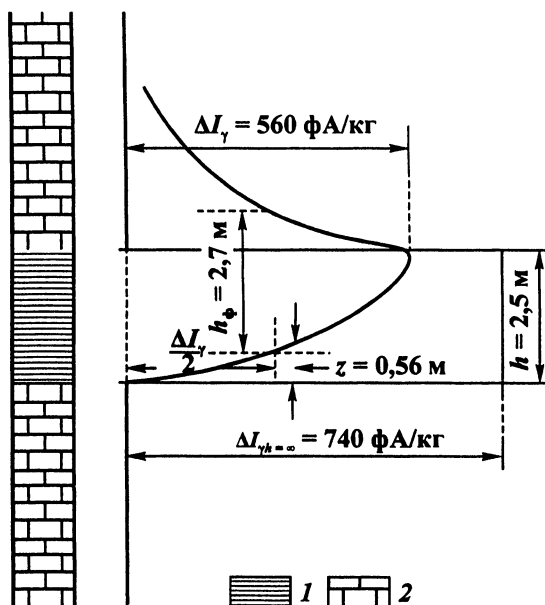


Рис. 56. Примерная форма аномалии на диаграмме гамма-метода против пласта повышенной радиоактивности:
 $v\tau = 4800$ (м/ч)·с; 1 – глина (пласт повышенной радиоактивности); 2 – известняк (пласты пониженной радиоактивности) [14]

линии (или какой-либо условной нулевой линии), исправленную интенсивность излучения рассчитывают по формуле

$$I_{\infty} = (I - I_{\text{вм}})/v + I_{\text{вм}} = I/v - I_{\text{вм}}(1 - v)/v. \quad (34)$$

Пример 38. Вычислить величину наблюдаемой амплитуды ΔI_{γ} и начертить примерную форму кривой I_{γ} против пласта глин, залегающего в известняках, если $I_{\infty} = 7,4 \cdot 10^3$ фА/кг, толщина пласта $h = 2,5$ м, постоянная времени интегрирующей ячейки $\tau = 12$ с, скорость регистрации диаграммы $v = 400$ м/ч, $v\tau = 400 \cdot 12 = 4800$ (м/ч)·с.

На основании рис. 55 для $h = 2,5$ м имеем $v = 0,8$; $h_{\phi} = 2,7$ м; $z = 0,56$ м (h_{ϕ} и z по данным [5]). Примерная форма кривой I_{γ} для данных условий изображена на рис. 56.

При непрерывной регистрации на диаграммах радиометрии отмечаются мелкие аномалии (иззубренность), созданные статистическими флуктуациями. При этом рассмотренная выше интенсивность I_{γ} , характеризующая пласт, будет представлять собой среднее значение, отклонения от которого составляют «дорожку» статистических флуктуации. Ширина этой «дорожки» определяется величиной среднеквадратичного отклонения при данных параметрах регистрирующей аппаратуры и скорости регистрации [5]. Интерпретации подлежат аномалии, амплитуды которых не менее чем в 2 раза превышают ширину «дорожки» статистических флуктуации.

§ 12. МЕТОД ЕСТЕСТВЕННОГО ГАММА-ИЗЛУЧЕНИЯ (ГМ)

ЕСТЕСТВЕННАЯ РАДИОАКТИВНОСТЬ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД И ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Разрезы нефтяных и газовых скважин обычно бывают представлены горными породами осадочного комплекса. Их радиоактивность обусловлена наличием весьма малых количеств радиоактивных элементов – урана, тория, актиния, продуктов их распада, а также изотопа калия ^{40}K . Эти элементы находятся в осадочных породах в рассеянном состоянии.

Абсолютная радиоактивность элементов оценивается числом распадов, происходящих в единицу времени в данном веществе. За единицу радиоактивности в системе СИ принят беккерель (Бк), равный одному распаду в секунду [13]. Кроме того используется единица кюри (Ки), равная такому количеству вещества, в

котором в одну секунду происходит столько же распадов, сколько в 1 г радия – $3,7 \cdot 10^{10}$ распадов в секунду.

Интенсивность гамма-излучения вещества характеризуется величиной радиевого γ -эквивалента. Интенсивность гамма-поля измеряется мощностью экспозиционной дозы, которая является мерой ионизирующего действия гамма-излучения в данной точке поля; единица экспозиционной дозы – кулон на килограмм (Кл/кг). Мощность дозы – отношение экспозиционной дозы ко времени, в течение которого измеряется ионизирующее действие излучения. Единица мощности дозы в системе СИ – ампер на килограмм (А/кг). В практике используют единицу дозы рентген ($1 \text{ Р} = 2,58 \cdot 10^{-4} \text{ Кл/кг}$) и единицу мощности дозы микрорентген в час ($1 \text{ мкР/ч} = 7,166 \cdot 10^{-14} \text{ А/кг} = 71,66 \text{ фА/кг}$).

Общая концентрация q_γ различных радиоактивных элементов в породах измеряется числом пикограмм-эквивалентов радия или урана на 1 г породы (1 пг-экв Ra/г). Кроме весового выражения концентрации радиоактивных элементов используется объемная концентрация $k_\gamma = q_\gamma \delta_n$ (пг-экв Ra/см³), где δ_n – объемная плотность породы.

В табл. 15 приведена радиоактивность q_γ некоторых пород, слагающих разрезы нефтяных и газовых скважин, по данным [5, 6, 15]. Большинство пород нефтяных и газовых месторождений обладает относительно низкой гамма-активностью, это – хемогенные породы (исключая обогащенные калием), чистые (неглинистые) кварцевые пески и песчаники, известняки, доломиты. Из всех осадочных пород наиболее радиоактивными являются глины, поэтому величина радиоактивности других, менее активных пород, достаточно тесно связана с их глинистостью [6]. Исключение составляют лишь аномальные скопления радиоактивных элементов в некоторых типах обломочных пород.

Для терригенных и карбонатных пород характерны практически линейные зависимости между удельной объемной гамма-

Таблица 15

Радиоактивность некоторых горных пород осадочного комплекса

Порода	q_γ пг-экв Ra/г	Порода	q_γ пг-экв Ra/г
Глина глубоководная	10,0–50,0	Алевролит	1,1–1,9
Глина темная с органическими остатками, битуминозная	4,1–11,0	Известняк	0,05–0,8
Глина светлая песчанистая	2,6–5,0	Доломит	0,06–0,8
Мергель	0,6–1,8	Каменная соль	0,5–2,0
Песчаник кварцевый	0,2–1,0	Ангидрит	0,5
Песчаник полимиктовый	1,0–3,0	Гипс	0,06–0,6
		Калийная соль	5,0–9,0

активностью породы $q_{\gamma\text{п}}$ и радиоактивностью входящих в нее компонентов при условиях постоянства удельной гамма-активности последних и при незначительном изменении их плотностей. В этом случае $q_{\gamma\text{п}}$ определяется как сумма гамма-активностей входящих в нее компонентов — $q_{\gamma} = \sum q_{\gamma i}$:

$$q_{\gamma\text{п}} = (1 - k_{\text{гл}} - k_{\text{п}})q_{\gamma\text{ск}} + k_{\text{гл}}q_{\gamma\text{гл}} + k_{\text{п}}q_{\gamma\text{з}} - \text{для терригенных пород};$$

$$q_{\gamma\text{п}} = (1 - k_{\text{но}} - k_{\text{п}})q_{\gamma\text{р}} + k_{\text{но}}q_{\gamma\text{но}} + k_{\text{п}}q_{\gamma\text{з}} - \text{для карбонатных пород},$$

где $q_{\gamma\text{ск}}$, $q_{\gamma\text{гл}}$, $q_{\gamma\text{з}}$, $q_{\gamma\text{р}}$, $q_{\gamma\text{но}}$ — удельная массовая гамма-активность скелета породы, глинистой фракции, заполнителя емкостного пространства, растворимой части и нерастворимого остатка; $k_{\text{гл}}$, $k_{\text{но}}$ и $k_{\text{п}}$ — объемная глинистость, объемная концентрация нерастворимого остатка в твердой фазе породы и коэффициент пористости пород.

Исходя из этих соотношений, можно определить возможности применения ГМ в той или иной конкретной ситуации. В случае если $q_{\gamma\text{ск}}(q_{\gamma\text{р}}) \gg q_{\gamma\text{гл}}(q_{\gamma\text{но}})$ и $q_{\gamma\text{ск}}(q_{\gamma\text{р}}) \gg q_{\gamma\text{з}}$, по показаниям ГМ есть возможность оценить содержание твердой части породы, характеризующейся высокой удельной радиоактивностью. В некоторых осадочных обломочных породах встречаются акцессорные или другие рассеянные минералы, характеризующиеся высокой естественной радиоактивностью, а именно, высоким содержанием урана, тория или калия. Их присутствие даже в незначительных количествах может привести к значительному увеличению интенсивности гамма-излучения в чистом неглинистом песчаном коллекторе. Высокая радиоактивность обломочной части пород отмечается в слюдистых, полимиктовых, глауконитовых песчаниках, естественная радиоактивность которых связана с присутствием радиоактивного изотопа калия (Фертл, 1983). Наличие соединений урана отмечено в кремнистых аренитах и фосфатных песчаниках, а также в керогенах нефтематеринских пород. В карбонатных породах увеличение радиоактивности связано с процессами вторичной доломитизации, в ходе которой возможно привнесение вместе с магнием солей радия и многократное увеличение активности породы. Кроме того, в некоторых карбонатных породах отмечены проницаемые зоны, характеризующиеся высокими концентрациями урана при низких концентрациях калия и тория. Проницаемость этих зон связана с системой естественных трещин, на поверхность которых выпадали в осадок радиоактивные соли из мигрировавших растворов.

При $q_{\gamma\text{з}} \gg q_{\gamma\text{ск}}(q_{\gamma\text{р}})$ и $q_{\gamma\text{з}} \gg q_{\gamma\text{гл}}(q_{\gamma\text{но}})$ естественная радиоактивность обусловлена высокой гамма-активностью заполнителя емкостного пространства. В ряде случаев отмечена высокая радио-

активность пластовых вод, обогащенных соединениями урана и радия, а также некоторых битумов, радиоактивность которых также связана с наличием урана.

В случае $q_{\text{ггл}}(q_{\text{гно}}) \gg q_{\text{гск}}(q_{\text{гр}})$ и $q_{\text{ггл}}(q_{\text{гно}}) \gg q_{\text{гз}}$, т.е. когда удельная радиоактивность глинистого материала существенно превышает радиоактивность скелета породы и заполнителя емкостного пространства породы, есть возможность оценить глинистость терригенной породы или содержание нерастворимого остатка в карбонатах.

Регистрация диаграмм радиометрии обычно производится в скважинах, заполненных промывочной жидкостью. Оценка радиоактивности глинистого раствора может быть произведена, если известна радиоактивность глин, из которых готовится раствор. Очевидно, что при размешивании глины в воде концентрация радиоактивных элементов снизится во столько раз, во сколько уменьшится доля объема, занимаемого глинистым материалом в растворе, по сравнению с глиной.

Обычно для определения радиоактивности промывочной жидкости нет необходимых данных, поэтому предложенный путь дает лишь приближенную оценку.

СВЯЗЬ ИНТЕНСИВНОСТИ ЕСТЕСТВЕННОГО ГАММА-ИЗЛУЧЕНИЯ, РЕГИСТРИРУЕМОГО В СКВАЖИНЕ, С РАДИОАКТИВНОСТЬЮ ГОРНЫХ ПОРОД

Интенсивность естественного гамма-излучения, регистрируемого прибором, помещенным в изучаемую однородную и безграничную среду, пропорциональна ее объемной радиоактивности k_{γ} и обратно пропорциональна коэффициенту поглощения гамма-квантов породой: $I_{\gamma} = C'k_{\gamma}/\mu$. При выражении радиоактивности пород в весовой форме $q_{\text{гп}} = k_{\gamma}/\delta_{\text{п}}$, где $\delta_{\text{п}}$ — плотность породы, кг/м³. Поскольку коэффициент поглощения пропорционален плотности пород, $I_{\gamma} = Ck_{\gamma}/\delta_{\text{п}}$. Если измерения ведутся в среде с мало меняющейся плотностью (например, для осадочных пород $\delta_{\text{п}} = (2,4+2,7)10^3$ кг/м³), интенсивность I_{γ} пропорциональна объемной радиоактивности.

Постоянные C' и C зависят от особенностей измерительного прибора и типа применяемых индикаторов.

Кроме излучения, приходящего от окружающего пространства, прибором регистрируется фоновое излучение $I_{\text{ф}}$ (прибора и космического фона). Поэтому

$$I_{\gamma} = Cq_{\text{гп}} + I_{\text{ф}}. \quad (35)$$

Измеряемая в скважинах интенсивность естественного гамма-излучения зависит от свойств сред, окружающих скважинный прибор (промывочная жидкость, колонна, цемент, породы), от их радиоактивностей $q_{гн}$, объемов (толщина кольца Δl), коэффициентов поглощения μ_i и расположения этих сред относительно прибора. Вид функции $I_\gamma = f(q_{гн}, d_c, \Delta, \mu)$ изучен только для некоторых частных случаев, не охватывающих всех параметров, влияющих на излучение в скважине.

В общем случае, когда изучается неоднородная среда, измеряемая в необсаженной скважине интенсивность гамма-излучения с некоторой степенью приближения представляется суммой излучений от отдельных частей пространства:

$$I_\gamma = C(F_p q_{гп} + F_{гк} q_{ггк} + F_n q_{гн}). \quad (36)$$

Здесь F_p , $F_{гк}$, F_n – геометрические факторы соответствующих сред – раствора, глинистой корки, породы; $q_{гп}$, $q_{ггк}$, $q_{гн}$ – их радиоактивности. Для обсаженных скважин выражение аналогично формуле (36), но включает еще зависимости от параметров колонны и цементного кольца, что усложняет зависимость. Поскольку общего решения для связи интенсивности излучения, регистрируемого нецентрированным прибором в скважине произвольной конструкции, не имеется, для решения обратной задачи при интерпретации диаграмм ГМ используются различные способы введения эмпирических поправок, учитывающих влияние отдельных факторов с разной степенью достоверности [13]. Введением этих поправок стремятся привести влияние сред, отделяющих прибор от пласта, к одинаковым условиям. В результате учета всех влияний показания метода против исследуемого пласта приводятся к условию стандартной скважины одинакового диаметра $d_c = d_n$, и тогда в формуле (36) первый и второй члены вместе с фоном являются для всех пластов константой. В последнем случае формула (36) приобретает вид

$$I_\gamma = CF_n q_{гн} + \text{const} = C^* q_{гн} + \text{const}. \quad (37)$$

Поскольку вклад скважины в регистрируемое излучение при таком учете оказывается некоторым постоянным, полученная в результате исправленная интенсивность излучения отражает изменение радиоактивности пород $q_{гн}$, которая и определяется в процессе интерпретации.

Поправки, вводимые в I_γ , обычно обозначаются символом η с индексом, указывающим, влияние какого параметра учитывается данной поправкой, например, поправки на диаметр скважины η_d и эксцентриситет η_ϵ . Они могут вводиться постепенно или в виде одной комплексной поправки. Величина η_γ представляет собой

отношение интенсивности, получаемой в стандартных условиях, к интенсивности, еще не подвергнутой исправлению: $\eta_{\gamma} = I_{\text{испр}}/I_{\text{рег}}$. Например,

$$\eta_d = I_{\gamma d_n}/I_{\gamma}; \quad \eta_{\text{гк}} = I_{\gamma \text{гк}0}/I_{\gamma}; \quad \eta_{\text{э}} = I_{\gamma \text{э}0}/I_{\gamma}; \quad \eta_{\gamma} = \eta_d \eta_{\text{гк}} \eta_{\text{э}}. \quad (38)$$

Иногда поправка η_d заменяется использованием формулы (36) для вычисления радиоактивности $q_{\gamma n}$ с предварительным определением $F_p, F_{\text{гк}}, F_{\text{п}}$ по зависимостям вида $F = f(r)$ [5, 13].

СХЕМА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДИАГРАММ МЕТОДА ЕСТЕСТВЕННОЙ РАДИОАКТИВНОСТИ

Конечной целью интерпретации данных ГМ является определение радиоактивности $q_{\gamma n}$ горных пород. Однако в большинстве случаев определение радиоактивности мало интересно для изучения осадочных горных пород в разрезах нефтяных и газовых скважин. В связи с этим данные ГМ используются для определения свойств пород, которые связаны корреляционными зависимостями с радиоактивностью. К таким свойствам относятся глинистость в терригенных разрезах, содержание нерастворимого остатка карбонатных пород и в некоторых случаях проницаемость коллекторов. Поэтому в действительности конечной целью интерпретации диаграмм ГМ является определение глинистости $C_{\text{гл}}(k_{\text{гд}})$, нерастворимого остатка $k_{\text{н.о}}$ (иногда проницаемости $k_{\text{пр}}$).

Имеется два подхода к интерпретации диаграмм ГМ. Первый – это метод относительной интенсивности, второй – относительной амплитуды.

Схема интерпретации диаграмм методом относительной интенсивности [5] достаточно сложна и в настоящее время не реализуется. Причинами являются малая надежность эталонировки аппаратуры [16] и отсутствие многих необходимых параметров, не определяемых в практике ГИС, таких как $q_{\gamma p}, q_{\gamma \text{гк}}, q_{\gamma \text{п}1}, q_{\gamma \text{п}2}$ – радиоактивности соответственно бурового раствора, глинистой корки, опорных пластов.

Схема интерпретации диаграмм ГМ методом относительной амплитуды (рис. 57) включает следующие этапы.

1. Регистрируемая интенсивность приводится к условиям бесконечной толщины пласта с помощью поправки v . Для введения поправки необходимо знать толщину h пласта, скорости регистрации диаграммы v и постоянную времени регистрирующей аппаратуры τ (формула (34) и номограммы на рис. 55).

2. Полученная в результате интенсивность I_{∞} приводится к стандартным скважинным условиям $I_{\text{ст}}$ с помощью поправок η . Для этого требуется знание d_c , отношения $q_{\gamma \text{п}}/q_{\gamma p} = n \approx I_{\text{п}}/I_{\text{пн}}$ (η_d); $h_{\text{гк}}$; $\delta_{\text{гк}}$ или $q_{\gamma \text{гк}}/q_{\gamma p}$ ($\eta_{\text{гк}}$) и $\varepsilon = (d_c - d_{\text{п}})/d_c$ ($\eta_{\text{э}}$) [1, 5].

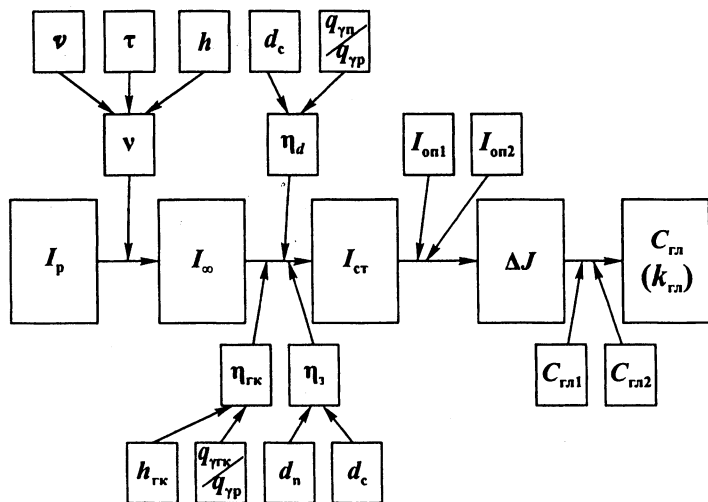


Рис. 57. Блок-схема интерпретации диаграмм гамма-метода

Требуется также знание I_ϕ – аппаратного и космического фона. Поправка η_γ (рис. 58) вводится в показания без фона по формуле

$$I_{\text{ст}} = (I - I_\phi)\eta_\gamma + I_\phi. \quad (39)$$

В результате введения всех этих поправок будут получены показания $I_{\text{ст}}$, приведенные к стандартной скважине при $d_c = d_n$. Это означает, что исправляются только те интервалы, где есть отклонения диаметра скважины от номинального, т.е. пласты с глинистой коркой и кавернами. Результат такого преобразования приводит интенсивность излучения против всего изучаемого разреза к формуле (37).

3. Полученная в результате двух предыдущих преобразований диаграмма просматривается с целью выделения на ней двух опорных пластов, разность показаний в которых дает величину опорной амплитуды $\Delta I_{\text{оп}} = I_{\text{оп2}} - I_{\text{оп1}}$. В любом интерпретируемом пласте, интенсивность излучения которого I , также вычисляется амплитуда $\Delta I = I - I_{\text{оп1}}$. Заметим, что при вычитании интенсивностей взаимно уничтожается вклад $I_\phi + \text{const}$ (см. формулу (37)), постоянных по интерпретируемому участку скважины.

4. Вычисляется относительная амплитуда интенсивности излучения

$$\Delta J_\gamma = \Delta I / \Delta I_{\text{оп}} = (I - I_{\text{оп1}}) / (I_{\text{оп2}} - I_{\text{оп1}}). \quad (40)$$

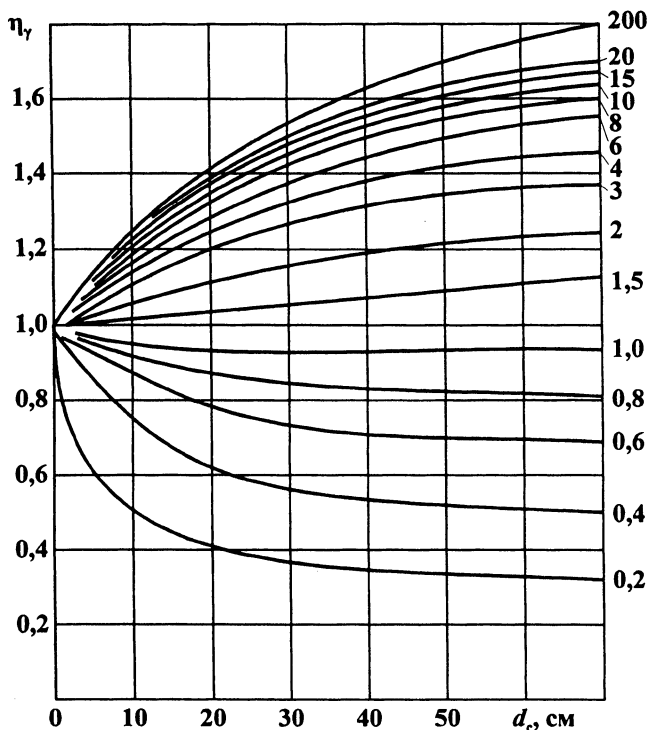


Рис. 58. Зависимость $\eta_\gamma = f(d_c)$.
Шифр кривых $q_m/q_{гр}$

Величина ΔJ_γ свободна от влияния трудно учитываемого постоянного члена $I_\phi + \text{const}$ в формуле (37), с которым суммируется еще сдвиг кривой за счет аппаратного фактора (аддитивная погрешность). Относительная амплитуда свободна также от линейного искажения масштаба регистрации (мультипликативная погрешность).

5. По величине относительной амплитуды и эмпирической зависимости $\Delta J_\gamma = f(C_{г\lambda})$ (или от $k_{г\lambda}$) определяется $\hat{C}_{г\lambda}$ (или $\hat{k}_{г\lambda}$). Для этого надо знать глинистости опорных пластов $C_{г\lambda 1}$ и $C_{г\lambda 2}$ (рис. 59).

Такой способ ручной интерпретации удобен с той точки зрения, что диаграмма интенсивностей излучения $I_{ст} + I_\phi$ после введения поправок ν и η может быть представлена графически в виде ступенчатой диаграммы $I_{ст}$, для которой простейшим способом составляют шкалу окончательного параметра $C_{г\lambda}$ или $k_{г\lambda}$, если вид связи $\Delta J_\gamma = f(C_{г\lambda})$ (или $\Delta J_\gamma = f(k_{г\lambda})$) известен.

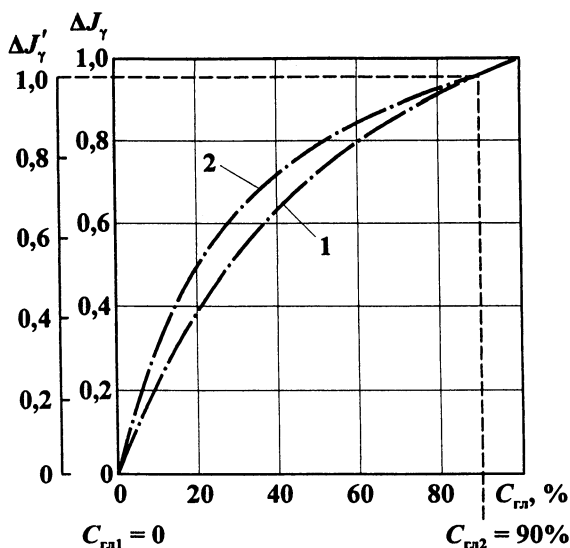


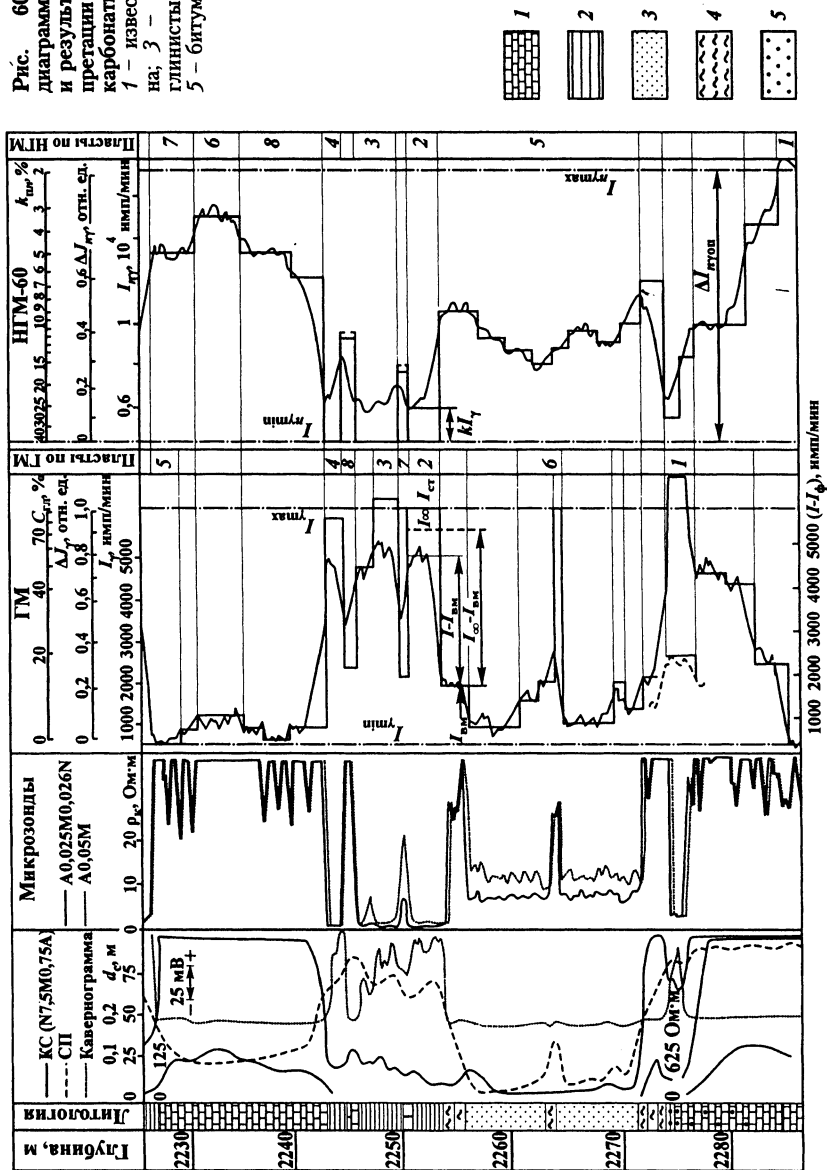
Рис. 59. Зависимость относительной амплитуды $\Delta J_\gamma'$ от глинистости $C_{гг}$:
1 – палеозойские отложения Волго-Уральской провинции; 2 – мезозойские отложения южных районов России. $\Delta J_\gamma'$ – опорная амплитуда

Пример 39. Провести обработку диаграммы ГМ, входящей в комплекс геофизических методов (рис. 60). Диаграмма записана аппаратурой ДРСТ, для которой $I_\Phi = 0,5 \cdot 10^2$ фА/кг, с постоянной времени интегрирующей ячейки $\tau = 12$ с, скоростью $v = 400$ м/ч, в необсаженной скважине $d_c = 192$ мм, при $\delta_p = 1,2 \cdot 10^3$ кг/м³. Кроме радиометрии в скважине проведены исследования стандартным зондом, СП, кавернометром и микрозондами.

Обработка диаграммы ГМ начинается с ее просмотра и определения границ пластов. В разрезе выделяются пласты, соответствующие низким показаниям ГМ, средним и очень высоким (пласт 1). Границы определяются по началу подъема кривой в подошве и началу спада – в кровле (пласты повышенной радиоактивности). Границы, выделенные по показаниям ГМ, достаточно хорошо согласуются с границами по данным других методов. Справа от диаграммы показана разбивка разреза по ГМ и цифрами выделены особые интервалы, которые будут рассмотрены ниже.

Поскольку конечной целью обработки диаграммы является оценка глинистости, следует рассмотреть диаграмму с точки зрения выделения пластов. По данным комплекса методов, знако-

Рис. 60. Комплекс диаграмм методов ГИС и результаты их интерпретации в территориально-карбонатном разрезе: 1 – известняк; 2 – глина; 3 – песчаник; 4 – глинистый алевролит; 5 – битум



мых учащемуся из предыдущего изложения, в разрезе выделяются плотные породы (здесь известняки), глины и коллекторы. Поскольку глины и чистые известняки обычно являются опорными пластами, выделим и оценим их. Пласты глин (максимальная радиоактивность) могут быть выделены в интервалах 1–4. Однако интервал 1 обладает очень высокой радиоактивностью, и только в верхней части по другим методам может быть принят за глинистый. Такая высокая радиоактивность возможно связана с битуминозностью, присутствие которой в этой части разреза известно. Из этого следует, что в качестве опорных глин в разрезе должны быть приняты пласты 2–4. Наиболее чистый известняк выделяется в верхней части разреза (пласт 5).

Поскольку, как чаще всего и бывает, в нашем распоряжении нет сведений о $q_{гр}$, $q_{тк}$ и многих других, воспользуемся для обработки способом относительной амплитуды. Произведем обработку по схеме, представленной на рис. 57.

Введем поправку на влияние инерционности измерительного канала на примере пласта 2. Произведение $\tau\tau = 400 \cdot 12 = 4800$ (м/ч)·с, толщина пласта 2,8 м, $\nu = 0,85$ (см. рис. 55). Для удобства обработки построим на отдельной полоске бумаги шкалу I_γ . Отсчитаем от нижних вмещающих пород амплитуду $I - I_{вм}$. Вычислим амплитуды при бесконечной мощности пласта $(I - I_{вм})/\nu = I_\infty - I_{вм}$. Отложим эту амплитуду от $I_{вм}$ на диаграмме, получим I_∞ , как это показано на рис. 60. Амплитуду $I - I_{вм}$ при этом можно снимать в любом масштабе (имп/мин, фА/кг, мм).

2. Введем поправки на влияние скважинных условий, отметив при этом, что всюду, где диаметр скважины близок к номинальному, поправка не вводится. Влиянием глинистой корки также следует пренебречь, поскольку величина $h_{тк}$ мала. Таким образом, следует использовать только поправку η_d в тех участках разреза, где образовались каверны. Поскольку η_d вводится в показания за вычетом фона, сделаем графическое преобразование шкалы I_γ в шкалу $I - I_\phi$. Фон прибора $0,5 \cdot 10^2$ фА/кг при масштабе $1 \cdot 10^2$ фА/кг на 1 см шкалы равен 250 имп/мин. Шкала показаний $I - I_\phi$ изображена на рис. 60 внизу. Сделаем отсчет по этой шкале для введения поправки в пласты 2 и 5, чтобы найти

$$n = q_{тк}/q_{гр} \approx (I - I_\phi)/(I - I_\phi)_{\min} = (5500 - 250)/(700 - 250) = (5250/450) = 11,6.$$

По кавернограмме d_c против пласта 2 равен 0,4 м, $d_\pi = 0,2$ м. Найдем $\eta_d = (\eta_{d=0,4})/(\eta_{d=0,2}) = 1,48/1,32 = 1,1$. Определим $I_{сг} = (I - I_\phi) \eta_d + I_\phi = 5250 \cdot 1,1 + 250 = 6050$ имп/мин.

Отложим на диаграмме полученное значение. В результате послышной обработки получается ступенчатая диаграмма (см. рис. 60). Отметим особенности обработки тонкого пласта 6, где велико влияние толщины ($h = 0,6$ м, $\nu = 0,3$) и величина $I_{\infty} - I_{\text{вм}}$ резко отличается от $I - I_{\text{вм}}$. В тонком пласте 7 из-за введения поправки ν интенсивность снижается, а при учете поправки η_d повышается, так как она вводится не в амплитуду, а в интенсивность излучения.

3. Ступенчатую диаграмму ГМ далее переводим в диаграмму $\Delta J = (I - I_{\text{оп1}})/(I_{\text{оп2}} - I_{\text{оп1}})$. В качестве опорных пластов выбираем $I_{\text{оп1}} = I_{\text{γmin}}$ (пласт 5); $I_{\text{оп2}} = I_{\text{гл}} = I_{\text{γmax}}$ (среднее значение против пластов 2–4). На диаграмме проведем две опорные линии $I_{\text{оп1}} = I_{\text{γmin}}$ и $I_{\text{оп2}} = I_{\text{гл}}$. Расстояние между этими линиями равно $\Delta I_{\text{оп}}$ в знаменателе выражения (40). Числителю соответствует расстояние от линии $I_{\text{γmin}}$ до любой точки ступенчатой диаграммы ГМ. Вверху построена шкала ΔJ_{γ} , где нуль находится на линии $I_{\text{γmin}}$, а единица – на линии $I_{\text{гл}}$, промежуточные значения получены равномерным делением шкалы на десять равных частей.

4. Шкалу ΔJ_{γ} – относительной амплитуды – заменим шкалой $C_{\text{гл}}$ (в верхней части диаграммы), которую строим, используя зависимость $\Delta J_{\gamma} = f(C_{\text{гл}})$ (см. рис. 59). Для такого перехода требуется значение $C_{\text{гл}}$ опорных пластов, которое может быть установлено на основании их петрографического изучения. Если известно, что в выбранных глинах $C_{\text{гл}} \approx 90$ %, а известняк (пласт 5) является чистым ($C_{\text{гл}} = 0$), кривую на рис. 59 используем следующим образом. На шкале $C_{\text{гл}}$ найдем точки $C_{\text{гл1}} = 0$ и $C_{\text{гл2}} = 90$ %. Отметим на шкале ΔJ_{γ} соответствующие им значения $\Delta J_{\gamma1} = 0$ и $\Delta J_{\gamma2}$. Отрезок шкалы $\Delta J_{\gamma2} - \Delta J_{\gamma1}$ разделим равномерно на девять частей, получим новую шкалу $\Delta J'_{\gamma}$ с опорными пластами 0 и 90 %. По кривой 1 на рис. 59 построим шкалу $C_{\text{гл}}$ от 0 до 90 % между линиями опорных пластов I_{min} и $I_{\text{гл}}$. Полученная на полоске плотной бумаги шкала используется для снятия $C_{\text{гл}}$ в любом пласте со ступенчатой диаграммы ГМ.

Такие отсчеты можно делать во всех точках диаграммы за исключением участков с высокой битуминозностью.

Задачи

70. Вычислить величину амплитуды изменения интенсивности для пласта глины толщиной 3,8 м, залегающего среди известняков. Скорости регистрации диаграммы 300, 500 и 800 м/ч, $\tau = 12$ с. Амплитуда при бесконечной толщине пласта $\Delta I_{\infty} = 10 \cdot 10^2$ фА/кг.

Построить примерные формы аномалии на диаграмме ГМ, полученной для условий, указанных выше.

71. Вычислить величину наблюдаемой амплитуды аномалии кривой ГМ против прослоя песчаника толщиной 1,6 м, залегающего среди глин, если $\Delta I_{\infty} = 4,6 \cdot 10^2$ фА/кг. Регистрация ведется со скоростью 200 м/ч, $\tau = 12$ с и $\tau = 6$ с.

72. Вычислить минимальную толщину глинистого пласта, при которой возможно его выделить в песчаниках, если амплитуда $\Delta I_{\infty} = 410$ имп/мин, скорость регистрации диаграммы ГМ $v = 400$ м/ч, $\tau = 12$ с, ширина «дорожки» статистических флуктуаций определяется разбросом $\sigma = \pm 32$ имп/мин.

73. Произвести интерпретацию диаграммы ГМ, изображенной на рис. 91. Определить границы пластов, построить диаграмму ГМ, приведенную к номинальному диаметру скважины. Регистрация диаграммы произведена со скоростью $v = 150$ м/ч; $\tau = 12$ с, $I_{\min} = 1,8 \cdot 10^2$ фА/кг, $d_c = 0,2$ м, $\delta_p = 1,2 \cdot 10^3$ кг/м³. Скважина необсаженная.

74. Провести интерпретацию диаграммы ГМ (см. рис. 60). Определить границы пластов, привести показания к единым скважинным условиям. Скорость записи диаграммы $v = 220$ м/ч; $\tau = 6$ с.

СПЕКТРОМЕТРИЯ ЕСТЕСТВЕННОГО ГАММА-ИЗЛУЧЕНИЯ

Последние годы метод спектрометрии естественного гамма-излучения (ГМ-С) успешно применяется в нефтегазовой промышленности для решения различных задач на этапах поисков, разведки и контроля процесса разработки месторождений в обсаженных и открытых стволах скважин. Метод используется на качественном и количественном уровнях. К числу качественных задач относятся: детальная стратиграфическая корреляция и выявление надежных реперов, выделение в различных фациях отдельных типов пород (глинистых, карбонатных, эвапоритовых, магматических и метаморфических), выделение высокопроницаемых и трещиноватых зон в плотных карбонатных породах, а также интервалов обводненных коллекторов. Количественно метод позволяет оценить тип и содержание глинистых минералов в пласте, содержание органического углерода в глинистых нефтематеринских формациях (Фертл, 1983).

В отечественной практике разработано и используется несколько типов скважинных спектрометров: МАРКА-ГС, АМК-РГК, СГК1-100, СГК-Т и др.

Результаты исследований ГМ-С представлены четырьмя кривыми, характеризующими изменение с глубиной по разрезу скважины содержания в породах калия (в %), тория и урана

(10^{-4} %) и интегральной скорости счета. Геохимические свойства трех основных радиоактивных элементов существенно различаются, что позволяет успешно использовать метод для исследования пород различного генезиса и направлений вторичного преобразования.

Все соединения *тория* трудно растворимы в воде и поэтому в процессе выветривания малоподвижны. Торий концентрируется в глинистых и некоторых тяжелых минералах.

Калий встречается во многих горных породах и в пластовых водах. На его содержание влияют процессы выветривания и диагенеза.

Подвижность *урана* и его накопление в подземных формациях в значительной мере определяются физическими, химико-минералогическими и гидрологическими факторами. Их взаимодействие определяет, где, как и какие соединения урана будут осаждаться.

Выпадение солей в осадок из подземных вод в основном определяется показателем pH и потенциалом Eh. Проникновение (инфильтрация) поверхностных вод, сопровождающееся потерей кислорода, действие бактерий, геохимическое взаимодействие водных растворов с материнской породой (и т.д.) приводят к изменению потенциала Eh от положительного (окислительная среда) к отрицательному (восстановительная среда). В условиях восстановительной среды в присутствии органического вещества, H_2S и SO_2 ионы урана, переносимые подземными водами, выпадают в осадок в виде UO_2 . Поэтому скопления урана можно обнаружить вдоль плоскостей геологических нарушений, в зонах естественной трещиноватости или раздробленности пород, а также при соответствующих условиях в карбонатах, проницаемых кластических, глинистых и вулканогенных породах. К числу пород – возможных источников урана – следует отнести туфовые, аркозовые и гранитные.

В условиях окислительной (положительный потенциал Eh) и слабощелочной среды соли урана растворяются в подземных водах, содержащих ионы карбоната, бикарбоната или гидроксила. Некоторые количества растворенного урана могут абсорбироваться на оксидах железа, которые, в свою очередь, часто осаждаются вместе с кальцием.

Радиоактивные соли обычно встречаются в осадках вместе с трудно растворимой в воде солью бария – сульфатом бария, так как барий является химическим аналогом радия. При определенных температурах, давлениях, скоростях фильтрации и геохимических условиях эта радиоактивная соль необратимо осаждается на стенках перфорационных каналов и на обсадной колонне, т.е. микрокристаллический нерастворимый в воде «радиобарит»

$Ba(Ra)SO_4$, образуя коллоидные растворы, в процессе фильтрации жидкости может переноситься через проницаемые породы. Затем при вводе добывающей скважины в эксплуатацию или нагнетании воды в пласт «радиобарит» будет осаждаться на поверхности перфорационных каналов или в призабойной зоне скважины.

Интерпретация ГМ-С аналогична таковой стандартного интегрального ГМ и сводится к снятию отсчетов с кривых, приведению показаний к показаниям в пласте бесконечно большой толщины, учету влияния на показания метода следующих факторов: бурового раствора, диаметра скважины и характеристик обсадной колонны.

Некоторые примеры использования ГМ-С приводятся ниже.

Пример 40. На рис. 61 представлены результаты исследования продуктивных кремнистых аренитов (арканзасские новакулиты) шт. Оклахома (США) с помощью комплекса стандартных методов и спектрального гамма-метода (Фертл, 1983). Газоносные пласты аренитов выделяются повышенными коэффициентами пористости, оцененными по показаниям нейтронного и плотностного методов, повышенными аномалиями на кривых интегрального гамма-метода и на кривой содержания урана при низких концентрациях калия и тория. Интервалы для селективной перфорации выбирали по данным спектрального гамма-метода и комплекса нейтронного и плотностного методов. После небольшой кислотной обработки из скважины получили приток газа в объеме 28–42 тыс. м³/сут.

Пример 41. Известняки комплекса Освего (рис. 62) были перфорированы после выполнения в скважине стандартного комплекса исследований: сопротивления, плотностного и нейтронного методов. Интервалы перфорации были рекомендованы на основании показаний нейтронного и плотностного методов (интервалы 1240–1242 м). Однако притока нефти получено не было. По результатам интерпретации ГМ-С был рекомендован интервал 1248,8–1250,0 м, опробование которого дало приток нефти дебитом 3,2 м³/сут.

Пример 42. После вскрытия терригенных нефтенасыщенных пластов в эксплуатационной скважине выполнены исследования электрическими методами и СП (рис. 63). После длительной работы скважины произошло ее обводнение. В скважине выполнили исследования ГМ-С, которые показали, что отложение радиоактивных солей в процессе эксплуатации произошло вокруг двух перфорированных интервалов. Увеличение суммарной естественной радиоактивности обусловлено аномалиями содержания урана. Это возрастание естественной радиоактивности не ограни-

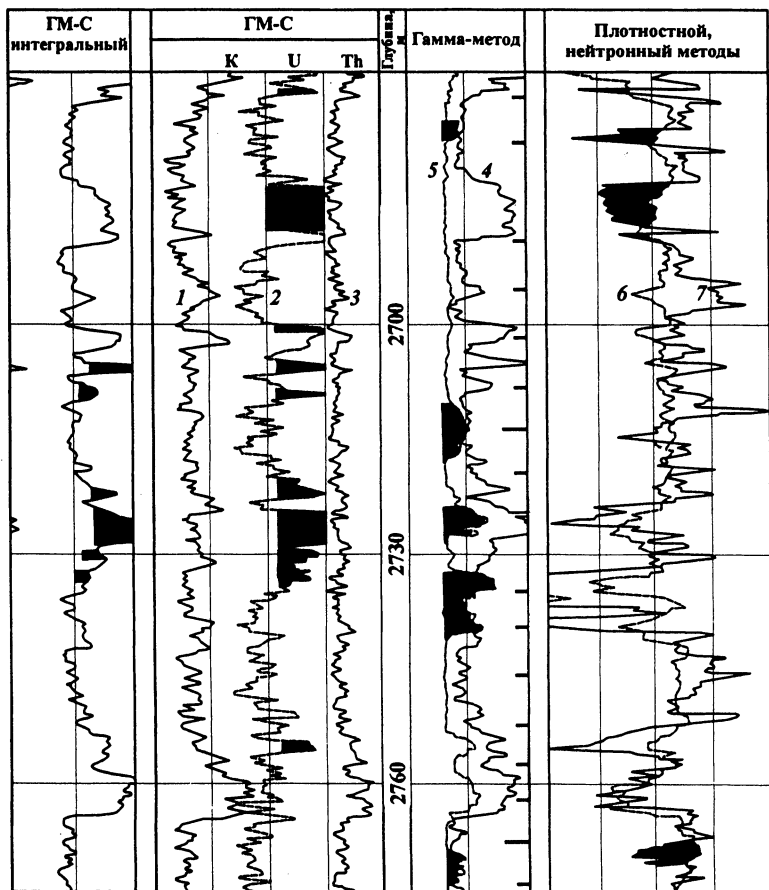


Рис. 61. Результаты исследований кремнистых отложений округа Рашматаха (шт. Оклахома) с помощью спектрального гамма-метода, плотностного и нейтронного методов (зачерненные участки соответствуют интервалам перфорации) (по Ферглу, 1983).

Кривые: 1-3 – содержания калия, урана и тория, 4 – гамма-метода, 5 – изменения диаметра скважины, 6 – плотностного метода, 7 – нейтронного метода

чивается только перфорированными интервалами, а также отмечается и в неперфорированных участках колонны против обводненных пластов.

Задача 75. На рис. 64 приводятся результаты комплекса ГИС, выполненные в длительно работающей эксплуатационной скважине, расположенной в частично истощенной части залежи.

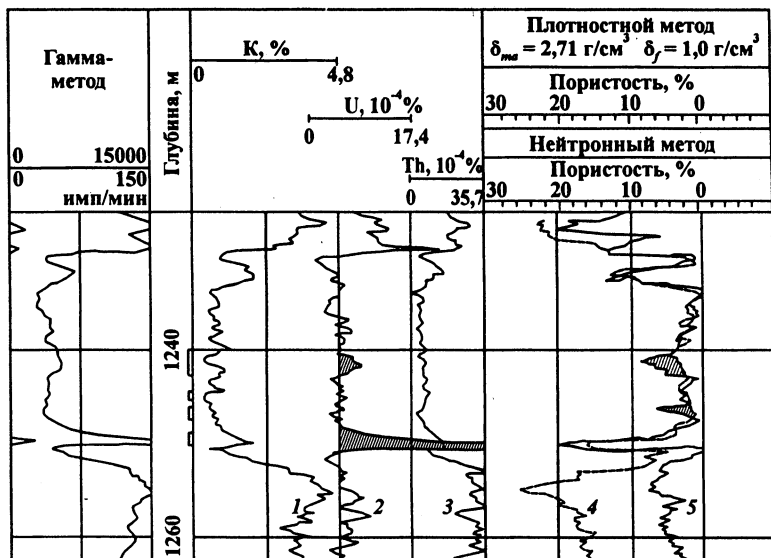


Рис. 62. Пример успешного использования спектрального гамма-метода (в противоположность неудачному использованию комплекса нейтронного и плотностного методов) для выделения продуктивных интервалов в известняках комплекса Освего, шт. Оклахома (по Фертлу, 1983).

Кривые: 1–3 – содержания калия, урана и тория, 4 – нейтронного метода, 5 – плотностного метода

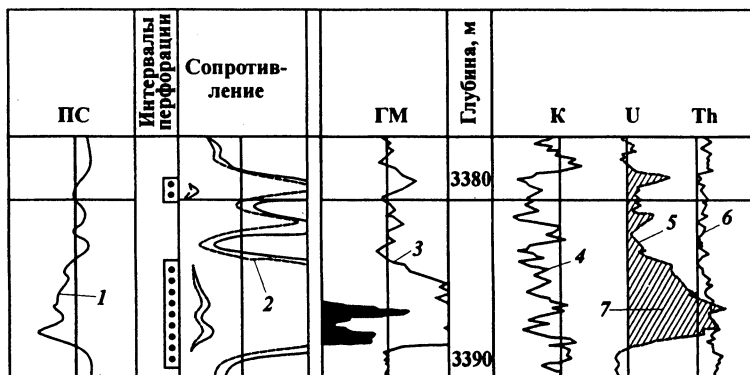


Рис. 63. Использование данных спектрального гамма-метода для выделения обводненных интервалов в терригенном разрезе. Бассейн Сан-Хорхе, Аргентина (по Фертлу, 1983).

Кривые: 1 – потенциала собственной поляризации, 2 – удельного электрического сопротивления, 3 – гамма-метода, 4–6 – содержания калия, урана и тория; 7 – обводненные интервалы разреза



Рис. 64. Выделение обводненных и нефтенасыщенных интервалов и определение положения водонефтяного контакта в обсаженной скважине (Северная Америка) по данным импульсного нейтронного метода и спектрального гамма-метода.

Кривые: 1 – декремента затухания плотности тепловых нейтронов, 2 – гамма-метода, 3 – пористости, 4–6 – содержания калия, урана и тория; 7 – обводненные интервалы; 8 – нефтеносные интервалы; 9 – водонефтяной контакт

Комплекс ГИС включает ГМ-С, стационарный и импульсный нейтронные методы, выполненные в течение одного дня. Выделить обводненные и нефтенасыщенные интервалы и определить текущее положение ВНК по имеющемуся комплексу ГИС.

§ 13. МЕТОД РАССЕЯННОГО ГАММА-ИЗЛУЧЕНИЯ

В методе рассеянного гамма-излучения, или гамма-гамма методе [5], измеряется интенсивность вторичного гамма-излучения $I_{\gamma\gamma}$, возникающего при облучении породы потоком гамма-квантов. Различают плотностной ГГМ-П и селективный ГГМ-С варианты метода. Для изучения разрезов нефтяных и газовых скважин используют оба варианта.

ПЛОТНОСТНОЙ ГАММА-ГАММА-МЕТОД

В плотностной модификации метода порода облучается потоком жестких гамма-квантов от источника ^{137}Cs с энергией излучения $E_{\gamma} = 0,662$ МэВ. Регистрируется поток обратно рассеянного в скважину гамма-излучения с энергией более 150 кэВ.

Регистрируемое рассеянное γ -излучение определяется электронной плотностью породы δ_e .

Электронная δ_e и объемная δ плотности среды, представленной одинаковыми атомами, связаны соотношением

$$\delta_e/\delta = 2(Z/M), \quad (41)$$

где Z – атомный номер; M – относительная атомная масса. Поскольку для основных породообразующих минералов осадочных пород величина $2(Z/M)$ близка к единице, $\delta_e = \delta_{\Pi}$ и, следовательно, регистрируемая величина I_{γ} характеризует объемную плотность породы δ_{Π} (табл. 16). В отличие от других элементов для водорода отношение $\delta_e/\delta = 1,9841$. Аномальные свойства имеют также атомы железа, хлора и натрия. В связи с этим в породах, содержащих эти элементы, особенно в высокопористых разностях пород при заполнении пор водой, нефтью и газом, δ_e отличается от δ_{Π} (табл. 17).

Для полиминеральных горных пород электронная плотность определяется уравнением среднего:

$$\delta_e = \sum_{ki} \delta_{ei} \text{ или } \delta_{\Pi} = \sum_{ki} \delta_{\Pi i}, \quad (42)$$

где k_i и δ_{ei} или $\delta_{\Pi i}$ – объемное содержание и электронная плотность (или плотность) i -го минерала.

Объемная плотность полностью водонасыщенной породы δ_{Π} связана с коэффициентом пористости k_{Π} соотношением

Таблица 16

Атомный номер, относительная атомная масса и величина $2(Z/M)$ для некоторых породообразующих элементов

Элемент	M	Z	$2(Z/M)$
H	1,008	1	1,9841
C	12,011	6	0,9991
O	16,00	8	1,000
Na	22,99	11	0,9569
Mg	24,32	12	0,9868
Al	26,98	13	0,9637
Si	28,09	14	0,9968
S	32,07	16	0,9978
Cl	35,46	17	0,9588
K	39,10	19	0,9719
Ca	40,08	20	0,9980
Fe	55,85	26	0,934

Таблица 17

Плотность δ и электронная плотность δ_e некоторых минералов [3, 13]

Минерал	$\delta \cdot 10^3$, кг/м ³	$\delta_e \cdot 10^3$, кг/м ³	δ_e/δ
Кварц	2,65	2,647	0,9988
Кальцит	2,71	2,709	0,9991
Доломит	2,85	2,844	0,9978
Ангидрит	2,95	2,949	0,9994
Гипс	2,32	2,37	1,022
Галит	2,18	2,09	0,959
Ортоклаз, микроклин	2,57	2,55	0,9916
Альбит	2,52	2,498	0,9913
Анортит	2,76	2,746	0,9951
Каолинит	2,65	2,63	1,0078
Монтмориллонит без межпакетной воды	3,36	3,26	1,001
Монтмориллонит с массовым содержанием воды 26 %	2,2	2,255	1,025
Гидромусковит	2,78	2,78	1,0006
Вода (пресная)	1	1,11	1,11
Вода соленая ($C_b = 200$ г/л)	1,146	1,237	1,0797
Нефть $n(\text{CH}_2)$	0,85	0,97	1,14
Газ – метан CH_4	–	–	1,245

$$\delta_{\pi} = k_{\pi}\delta_{\text{в}} + (1 - k_{\pi})\delta_{\text{ск}}, \quad (43)$$

где $\delta_{\text{ск}}$, $\delta_{\text{в}}$ – плотности минерального скелета породы и воды, насыщающей поры, кг/м³. При сложном составе скелета, содержащего n компонент, $\delta_{\text{ск}}$ рассчитывают по формуле (42).

Плотность воды $\delta_{\text{в}}$ зависит от ее минерализации $C_{\text{в}}$, пластовой температуры $t_{\text{пл}}$ и давления $p_{\text{пл}}$. Определить плотность водного раствора NaCl при известных значениях концентрации соли $C_{\text{в}}$, температуры $t_{\text{пл}}$, выраженной в °C, и давления (в МПа) можно с помощью рис. 65.

При наличии в порах, кроме воды, нефти и газа плотность флюида, состоящего из смеси воды, нефти и газа, равна

$$\delta_{\text{фл}} = k_{\text{в}}\delta_{\text{в}} + k_{\text{н}}\delta_{\text{н}} + k_{\text{г}}\delta_{\text{г}}, \quad (44)$$

где $\delta_{\text{н}}$, $\delta_{\text{г}}$ и $k_{\text{н}}$, $k_{\text{г}}$ – соответственно плотности и объемное содержание нефти и газа в порах.

Для глинистых пород объемная плотность равна

$$\delta_{\pi} = (1 - k_{\pi} - k_{\text{гл}})\delta_{\text{ск}} + k_{\pi}\delta_{\text{в}} + k_{\text{гл}}\delta_{\text{гл}}, \quad (45)$$

где $k_{\text{гл}}$ – объемное содержание глинистого материала в породе; $\delta_{\text{гл}}$ – его плотность.

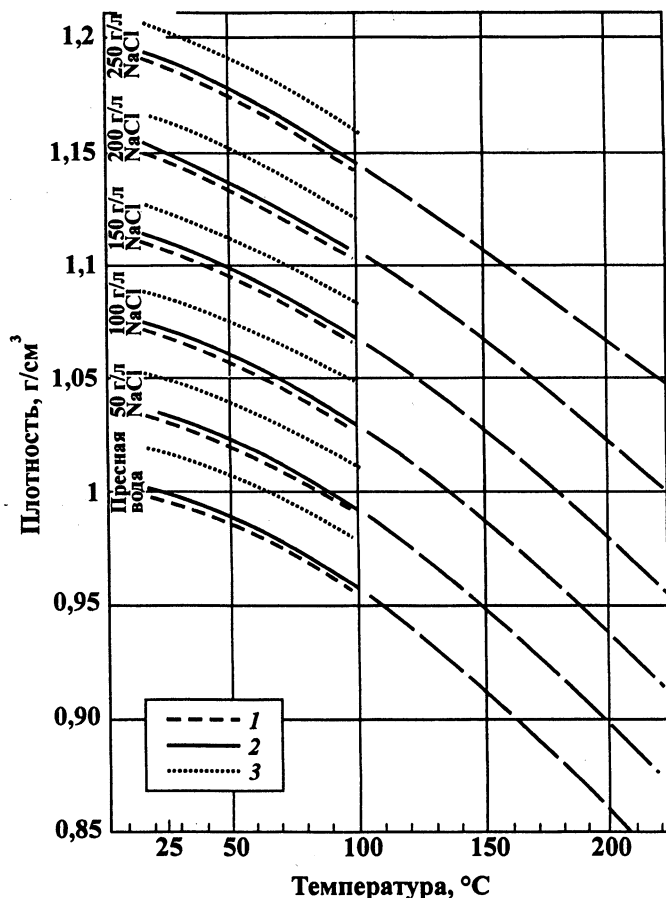


Рис. 65. Зависимость плотности водного раствора NaCl от концентрации соли при данных пластовых условиях – температуре $t_{пл}$ и давлении $p_{пл}$ (1–3 – соответственно 0,1, 5,8 и 47,6 МПа)

Величину $\delta_{ск}$ при известном минеральном составе породы берут из табл. 17. Для большинства породообразующих минералов значения δ и δ_e отличаются незначительно. Для пород с мономинеральным составом скелета $\delta_{ск} = \delta_e$. Исключение составляют гипс, галит и некоторые глинистые и железосодержащие минералы, для которых в качестве $\delta_{ск}$ берут значение электронной плотности δ_e .

Для исследования необсаженных нефтяных и газовых скважин применяются двухзондовые приборы с автоматической обработкой измерений (табл. 18).

Таблица 18

Основные характеристики двухзондовой аппаратуры плотностного гамма-гамма метода [2]

Прибор	Комплекс исследований	Диапазон измерения плотности $\delta \cdot 10^3$, кг/м ³	d_n , мм	p , МПа	t , °C
РПП-2	ГГМ _М + ГГМ _Б , ГМ	1,8–2,7	125	80	135
СГП-2	ГГМ _М + ГГМ _Б , ГМ	1,8–2,7	130	120	165
РКС-1	ГГМ _М + ГГМ _Б	2–3	128	60	120
ПК1-941	ГГМ _М + ГГМ _Б , ГМ	1,8–3,0	102	100	200

Таблица 19

Плотности эталонных сред и опорных пластов

Материал	$\delta_n \cdot 10^3$, кг/м ³	$\delta_e = \delta_{эж} \cdot 10^3$, кг/м ³
<i>Эталонные среды</i>		
Алюминий	2,7	2,58
Мрамор	2,7	2,7
Сера	1,96	1,91
<i>Опорные пласты</i>		
Плотный известняк ($k_n < 1\%$)	2,7	2,7
Плотный доломит	2,8	2,8
Ангидрит	2,95	2,95

Использование двух зондов размерами 12–28 см с прижимным устройством позволяет практически полностью исключить влияние скважины как среды, сильно отличающейся от изучаемых пород по плотности, а также глинистой корки, при условии, что ее толщина не превосходит 2 см.

Для получения масштаба плотности аппаратура ГГМ калибруется на поверхности с помощью эталонных сред. Для проверки калибровки в скважинах используют показания ГГМ в пластах с известной плотностью. В качестве эталонных сред и опорных пластов в скважинах используют материалы и породы, плотности которых приведены в табл. 19.

Двухзондовые приборы обеспечивают получение диаграмм плотности в автоматическом режиме. Во всех алгоритмах, специфичных для каждого прибора, исходными данными являются показания малого и большого зондов – I_M и I_B , результаты калибровки каналов и измерения в эталонных средах $I_{MЭ}$ и $I_{БЭ}$ ^{*)}.

^{*)}В качестве эталонной среды используется метрологический образец плотности (МОП), выполненный из алюминия с плотностью $\delta_e = 2,58$ г/см³.

Например, основой алгоритма получения диаграммы плотности с аппаратурой РГП-2 является выражение [19]

$$F(\delta) = K_1(I_B/I_M) - K_2 I_M, \quad (46)$$

где K_1 и K_2 – метрологические характеристики прибора; K_1 находится по отношению $I_{MЭ}/I_{БЭ}$, а $K_2 = 0,6/I_{MЭ}$. Виды функций $F(\delta)$, регистрируемые аппаратурой РГП-2 и СГП-2, приведены на рис. 66. Поскольку $F(\delta)$ нелинейно зависит от плотности, шкала плотности не линейна. Если регистрация диаграммы осуществляется в двух масштабах (гальванометрами 1/1 и 1/5), второй масштаб представляет малые плотности, а первый – большие (рис. IV).

Интерпретация диаграмм ГГМ-II аппаратуры РКС-1 основана на алгоритме $I_{MЭ}/I_{БЭ} = f(I_M/I_{MЭ})$.

Правила определения границ пластов и отсчета значений δ_n в пределах аномалии ГГМ те же, что при интерпретации диаграмм всех методов радиометрии.

Значения объемной плотности, найденные по основным зависимостям (см. рис. 66) для соответствующего типа аппаратуры, требуют коррекции за несоответствие общей и электронной плотностей в полиминеральных породах и за естественную радиоактивность породы, которая регистрируется аппаратурой од-

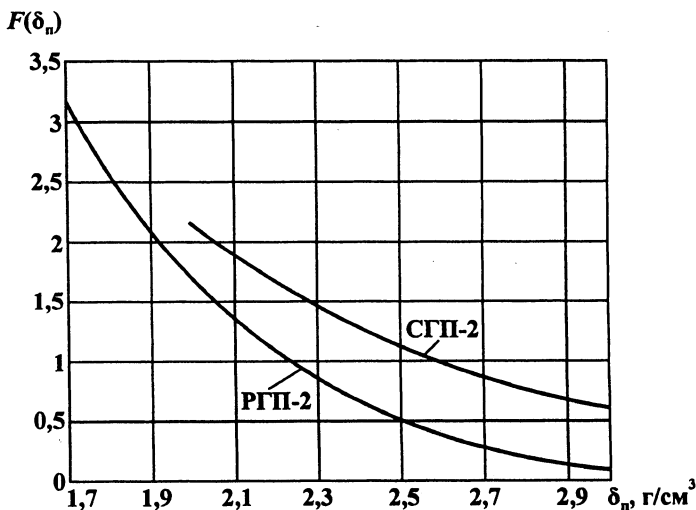


Рис. 66. Вид функции $F(\delta_n)$ для аппаратуры РГП-2 и СГП-2 (Агат) (по данным ВНИГИК) [19]

новременно с рассеянным гамма-излучением. Вклад естественного гамма-фона в породах с высокой радиоактивностью следует учитывать по результатам записи метода в скважине при отсутствии источника гамма-излучения. Учет вклада естественного излучения производится путем вычитания кривых скоростей счета, зарегистрированных при наличии и отсутствии источника во всем интервале глубин. В этом случае кривая естественного гамма-излучения регистрируется теми же самыми детекторами в аналогичных условиях, что и при основной записи плотностного метода.

В высокопористых средах необходимо также учесть вклад аномальных свойств атомов водорода, что производится из расчета значения $2(Z/M) = 0,998$ при $k_n = 0$ и $2(Z/M) = 1,032$ при $k_n = 30 \%$.

Конечной целью интерпретации диаграммы плотностного метода является обычно определение не плотности δ_n , а связанной с ней пористости пород. Эти определения основываются на использовании выражений (43)–(45), которые содержат в общем случае достаточно большое число неизвестных – плотности компонент и доли их объемов в изучаемой породе. Из этих же выражений вытекают возможности метода.

1. В низкопористых разрезах типа гидрохимических отложений, где $k_n \rightarrow 0$, плотность $\delta_n \rightarrow \delta_{ск}$. В этом случае в соответствии с табл. 17 плотностной метод служит для определения литологического состава пород (соль, ангидрит, известняк, гипс).

2. В разрезах с известным мономинеральным скелетом пород при насыщении пор водой плотностью δ_v (или фильтратом δ_f в зоне исследования метода – 10–15 см) выражение (42) содержит только одну неизвестную величину – пористость, которую достаточно надежно определяют по формулам

$$k_n = (\delta_{ск} - \delta_n) / (\delta_{ск} - \delta_v) \text{ или } k_n = (\delta_{ск} - \delta_n) / (\delta_{ск} - \delta_{фл}). \quad (47)$$

3. При исследовании нефтяных и газовых коллекторов значение $\delta_{фл}$ можно найти по формуле (44). Однако ее использование требует знания плотности фильтрата δ_f , δ_n или δ_r и таких коэффициентов, как $k_n = k_{н,пл}$ или $k_r = k_{r,пл}$, что достаточно трудно. Обычно эти значения подбираются как средние, характеризующие данный коллектор, либо устанавливаются в процессе итерационного подбора.

4. В том случае, когда скелет породы представлен несколькими минералами, формула (42) используется также с некоторым приближением. Здесь обычно находится средняя характеристика скелета $\delta_{ск,ср}$, определяемая на основании обобщения данных ядра или в комплексе с другими геофизическими методами

(НМ, АК), способами, рассматриваемыми в гл. V, посвященной комплексной интерпретации.

5. При наличии глинистого цемента в породе определение коэффициента пористости выполняют по следующей формуле:

$$k_{п} = (\delta_{ск} - \delta_{п})/(\delta_{ск} - \delta_{ф}) - k_{г\lambda}(\delta_{ск} - \delta_{г\lambda})/(\delta_{ск} - \delta_{ф}). \quad (48)$$

Глинистые минералы в цементе коллекторов представлены каолинитом, хлоритом и гидрослюдами с небольшими примесями других минералов. Минералогическая плотность глинистых минералов изменяется от 2,62 г/см³ для каолинита до 2,81 г/см³ для гидрослюд при среднем значении для смеси глинистых минералов 2,67–2,72 г/см³, что мало отличается от плотности скелета известняков и песчаников. Таким образом, разница ($\delta_{ск} - \delta_{г\lambda}$) невелика, и разность ($\delta_{ск} - \delta_{ф}$) составляет приблизительно 1,7. Тогда коэффициент пористости равен

$$k_{п} = (\delta_{ск} - \delta_{п})/1,7 - k_{г\lambda}(\delta_{ск} - \delta_{г\lambda})/1,7$$

и практически не отличается от значения $k_{п} = (\delta_{ск} - \delta_{п})/1,7$, рассчитанного без учета наличия глинистого материала. Абсолютная погрешность $\Delta k_{п}$ составит $-0,6 \div 0,8$ % на каждые 10 % содержания гидрослюды и $+0,35$ % на каждые 10 % каолинита [19]. Таким образом, наличие глинистого вещества в цементе породы слабо влияет на результаты оценки коэффициента пористости.

Пример 43. Найти пористость $k_{п\text{ГГМ-П}}$ в интервале 2832–2842 м разреза (см. рис. IV); $\delta_{п} = 2,32$ г/см³. Если породы представлены переслаиванием кварцевых песчаников и глин, то в коллекторе $\delta_{ск} = 2,65$ г/см³. При этом условии, если скважина заполнена раствором с $\rho_{р\text{иг}} = 8$ Ом·м и $\delta_{р} = 1,19$ г/см³, имеем $\rho_{ф} = 3,2$ Ом·м и $\delta_{ф} = 1$ г/см³. Отсюда

$$k_{п} = (\delta_{ск} - \delta_{п})/(\delta_{ск} - \delta_{ф}) = (2,65 - 2,32)/(2,65 - 1) = 0,2.$$

Следовательно, неоткорректированная пористость по данным плотностного метода, если скелет породы кварцевый, составляет 0,2 (20 %). Это значение справедливо, если в порах коллектора преобладает фильтрат бурового раствора с плотностью 1 г/см³. Если же имеет место остаточный газ или нефть, полученное значение также нуждается в корректировке.

Задача 76. По диаграмме плотностного метода (см. рис. IV) произвести послойное определение пористости $k_{п\text{ГГМ-П}}$. Определить диапазоны изменения значений этого параметра в коллекторах, глинах, плотных породах. Определить, какая дополнительная информация необходима для получения откорректированных значений пористости по этим данным.

СЕЛЕКТИВНЫЙ ГАММА-ГАММА МЕТОД

Селективный гамма-гамма метод предназначен для выделения литологических разностей пород по величине сечения фотоэлектрического поглощения P_e твердой части породы. Метод регистрирует рассеянное гамма-излучение низких энергий (ниже 120 кэВ). В этой области энергий показания метода обусловлены сечением фотоэлектрического поглощения P_e , которое связано с присутствием элементов с высоким порядковым номером (табл. 20) соотношением, приведенным в [31]:

$$P_e = (Z/10)^{3,6}. \quad (49)$$

Величина P_e представляет собой сечение фотоэлектрического поглощения, выраженное в единицах барн на 1 электрон (б/е).

В области низких энергий на показания метода дополнительно влияет плотность промежуточной среды, что требует совместной одновременной регистрации обеих модификаций метода рассеянного гамма-излучения. В связи с этим разработана аппаратура литолого-плотностного метода, позволяющая получать кривые объемной плотности и сечения фотоэлектрического поглощения.

Сечение поглощения гамма-излучения в единице объема вещества U называется индексом фотоэлектрического поглощения и определяется формулой

$$U = P_e \delta_e. \quad (50)$$

Таблица 20

Сечение фотоэлектрического поглощения некоторых элементов [31]

Элемент	Сечение фотоэлектрического поглощения P_e , б/е	Атомный номер Z
Водород	0,00025	1
Углерод	0,15898	6
Кислород	0,44784	8
Натрий	1,4093	11
Магний	1,9277	12
Алюминий	2,5715	13
Кремний	3,3579	14
Сера	5,4304	16
Хлор	6,7549	17
Калий	10,0810	19
Кальций	12,1260	20
Титан	17,0890	22
Железо	31,1860	26
Медь	46,2000	29
Стронций	122,2400	38
Циркон	147,0300	40
Барий	493,7200	56

Для поровой среды индекс фотоэлектрического поглощения U определяется как

$$U = k_{\pi} U_{\text{фл}} + (1 - k_{\pi}) U_{\text{ск}}, \quad (51)$$

где $U_{\text{фл}}$ и $U_{\text{ск}}$ – соответственно индекс фотопоглощения для флюида, заполняющего емкостное пространство, и скелета породы. Величина U выражается в единицах барн на 1 см^3 . В табл. 21 приведены значения индекса U для некоторых минералов, пород и пластовых флюидов.

Литолого-плотностной метод позволяет выделить литологические типы в толщах сульфатно-карбонатных пород, при наличии в разрезе чистых известняков, доломитов и кремнистых компонентов, а также их смесей. На рис. 67 приводится палетка для оценки литологической принадлежности исследуемых в разрезе скважины пород по показаниям литолого-плотностного метода. Перспективен метод и в терригенных разрезах, представленных кварцевыми и полевошпатовыми песчаниками, чередующимися с глинистыми и плотными породами.

Таблица 21

Индекс фотоэлектрического поглощения U некоторых минералов, пород и пластовых флюидов [31]

Наименование	P_e , б/е	U , б/см ³
<i>Минералы</i>		
Ангидрит	5,055	14,95
Барит	266,800	1070,00
Кальцит	5,084	13,77
Доломит	3,142	9,00
Гипс	3,420	8,11
Галит	4,65	9,65
Гематит	21,480	107,00
Ильменит	16,630	74,20
Магnezит	0,829	2,51
Пирит	16,970	82,00
Кварц	1,806	4,79
Рутил	10,080	40,80
Сильвин	8,510	16,30
Циркон	69,100	296,00
<i>Флюиды</i>		
Вода пресная	0,358	0,40
Вода минерализованная ($C_b = 120 \text{ г/л}$)	0,807	0,96
Нефть: $\text{CH}_{1,6}$	0,119	0,11
Нефть: CH_2	0,125	0,12
<i>Породы</i>		
Чистые песчаники	1,745	4,07
Глинистые песчаники	2,700	6,52
Смесь глинистых минералов	3,42	9,05
Антрацит ($\text{C:H:O} = 93:3:4$)	0,161	0,28
Кероген ($\text{C:H:O} = 82:5:13$)	0,180	0,26

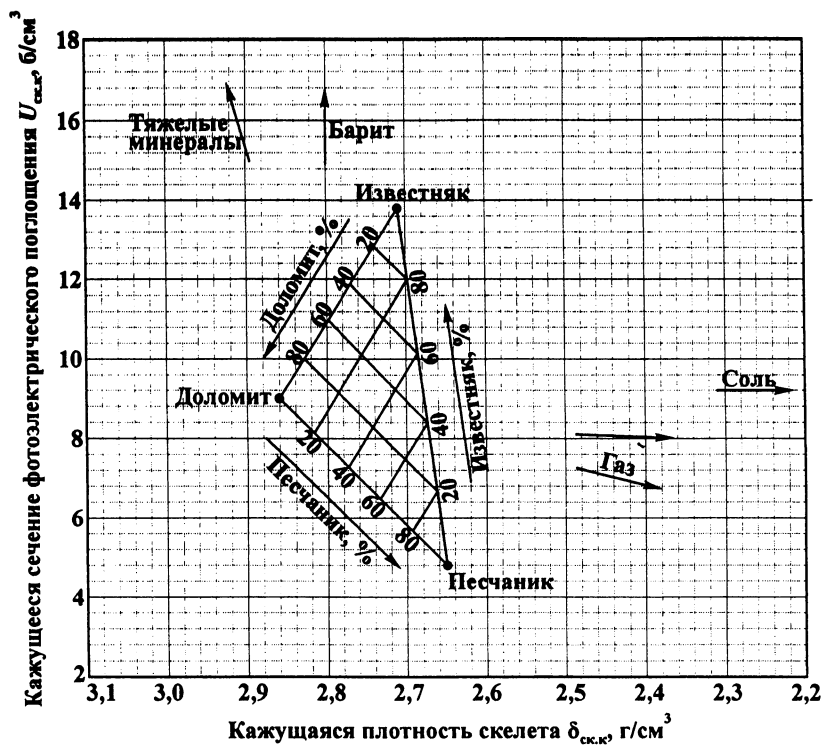


Рис. 67. Палетка для определения состава пород по показаниям литолого-плотностного метода [32]. Прибор Z-Densilog

Литолого-плотностной метод позволяет оценить состав скелета неглинистых пород для двухкомпонентной смеси (известняк и доломит, известняк и кремнистая компонента, доломит и кремнистая компонента), а также и коэффициент общей пористости для полученной смеси, используя палетку, приведенную на рис. 68.

В разрезах скважин селективный гамма-гамма метод в комплексе с плотностным методом позволяет решать целый ряд важных для промышленности задач. В нефтяных и газовых скважинах комплекс методов предназначен для определения литологического состава пород и коэффициентов общей пористости. В угленосных скважинах сочетание этих методов позволяет выделять каменные угли и оценивать их зольность. В рудных скважинах комплекс этих методов помогает выявлять скопления рудных минералов, характеризующихся повышенными плотностью и эффективным порядковым номером по сравнению с вме-

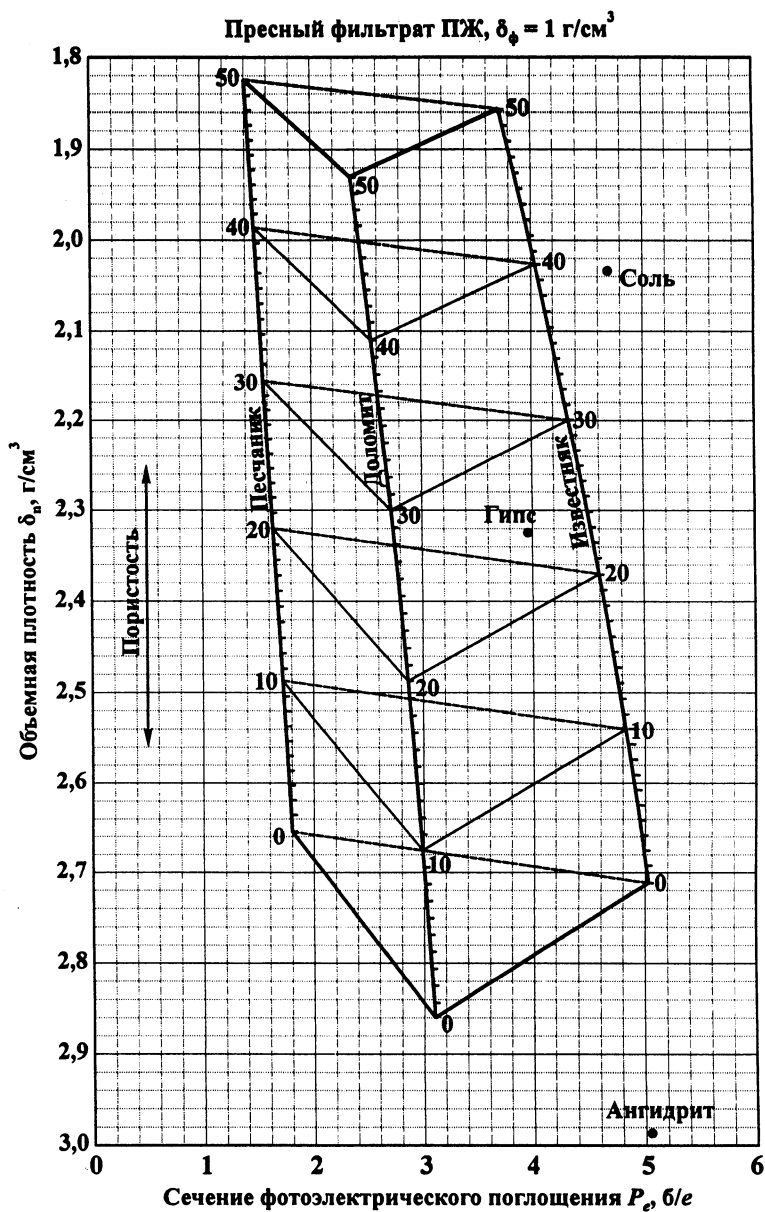


Рис. 68. Палетка для определения состава пород и коэффициента общей пористости по показаниям литолого-плотностного метода [32]. Прибор Z-Densilog

щающими породами. Кроме того, эти методы позволяют выделять хромитовые руды в толще вмещающих их змеевиков и серпентинитов, корунды среди кварцитов, колчеданные, марганцевые и железистые руды, а также бокситы, флюориты и полиметаллические скопления в разрезах скважин.

Задача 77. Комплекс методов ГИС, приведенный на рис. VI, выполнен в скважине, вскрывающей толщу карбонатных пород. Комплекс представлен методами естественной радиоактивности, нейтронным, плотностным, акустическим, сопротивления экранированного заземления, селективным гамма-гамма методом и кавернометрией. По показаниям комплекса плотностного и селективного гамма-гамма методов оценить состав пород и коэффициент пористости в некоторых интервалах разреза.

§ 14. НЕЙТРОННЫЕ МЕТОДЫ

Нейтронные методы исследования скважин регистрируют эффекты, возникающие в процессе облучения породы потоком нейтронов. В скважинной геофизике используются импульсные и стационарные источники быстрых нейтронов. В зависимости от типа источника, нейтронные методы подразделяются на стационарные и импульсные. При стационарных методах облучение породы осуществляется с помощью ампульных нейтронных источников, энергетический спектр которых не монохромный и изменяется от 1 до 10 МэВ, в зависимости от типа применяемого источника. Наиболее часто применяются полониево-бериллиевые и плутониево-бериллиевые источники быстрых нейтронов. Выход нейтронов (количество нейтронов в секунду на 1 кюри) для полониево-бериллиевого источника составляет примерно $1,9 \cdot 10^6$ нейтронов в секунду на 1 кюри полония.

Регистрация импульсных методов выполняется при облучении пород быстрыми моноэнергетическими нейтронами (энергией 14 МэВ) скважинных генераторов нейтронов, работающих в импульсном режиме. Выход нейтронов в зависимости от типа используемого генератора изменяется от $2 \cdot 10^6$ до $3 \cdot 10^8$ нейтронов в секунду.

СТАЦИОНАРНЫЕ НЕЙТРОННЫЕ МЕТОДЫ (НГМ, ННМ-Т и ННМ-НТ)

Нейтронные методы исследования скважин основаны на различной способности горных пород рассеивать и поглощать нейтроны.

Нейтроны высоких энергий по выходе из источника замедляются до тепловых ($E \approx 0,025$ эВ). Наиболее интенсивный замедлитель в породах – водород. Медленные или тепловые нейтроны характеризуются большой вероятностью захвата их ядрами атомов элементов той среды, в которой происходит замедление. В породах типичного осадочного комплекса наиболее вероятной реакцией при захвате нейтрона является $n\gamma$ -реакция радиационного захвата.

В результате $n\gamma$ -реакции возникает радиационное гамма-излучение, которое является измеряемым параметром в нейтронном гамма-методе – НГМ (первая модификация). Во второй модификации нейтронных методов измеряется плотность нейтронов в некотором удалении от источника. Если изучается плотность нейтронов тепловых энергий ($E \approx 0,025$ эВ), метод именуется нейтрон-нейтронным по тепловым нейтронам (ННМ-Т), если надтепловых ($E \approx 1$ МэВ), – нейтрон-нейтронным по надтепловым нейтронам (ННМ-НТ).

Кроме радиационного гамма-излучения (НГМ) и плотности нейтронов (ННМ) изучается пространственный декремент затухания плотности тепловых нейтронов α , который связан с полной длиной миграции тепловых нейтронов L_m :

$$\alpha = 1/L_m = 1/\sqrt{(L_z^2 + L_d^2)},$$

где L_z и L_d – соответственно длина замедления и диффузии нейтрона.

Существуют приборы двух типов, позволяющие производить измерения в скважинах – однозондовые и двухзондовые. Последние по сравнению с однозондовыми менее подвержены влиянию скважинных условий и поэтому позволяют повысить точность и надежность исследований. Скважинный прибор нейтронных методов имеет источник и один или два индикатора того или иного излучения. Расстояние от источника до середины индикатора есть длина зонда.

Нейтронные свойства пород характеризуются длиной замедления L_z и длиной диффузии L_d . Длина замедления уменьшается с увеличением суммарного водородосодержания среды. Наименьшие длины замедления наблюдаются в породах с большим водородосодержанием. Диффузионная длина убывает с увеличением водородосодержания и содержания в породах элементов с аномально высокими ядерными сечениями захвата. В осадочных породах и пластовых водах наиболее распространенным из этих элементов является хлор. Длина замедления и диффузионная длина зависят также от минерального и химического состава скелета породы.

Плотность тепловых нейтронов по мере удаления от источника нейтронов в однородных средах разного водородосодержания снижается по разным законам. В среде с высоким водородосодержанием, где малы длина замедления и диффузионная длина, плотность тепловых нейтронов на малых расстояниях значительна и быстро убывает по мере удаления от источника. В среде с меньшим водородосодержанием плотность тепловых нейтронов вблизи источника меньше и снижается с удалением от него медленнее, чем в первом случае.

Область пересечения кривых, выражающих указанные зависимости, именуется областью инверсионных зондов и соответствует длинам зондов 15–30 см. При длинах нейтронных зондов, больших инверсионных, плотность тепловых нейтронов в среде, окружающей индикатор, убывает с увеличением водородосодержания. Такие зонды используются на практике. Зонды НГМ чаще всего имеют размер 60 см, ННМ-Т и ННМ-НТ – 40–50 см. При изучении декремента затухания плотности тепловых нейтронов используются два или несколько зондов, имеющих разные размеры.

В табл. 22 приведены краткие сведения о приборах стационарных нейтронных методов. Зарубежные фирмы используют следующие приборы нейтронного каротажа: «Western Atlas» – CN 2420 и CN 2435, «Haliburton» – DSN-11, CNT-K и HDSN, «Schlumberger» – CNL.

Таблица 22

Основные характеристики аппаратуры для исследования разрезов скважин стационарными нейтронными методами и гамма-методом [2]

Скважинный прибор	Комплекс исследований	Тип прибора	Регистрируемые величины	d_0 , мм	p , МПа	t , °C
ДРСТ-2	ГМ, НГМ или ННМ	Однозондовый	Интегральные величины n - и γ -излучений	65	70	120
ДРСТ-3	ГМ, НГМ или ННМ	»	То же	60, 90	60, 100	120
СП-62	ГМ, НГМ	»	»	90	100	150
МНК-2 (МНК, К-7)	ГМ, ННМ	Многозондовый	Мощность экспозиционной дозы γ -излучения и декремент пространственного затухания плотности нейтронов	73	100	135

Продолжение табл. 22

Скважин- ный при- бор	Комплекс исследо- ваний	Тип прибора	Регистрируемые величины	d_n , мм	p , МПа	t , °C
РКС-2	ГМ, ННМ	Двухзондовый	Мощность экспози- ционной дозы γ -из- лучения и порис- тость пород	128	80	120
РКС-2 (К4-823)	ГМ, ННМ	»	Мощность экспози- ционной дозы γ -из- лучения и объемное влагосодержание	90	40, 80	120
РКС-3	ГМ, ННМ	»	То же	90	80	120
РК4-841	ГМ, ННМ	»	»	90	100	200
СРК	ГМ НГМ ННМ-Т ННМ- НТ	Однозондовый Двухзондовый »	»	89	120	200
МАРК-1	ГМ, ГГМ-П ННМ	Двухзондовый	Мощность экспози- ционной дозы γ -из- лучения, объемная плотность и объем- ное влагосодержа- ние	73	80	120
РК-9-1	ГМ НГМ ННМ-Т	Однозондовый Двухзондовый	Мощность экспози- ционной дозы γ -из- лучения и объемное влагосодержание	75	100	120
РК-9-2	ГМ НГМ ННМ-Т	Однозондовый Двухзондовый	То же	90	120	75
ГК/2ННК (Модуль НПЦ «Тверьгео- физика»)	ГМ ННМ-Т ННМ- НТ	Двухзондовый »	»	89 (мак- си- маль- ный)	120	120
РКЛ-М (Сборка МЕГА)	ГМ ННМ-Т	Двухзондовый	»	90	80	120
РК-02 (Мо- дуль ООО ГЕОМЕТР)	ГМ НМ	Двухзондовый, трехдетектор- ный, повышен- ной точности	»	73	80	120

ВОДОРОДОСОДЕРЖАНИЕ ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

В осадочных горных породах, поры которых насыщены водой или водой, нефтью и газом, общее содержание водорода оценивается водородным индексом, который равен отношению объемной концентрации атомов водорода в данной среде к его концентрации в пресной воде при нормальных условиях. В горных породах эту величину именуют эквивалентной влажностью w . Таким образом, водородный индекс для пресной воды $w_b = 1$. Объемная атомная концентрация водорода в нефтях близка к характеристике воды. Поэтому эквивалентная влажность нефти $w_n \approx w_b = 1$.

Водородный индекс минерализованной воды определяется формулой [13]

$$w_b = (1 - 0,36C_b)\delta_b/\delta_{b0}, \quad (52)$$

где C_b , δ_b и δ_{b0} — соответственно минерализация воды (в г/см³), плотность воды в пластовых и в нормальных условиях (при температуре 20 °С и давлении 0,1 МПа).

Водородный индекс нефти или газа $w_{n(r)}$ оценивается по формуле

$$w_{n(r)} = 9y\delta_{n(r)}/(12x + y), \quad (53)$$

где $\delta_{n(r)}$ — плотность нефти или газа в пластовых условиях; x и y — индексы в формуле состава нефти или газа C_xH_y .

Плотность газа определяют по формуле

$$\delta_r = p_{пл} T_0 \delta_{r0}/p_0 T_{пл} z, \quad (54)$$

где z — коэффициент сверхсжимаемости, оцениваемый по специальным палеткам, приведенным в работе [27]; δ_{r0} — плотность газа в нормальных условиях (p_0 , T_0); $p_{пл}$ и $T_{пл}$ — пластовые давление и температура (T_0 и $T_{пл}$ выражаются в кельвинах).

Для метана водородный индекс рассчитывается по формуле

$$w_{CH_4} = 9\delta_{CH_4}/4, \quad (55)$$

где величина δ_{CH_4} оценивается с помощью графика, приведенного на рис. 69.

Водородный индекс чистых, не содержащих химически связанной воды пород, насыщенных водой или нефтью с водой,

$$w_{пп} \approx w_{вп} = k_n w_b = k_{пп}. \quad (56)$$

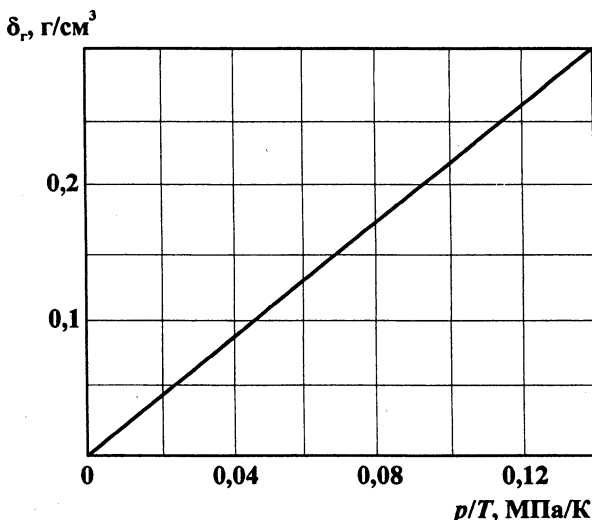


Рис. 69. Зависимость плотности метана от абсолютной температуры и давления

Поэтому водородный индекс (эквивалентная влажность) чистых пород численно равен их пористости. Для газонасыщенных пород

$$w_{\text{гн}} = k_{\text{п}}(k_{\text{в}}w_{\text{в}} + k_{\text{г}}w_{\text{г}}) = k_{\text{п}}(1 - k_{\text{г}}) + k_{\text{п}}k_{\text{г}}w_{\text{г}}. \quad (57)$$

Поскольку за счет низкой плотности газа по сравнению с водой и нефтью $w_{\text{г}} < w_{\text{п}} \approx w_{\text{в}}$, эквивалентная влажность газонасыщенных коллекторов меньше, чем водо- и нефтенасыщенных.

В глинистых коллекторах, скелет которых содержит кристаллизационную (химически связанную) воду,

$$w_{\text{гн}} \approx w_{\text{вп}} = k_{\text{п}} + k_{\text{гл}}w_{\text{св}}, \quad (58)$$

где $w_{\text{св}}$ – содержание связанной воды (табл. 23).

Таблица 23

Содержание связанной воды в некоторых минералах и породах [3]

Минерал	$w_{\text{св}}, \text{м}^3/\text{м}^3$	Порода	$w_{\text{св}}, \text{м}^3/\text{м}^3$
Каолинит	0,36	Гипс	0,49
Хлорид магнeзи- альный	0,34	Глина Волго-Уральской провинции, гидрослюдистая	0,25
Гидромусковит	0,17	Глина, представленная смесью рав- ных объемов каолинита, гидрослюды и хлорита	0,3
Монтмориллонит	0,13		

К таким же породам, содержащим химически связанную воду, относится гипс.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИАГРАММ, ПОЛУЧЕННЫХ ОДНОЗОНДОВЫМИ НЕЙТРОННЫМИ ПРИБОРАМИ

При исследовании скважин нейтронными методами регистрируется кривая изменения интенсивности излучения (гамма-излучения или плотности нейтронов) с глубиной, выражаемой либо скоростью счета (имп/мин), либо в условных единицах, представляющих собой отношение интенсивности в данной точке разреза к интенсивности излучения в баке с пресной водой – I/I_v .

Связь интенсивности излучения с эквивалентной влажностью горных пород w_n весьма сложна и изучена, в основном, с помощью моделирования некоторых частных случаев. Вид связи зависит от большого числа факторов (рис. 70, 71). В результате моделирования строят связи между величиной w_n и показаниями нейтронного метода, выраженные:

- в относительных единицах $I/I_v = f(w_n)$ (по отношению к показаниям в баке с пресной водой) (рис. 70, а);
- в единицах относительной амплитуды

$$\Delta J = (I - I_{\min}) / (I_{\max} - I_{\min}) = f(w_n), \quad (59)$$

где I , $I_{\min}$ и $I_{\max}$ – соответственно показания нейтронного метода в данной среде, в средах с минимальными и максимальными показаниями метода (рис. 71);

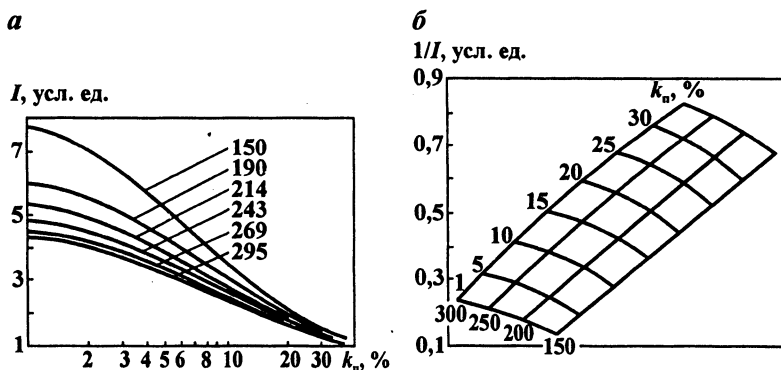


Рис. 70. Зависимость прямых – I_{ny} (а) и обратных – $1/I_{ny}$ (б) показаний НК-60 (ДРСТ-3-90) от эквивалентной влажности w_n , выраженной в единицах пористости известняка k_n . $C_\phi = C_v = 0$. Шифр кривых – диаметр скважины d_w , мм

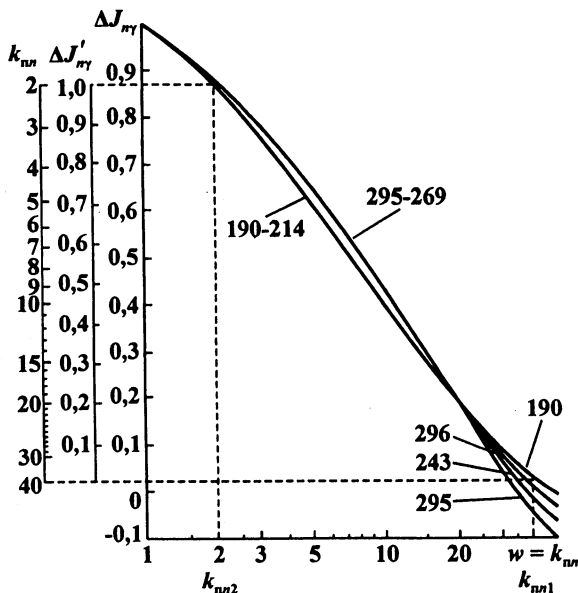


Рис. 71. Зависимость $\Delta J_{\pi\gamma} = f(w)$ для известняков (по данным ВНИИЯГТ).
Шифр кривых – d_c , мм; $\Delta J'_{\pi\gamma}$ – опорная амплитуда

– в обратных показаниях метода $1/I = f(w_n)$ (рис. 70, б) [19].

Способ относительной амплитуды существенно меньше зависит от величины диаметра скважины, поэтому более предпочтителен, чем способ относительных показаний. Кроме того, использование величины ΔJ позволяет избавиться от аддитивных a и мультипликативных b погрешностей измерения, поскольку каждый параметр, входящий в формулу определения ΔJ , характеризуется обоими типами погрешностей:

$$I = a + bI_n, I_{\min} = a + bI_{\min.и} \text{ и } I_{\max} = a + bI_{\max.и},$$

где I_n , $I_{\min.и}$ и $I_{\max.и}$ – истинные скорости счета в пласте, в опорной среде с минимальными и максимальными показаниями нейтронного метода. При подстановке этих выражений в формулу (59) значения погрешностей a и b в числителе и знаменателе сокращаются.

Зависимости $I/I_b = f(w_n)$ в области высоких значений пористости для однозондовых приборов НГМ и ННМ нелинейны и слабо дифференцированы. В этих случаях для перехода от показаний метода к величине w_n используют обратное значение пока-

заний $1/I$ [25], поскольку зависимость $1/I = f(w_n)$ близка к линейной, что повышает точность определений эквивалентной влажности w_n в области высоких ее значений.

При измерениях в неоднородной среде, окружающей скважинный прибор, на его показания влияет не только изучаемый пласт, но и скважина, глинистая корка, хлорсодержание в скважине и породе, конструкция скважины и прибора и т.д. В связи с этим при получении зависимости $I/I_b = f(w_n)$ моделирование производилось в стандартных условиях, отклонение от которых изменяет величину регистрируемой интенсивности. Это требует, в свою очередь, при решении обратной задачи приведения показаний к тем же условиям, для которых были получены зависимости $I/I_b = f(w_n)$.

Эквивалентная влажность пород w_n – главный параметр, который определяется при интерпретации диаграмм нейтронных методов; ее часто именуют нейтронной пористостью k_{nn} , по величине которой определяют общую пористость пород.

Факторы, влияющие на отклонение изучаемой в скважине интенсивности излучения от стандартной, делятся на две группы. К первой относится влияние скважинных условий: диаметр скважины, плотность раствора, толщина глинистой корки, хлорсодержание раствора, пластовой воды и др. Ко второй группе относятся петрофизические факторы: наличие минералов с большим содержанием связанной воды (глины, гипс); различие в химических составах скелета пород и сред, в которых произведено моделирование; изменение плотности и газосодержания пород, влияние температуры и давления и др.

Все эти факторы необходимо учитывать при интерпретации.

Схема интерпретации диаграмм нейтронных методов (рис. 72). Первый предварительный этап обработки одинаков для всех методов радиометрии и заключается в приведении показаний к условиям бесконечной мощности I_∞ (или бесконечно малой скорости записи диаграммы).

Вторым этапом обработки, отличающим нейтронный гамма-метод от остальных нейтронных методов, является вычитание гамма-фона из показаний, записанных при регистрации НГМ в скважине. В дальнейшей интерпретации под величиной I подразумевается разность $I_{n\text{пер}} - kI_\gamma$. Здесь I_γ – показания кривой ГМ; k – коэффициент, учитывающий разницу в чувствительностях γ -индикаторов, стоящих в каналах ГМ и НГМ. Для аппаратуры ДРСТ-3 $k = 0,15$, для ДРСТ-1 $k = 0,3 \div 0,35$. Нейтрон-нейтронные методы по тепловым и надтепловым нейтронам в такой поправке не нуждаются.

Дальнейшая схема интерпретации нейтронных методов аналогична схеме обработки диаграмм ГМ. В практике используется

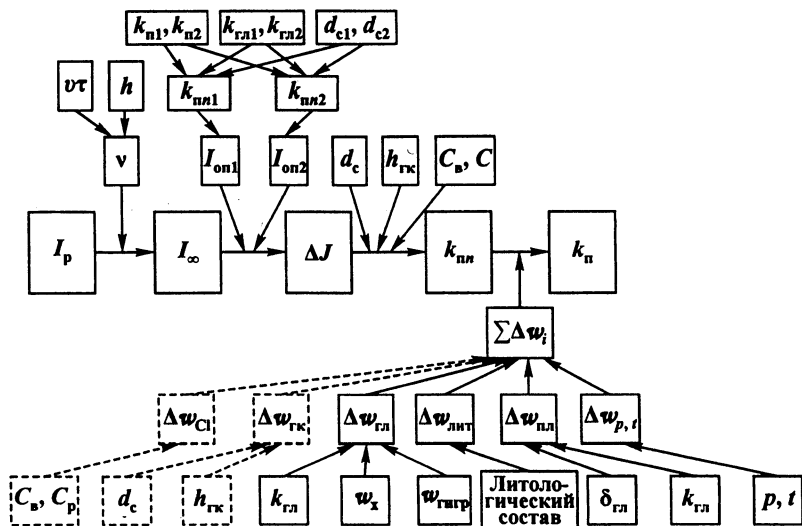


Рис. 72. Блок-схема интерпретации диаграмм нейтронных методов

только метод относительных амплитуд, основанный на вычислении относительной амплитуды

$$\Delta J = (I - I_1) / (I_2 - I_1),$$

где $I_2 - I_1$ – опорная амплитуда, равная разности показаний кривой нейтронного метода в двух пластах с известными значениями эквивалентной влажности или нейтронной пористости k_{nn} . Для опорных пластов с I_1 и I_2 должны быть известны их пористости, глинистости и скважинные условия. Интенсивности излучения в опорных пластах либо приводятся к условиям, для которых была получена зависимость $\Delta J = f(w_n)$, либо значения кажущейся влажности w_k , полученные при отклонении этих условий от модели, приводятся затем к стандартным с помощью поправок, вводимых в значение k_{nn} .

Существуют два подхода к дальнейшей обработке. Первый подход [5] разделяет поправки, вводимые в интенсивность излучения или ΔJ для приведения к стандартным скважинным условиям, и петрофизические поправки, вводимые в k_{nn} (см. рис. 72). В этом случае переход от ΔJ к k_{nn} осуществляется по кривым $\Delta J = f(w_n)$, полученным для заданных d_c, C_b, C_p и $h_{гк}$ [13, 19]. При переходе от k_{nn} к k_n вводятся петрофизические поправки в виде постепенного вычитания $\Delta w_{гг}, \Delta w_{лит}, \Delta w_{пл}, \Delta w_{p,t}$ – поправок соответственно на глинистость, разницу в литологическом составе,

плотности, на давление и температуру опорных и исследуемых пластов. Второй подход [25] предусматривает введение части поправок, связанных с влиянием скважинных условий также в $k_{пн}$. Это поправки Δw_{cl} , $\Delta w_{гк}$, учитывающие влияние хлорсодержания (C_b , C_p) в пласте и скважине и толщины глинистой корки ($h_{гк}$). На схеме (см. рис. 72) эти поправки показаны пунктиром.

В результате учета всех влияющих факторов по данным нейтронных методов находят коэффициент пористости пород. Заметим, что в общем случае для определения пористости по диаграммам нейтронных методов интерпретатор должен располагать большой исходной информацией. Схема интерпретации заметно упрощается, если скважинные условия опорных и исследуемых пластов одинаковы, литологический состав, концентрация солей в водах и буровом растворе постоянны, температура и давление практически неизменны.

В этих случаях из всех перечисленных в схеме требуется учет только небольшого числа факторов и диаграмма нейтронного метода может быть перестроена в диаграмму $k_{пн}$, а если разрез представлен чистыми известняками, – в диаграмму $k_{п}$.

Средства преобразования показаний нейтронных методов и условия применения поправок.

1. Для получения ΔJ требуется иметь в разрезе опорные пласты, с помощью которых скважинные измерения привязываются к результатам моделирования. Опорными пластами служат глины и плотные породы с предельными значениями эквивалентной влажности или любые пласты с известными пористостью и составом. В практике используются следующие среды в качестве опорных пластов:

1) глины с каверной ($d_c > 40$ см); $l_k > l_{пр}$ – прибор лежит на стенке скважины; $k_{пн}$ опорного пласта вычисляется как средняя величина $k_{п}$ глин и w_p раствора; часто используется среднестатистическое значение $k_{пн} - 40\%$ (иногда 60% в глинах молодого возраста);

2) плотные породы – чистые известняки, ангидриты; $k_{пн} = 1 \div 2\%$.

3) плотные пласты с глинистыми примесями; для них $k_{пн}$ вычисляется исходя из пористости, глинистости и скважинных условий.

Разность показаний ($I_2 - I_1$) дает опорную амплитуду. Если разрез карбонатный и глинистый материал отсутствует, шкала $\Delta J = f(w_{п})$ может быть построена прямо на диаграмме $I_{пг}$ или $I_{пн}$.

2. Переход от ΔJ к $k_{пн}$ с одновременным учетом влияния d_c , $h_{гк}$, C_b и C_f осуществляется путем использования зависимостей $\Delta J = f(w_{п})$ для тех же значений d_c , C_b , C_f , $h_{гк}$ [13, 19, 25] или вве-

дением поправок Δw_{Cl} и $\Delta w_{гк}$ в величину $k_{пл}$, найденную без учета хлорсодержания и глинистой корки. Шкала $k_{пл}$ может быть построена графически аналогично тому, как это было показано при определении глинистости по ГМ (см. пример 39).

3. Введение поправки на влияние глинистости осуществляется вычитанием избытка эквивалентной влажности $\Delta w_{гг}$ по формуле (58), где $\Delta w_{гг} = k_{гг}w_{св}$. Количество связанной с глинистыми минералами воды (см. табл. 23) должно быть определено для данного района в результате соответствующих исследований на образцах керна [1, 3]. При учете влияния глинистости на показания нейтронных методов следует учитывать также различие в плотности глинистых минералов и неглинистой пористой среды того же водородосодержания (плотностная поправка). Вклад этой поправки менее значим, чем поправки на содержание связанной воды. Учет этого фактора можно производить в соответствии с методическими рекомендациями, приведенными в [13]. Кроме того, возможен совместный одновременный учет этих двух факторов при интерпретации данных нейтронных методов, приведенный в [19]. Значения поправок на оба эти фактора в данном подходе приводятся в табличном виде в соответствии с составом глинистого вещества, типом аппаратуры и значением эквивалентной влажности породы.

4. Поправка на отклонение литологического состава от условий моделирования не вводится, если опорные и изучаемые пласты одинаковы по химическому составу минералов скелета, поскольку изменение относительной амплитуды ΔJ мало чувствительно к минеральному составу скелета пород. Эта поправка учитывается лишь в том случае, когда опорный пласт с максимальными показаниями отличается от изучаемых пород. Например, если он представлен известняком, а пористость определяется для песчаников, или опорный пласт – ангидрит, а пористость устанавливается для известняков или доломитов. В этих случаях поправка может вводиться двумя способами: либо пересчетом интенсивности излучения против опорного пласта на другую литологию, либо введением литологической поправки $\Delta w_{лит}$ в величину $k_{пл}$. В последнем способе для учета литологической поправки используются графики, приведенные на рис. 73 и 74 для определенных типов аппаратуры и состава пород. Для терригенных пород используется рис. 73, для карбонатных пород – рис. 74 [19].

5. В газоносных пластах показания нейтронных методов существенно выше, чем в водонасыщенных пластах при прочих равных условиях. Поправка на влияние газонасыщения порового пространства должна учесть различие значений водородного индекса воды и газа и их плотностей (плотностная поправка). Учет

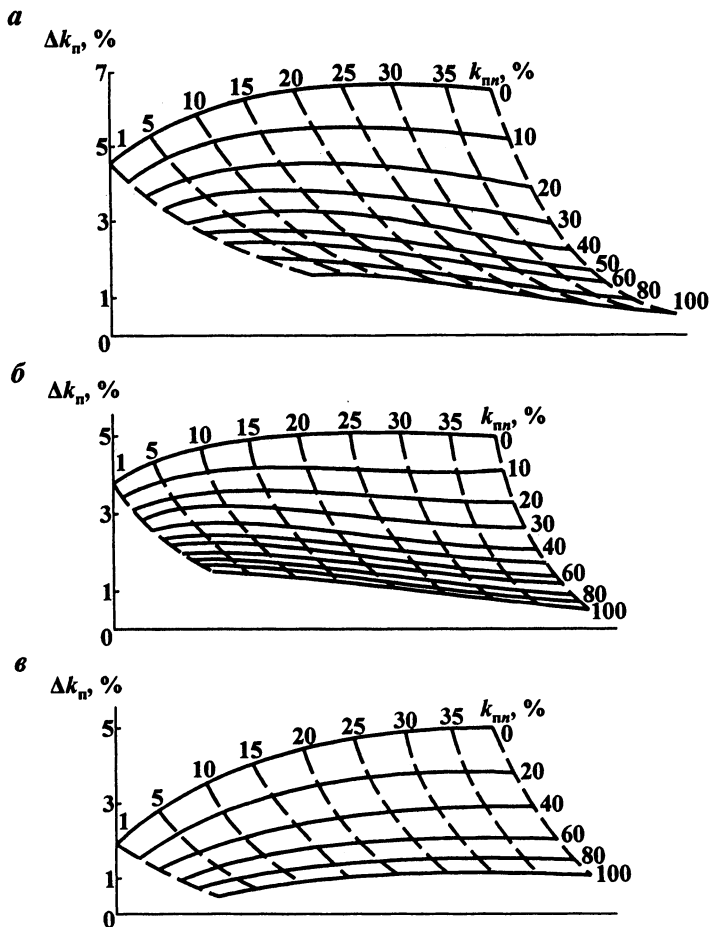


Рис. 73. Поправка на влияние минерального состава скелета терригенных пород в показания нейтронных методов для серийной аппаратуры нейтронного каротажа:

a – зонд НГК-60 скважинных приборов ДРСТ-3-90 и СП-62; *б* – зонд НКТ прибора ДРСТ-3-90; *в* – зонды НКТ аппаратуры К-7. Шифр кривых – содержание полевого шпата в кварцевых песчаниках, %. Линия $\Delta k_n = 0$ соответствует известняку [19]

влияния газа можно выполнить двумя способами. Первый способ позволяет учесть эти два фактора отдельно [13]:

$$w_{\text{гп}} = k_{\text{п}}(k_{\text{в}}w_{\text{в}} + k_{\text{г}}w_{\text{г}}) - \Delta w_{\text{пл}} = k_{\text{п}}(1 - k_{\text{г}}) + k_{\text{п}}k_{\text{г}}w_{\text{г}} - \Delta w_{\text{пл}}. \quad (60)$$

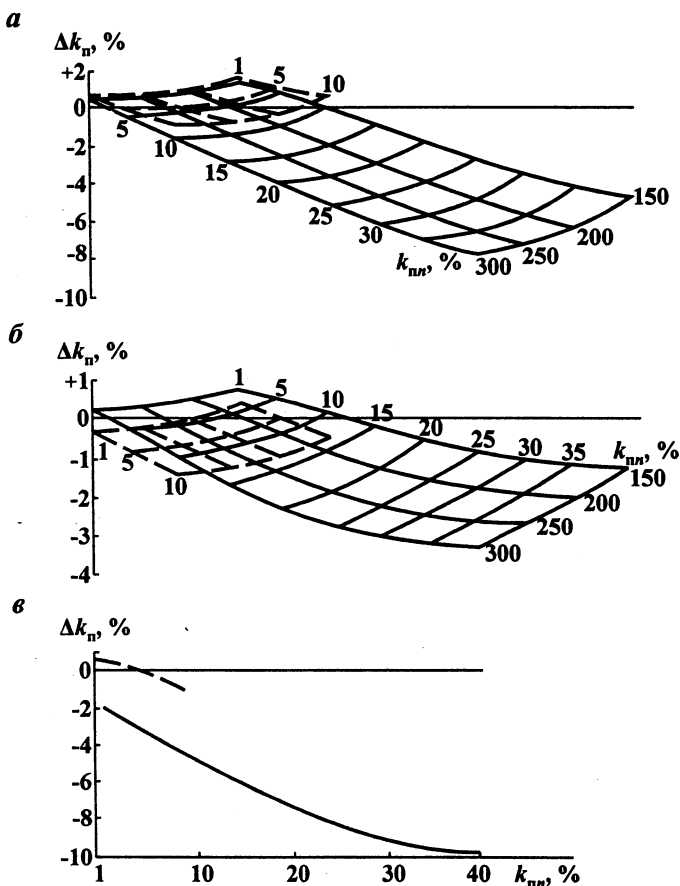


Рис. 74. Поправка на влияние минерального состава скелета карбонатных пород в показания нейтронных методов для серийной аппаратуры нейтронного каротажа:

а – зонд НГК-60 скважинных приборов ДРСТ-3-90 и СП-62; *б* – зонд НКТ-50 прибора ДРСТ-3-90; *в* – зонды НКТ прибора К-7. Шифр кривых – диаметр скважины, мм. Сплошные линии соответствуют доломиту, пунктирные – ангидриту. Линия $\Delta k_n = 0$ соответствует известняку [19]

Поправка на влияние газа составит $\Delta k_n = k_n k_r (w_v - w_r) - \Delta w_{пл}$. В соответствии с рекомендациями [13] для расчета этой поправки требуется знание водородного индекса и плотности газа, а также коэффициента газонасыщения k_r .

Второй способ позволяет учесть эти два фактора одновременно [19] в случае, если в составе пластового газа преобладает метан (рис. 75). Оценка суммарной поправки на наличие метана

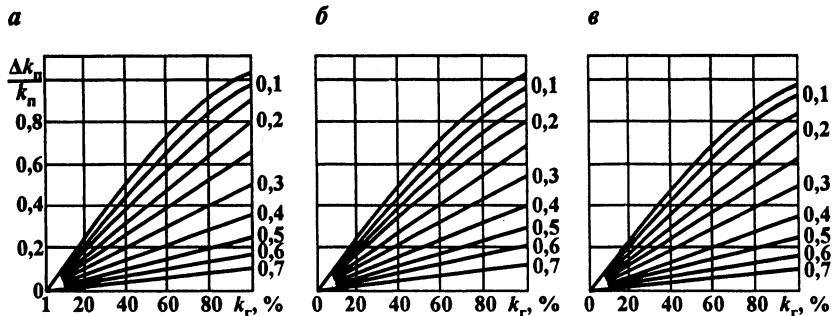


Рис. 75. Поправка в значения пористости Δk_n на влияние газонасыщения метаном для зондов НК-Т аппаратуры К-7 (а), ДРСТ-3-90 (б) и НГК-60 (в) аппаратуры ДРСТ-3-90 (по данным Б.К. Журавлева, В.А. Велижанина, Ф.Х. Еникеевой, 1984).

Диаметр скважины 200 мм. Шифр кривых – плотность газа, г/см³

производится при известных значениях коэффициента газонасыщенности, плотности газа и эквивалентной влажности среды.

6. Поправки на температуру и давление [3] вводят только в том случае, когда для опорных и исследуемых пластов эти параметры существенно различаются.

Пример 44. Обработать диаграмму нейтронного гамма-метода, записанную прибором ДРСТ-1 (см. рис. 60). Измерения проведены в открытом стволе; $d_c = 0,2$ м; $\rho_p = 1,9$ Ом·м; скорость регистрации диаграммы 350 м/ч; $\tau = 12$ с.

1. Просматриваем диаграмму, определяем границы пластов по правилам, общим для всех методов радиометрии. Находим пласты с максимальным водородосодержанием, которым соответствует $I_{n\gamma min}$, убеждаемся, что это глины с кавернами. Находим пласты с минимальным водородосодержанием – это пласты наиболее чистых известняков, которые имеют $I_{n\gamma max}$. Все остальные пласты с промежуточной интенсивностью излучения обладают промежуточным водородосодержанием.

2. В кривую НГМ вводим поправку v , исключая влияние скорости регистрации и инерционности аппаратуры. Получается ступенчатая кривая (в пластах 2–5 изображена пунктиром).

3. Из ступенчатой диаграммы вычитаем значение гамма-фона, информацию о котором получаем по кривой ГМ. Величина поправки определяется исходя из типа примененного индикатора. Индикатор в канале ГМ – кристалл размером 30×70, в канале НГМ – 30×30. Поправочный коэффициент $k = 0,47$ (определен опытным путем). Следовательно, поправка $I_{\gamma\phi} = 0,47I_{\gamma}$. Она существенна только в тех пластах, где велики показания ГМ, т.е. для

перечисленных пластов в интервалах 2–4 и некоторых участках пласта 5. Введение этой поправки смещает показания ступенчатой диаграммы в сторону меньших значений (показано в виде смещения от пунктирной прямой на величину kI_1).

4. В результате предварительной обработки получаем ступенчатую диаграмму $I_{\pi\gamma}$, приведенную во всех точках к пластам бесконечной толщины и без гамма-фона. На этой диаграмме выделяем опорные пласты: чистый известняк (1) – $I_{\pi\gamma\max}$ и глины с кавернами (2, 3, 4) – $I_{\pi\gamma\min}$.

На диаграмме проводим линии $I_{\pi\gamma\max}$ и $I_{\pi\gamma\min}$, расстояние между которыми равно опорной амплитуде:

$$I_2 - I_1 = I_{\pi\gamma\max} - I_{\pi\gamma\min} = \Delta I_{\pi\gamma\text{оп.}}$$

5. На отдельной полоске бумаги построим шкалу относительной амплитуды

$$\Delta J_{\pi\gamma} = (I_{\pi\gamma} - I_{\pi\gamma\min}) / (I_{\pi\gamma\max} - I_{\pi\gamma\min}), \quad (61)$$

которая показана в верхней части диаграммы. Для этого снимем опорную амплитуду на полоску бумаги и разделим ее равномерно на десять частей от 0 до 1.

6. Для перевода шкалы ΔJ в $k_{\pi\pi}$ соберем информацию о характере опорных пластов. Эквивалентную влажность глины с каверной ($d_c > 40$ см) часто заменяют пористостью $k_{\pi\pi} = 40$ %; чистые известняки в данном разрезе имеют пористость $k_{\pi\pi} = 2$ % и нулевую глинистость. Таким образом $k_{\pi\pi1} = 40$ %, $k_{\pi\pi2} = 2$ %. Показания против этих пластов $I_{\pi\gamma\max}$ и $I_{\pi\gamma\min}$.

7. Построим новую шкалу относительной амплитуды с учетом опорных пластов, отличающихся от используемых при изображении основной зависимости (см. рис. 71).

8. Перестроим шкалу относительной амплитуды диаграммы в шкалу $k_{\pi\pi}$ (шкала диаграммы НГМ на рис. 60). Для этого можно воспользоваться следующими приемами.

Перестроить шкалу $\Delta J_{\pi\gamma}$ палетки с учетом новой опорной амплитуды в шкалу $k_{\pi\pi}$ графически. Для этого найдем на рис. 71 значения $k_{\pi\pi1}$ и $k_{\pi\pi2}$ опорных пластов и снимем на полоску бумаги или прозрачной пленки отрезок $\Delta I_{\pi\gamma\text{оп.}} = I_{\pi\gamma2} - I_{\pi\gamma1}$, равный опорной амплитуде в масштабе палетки. Перемещая этот отрезок на полоске бумаги или пленки параллельно оси ординат, не сдвигая по вертикали, в точках $k_{\pi\pi} = 3, 5, 10, \dots, n$ %, отметим соответствующие им значения ΔJ на строящейся шкале, а против этих штрихов поставим значения $k_{\pi\pi}$. Поскольку масштаб полученной шкалы $k_{\pi\pi}$ не соответствует масштабу диаграммы, приведем ее к величине опорной амплитуды в масштабе диаграммы.

Вспользуемся вспомогательным треугольником (рис. 76). Для этого на вторую полоску бумаги снимем опорную амплитуду в масштабе диаграммы. Положим обе полоски на основания двух подобных треугольников сетки и перенесем штрихи $k_{пн}$ с одной шкалы на другую.

9. Полученная шкала $k_{пн}$ в масштабе диаграммы НГМ позволяет снять значение $k_{пн}$ для любого пласта. Так, например, для пласта 5 сверху вниз отсчитываем $k_{пн}$, равный 10, 13,5, 15, 17, ..., n %; для пластов 6–8 соответственно 3,7, 5,1, 5,3 %. Отмечаем, что из поправок $\sum \Delta w_i$ требуются лишь поправки $\Delta w_{гг}$ и $\Delta w_{лит}$. Последняя вводится только в пределах пласта 5, поскольку он является песчаником, а опорный пласт 1 – известняком.

В связи с этим ряд отсчетов $k_{пн}$ в пределах пласта 5 после поправки на литологию даст значения $k_{пн} \approx +6$ %. Поправка на глинистость вводится исходя из $C_{гг}$, определенного по ГМ. Так, для пласта 5 определяется величина $k_{гг} \approx C_{гг}(1 - k_{пн}) = 0,12(1 - 0,10) = 0,108$; $\Delta w_{гг} = k_{гг}w_{св} = 0,108 \cdot 0,2 = 0,0216$ или 2,1 %. Таким образом, в кровле пласта 5 первый слой имеет пористость $k_{п} = k_{пн} + \Delta w_{лит} - \Delta w_{гг} = 10 + 6 - 2,1 = 13,9$ %. В интервале 6 $k_{пн} = 3,7$ %; $\Delta w_{гг} = k_{гг}w_{св} = C_{гг}(1 - k_{пн})w_{св} = 0,07(1 - 0,037) \cdot 0,1 = 0,0067$ или 0,67 %; $k_{п} = 3,7 - 0,67 = 3$ %. В интервалах 7 и 8, где глинистость практически равна нулю, $k_{п} = k_{пн}^{*)}$.

Задачи

78. Оценить пределы изменения эквивалентной влажности в песчаных коллекторах одного из нефтяных месторождений Татарии, если коэффициент пористости $k_{п}$ изменяется от 15 до 23 %, а глинистость $C_{гг}$ – от 0 до 12 %; $w_{св} = 0,2$.

79. Оценить пределы изменения эквивалентной влажности глинистого песчаника, если его пористость изменяется в пределах 11–29 %, а глинистость – 10–40 %. Сделать выводы о возможностях изучения глинистых коллекторов по данным нейтронного гамма-метода; $w_{св} = 0,3$.

80. Оценить пределы изменения эквивалентной влажности в карбонатных отложениях дсвона одного из нефтяных месторождений Башкирии, если пористость по разрезу изменяется от 8 до 17 %; нерастворимый остаток $k_{но}$ изменяется от 0 до 17 %; $w_{св} = 0,1$.

81. Оценить пределы изменения эквивалентной влажности газонасыщенного песчаного коллектора с пористостью 26 %, газонасыщенностью в зоне проникновения 35 %, а после расформирования зоны проникновения – 80 %.

^{*)}Значения $w_{св} = 0,2$ для глин и $w_{св} = 0,1$ для известняков взяты на основании специальных исследований.

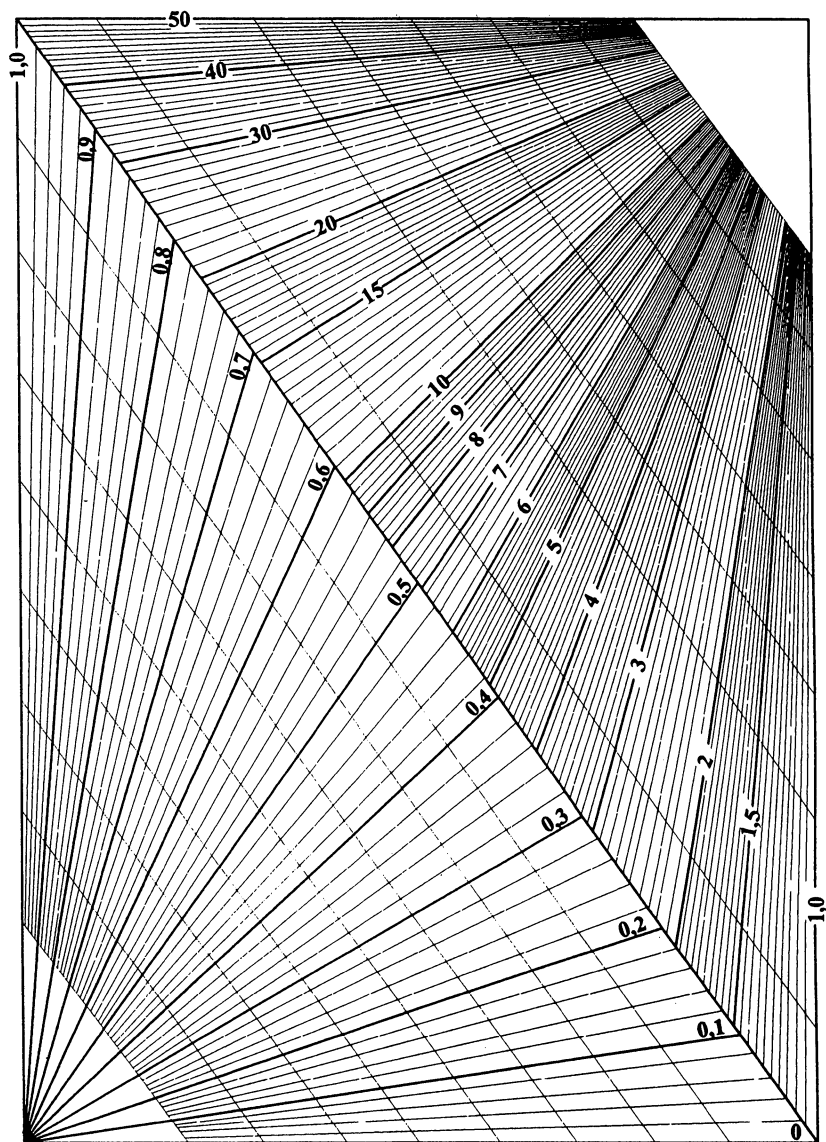


Рис. 76. Масштабные треугольники для построения шкал на диаграммах с различной длиной опорных амплитуд

82. Оценить эквивалентную влажность опорных пластов неразмытых глин, если глубина залегания их изменяется от 1000 до 3000 м (см. табл. 27), а содержание связанной воды $w_{св} = 0,25 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

83. Построить шкалу $k_{пп}$ для диаграммы ННМ-Т, если величина опорной амплитуды на диаграмме составляет 156 мм. Опорными являются пласт размытых глин с $d_c = 0,32 \text{ м}$, $k_{п} = 12 \%$, $w_{св} = 0,28$ и известняк пористостью 1; 2; 5,5 %; $d_c = 0,2 \text{ м}$.

84. Построить шкалу $k_{пп}$ для диаграммы ННМ-Т-40, если отклонение кривой от пласта неразмытых глин до опорного пласта песчаника составляет 11 см; $I_{н, \text{гм}}$ соответствует пласту глин неразмытых; $d_c = d_{п} = 0,24 \text{ м}$. Вторым опорным пластом служит песчаник с мало изменяющейся средней пористостью 24 %. Запись проведена зондом ННМ-Т-40; $\rho_p = 2,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\delta_p = 1,22 \cdot 10^3 \text{ кг}/\text{м}^3$; удельное сопротивление пластовой воды $\rho_v = 0,12 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

85. Провести обработку и интерпретацию диаграмм НГМ и ГМ, изображенных на рис. 60. Определить величину нейтронной пористости. Диаграммы зарегистрированы прибором ДРСТ-1; $d_c = 0,2 \text{ м}$; $\delta_p = 1,2 \cdot 10^3 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\rho_p = 1,9 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; скорость регистрации $v = 350 \text{ м}/\text{ч}$; $\tau = 12 \text{ с}$. Сведения об опорных пластах: глины с преобладанием гидрослюд – $k_{гл} = 80 \%$, $w_{св} = 0,25$; известняки чистые – $k_{п} = 2 \div 3 \%$, $k_{гл} = 0$. Кристаллы в каналах ГМ и НГМ соответственно 30×70 и $30 \times 30 \text{ мм}$.

86. Определить коэффициент истинной пористости газонасыщенного пласта, представленного чистым известняком, если коэффициент нейтронной пористости, полученный по показаниям зонда НГК-60 (аппаратура ДРСТ-3-90), составляет 15 %. Пластовые давление и температура соответственно равны 18 МПа и 60 °С. Пластовый газ преимущественно метанового состава, коэффициент остаточного газонасыщения в ближней зоне составляет 30 %.

87. Оценить значение поправки на плотностной эффект за счет газонасыщения пласта для условий предыдущей задачи. В первом варианте расчетов принять значение минерализации пластовой воды, равное 20 г/л, во втором – равное 250 г/л.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИАГРАММ, ПОЛУЧЕННЫХ ДВУХЗОНДОВЫМИ НЕЙТРОННЫМИ ПРИБОРАМИ [24, 25]

При интерпретации диаграмм НМ, полученных с двухзондовыми или многозондовыми нейтронными приборами, коэффициент нейтронной пористости находится через декремент пространственного затухания плотности тепловых нейтронов α или определяющую его величину A :

$$A = I_M/I_B; \quad (62)$$

$$\alpha = \ln(I_M/I_B)/\Delta L = \ln A/\Delta L, \quad (63)$$

где I_M и I_B – интенсивности излучения, регистрируемые на расстояниях L_M и L_B от источника излучения; $\Delta L = L_B - L_M$. Интенсивности излучения I_M и I_B выражаются в условных единицах (или имп/мин), т.е. калибруются по показаниям малого и большого зондов в пресной воде. Перед получением отношения A величины интенсивностей подлежат приведению к бесконечной толщине пласта путем введения обычной поправки $v = f(v, \tau, h)$.

Для многозондовой аппаратуры К-7 схема интерпретации, таким образом, выглядит так:

$$\left. \begin{array}{l} I_M \rightarrow I_{M\infty} \\ I_B \rightarrow I_{B\infty} \end{array} \right\} \rightarrow A \rightarrow \alpha \rightarrow (k_{пн}) \rightarrow k_{п}.$$

Переход от A к α осуществляется с помощью калибровочного графика, приведенного на рис. 77.

Переход от α к $k_{пн}$ требует использования кривой, соответствующей скважинным условиям (d_c , C_p , C_b). Величина $k_{пн}$ подлежит последующей корректировке, если условия измерений не соответствуют модели, для которой получена зависимость $\alpha = f(k_{пн})$.

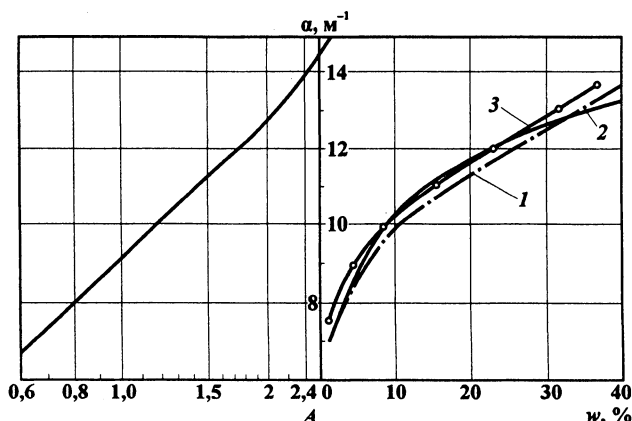


Рис. 77. Кривые зависимостей $A = f(\alpha)$ и $\alpha = f(w)$ для определения $w_k = k_{пн,к}$ по данным МНК (К-7) [24]:

$d_c = 0,19$ м; известняк; 1 – $C_\phi = C_a < 3$ г/л NaCl; 2 – $C_\phi = C_a = 170$ г/л NaCl; 3 – скважина обсаженная, $d_{кол} = 0,146$ м

Перед интерпретацией диаграммы аппаратуры К-7 проходят многократный контроль качества, обеспечиваемый возможностями аппаратуры (наличие дополнительных большого и малого зондов, проверка стабильности работы аппаратуры в отдельных точках интервала записи и др.). Контроль качества производится с помощью записи показаний метода на контрольных точках, при неподвижном положении зонда. При этом записываются показания основной пары зондов ($L_M = 41$ см и $L_B = 56$ см) и дополнительной пары ($L_{MD} = 61$ см и $L_{BD} = 76$ см), что обеспечивается специальным дистанционным устройством, которое удаляет индикаторы плотности тепловых нейтронов на расстояние $\Delta l = 0,2$ м относительно их прежнего положения.

На контрольных точках рассчитывается значение α для малого зонда по показаниям малого I_M и малого дополнительного зондов I_{MD} :

$$\alpha_M = \ln(I_M/I_{MD})/\Delta l = \ln(I_M/I_{MD})/0,2,$$

а также значение параметра $A = I_M/I_B$.

Калибровка показаний прибора осуществляется по значениям α_{Mi} малого зонда и A_i по показаниям малого и большого зондов, полученным на каждой i -й контрольной точке, путем нанесения результатов калибровки прибора в поле эталонного графика $A = f(\alpha_M)$. При несоответствии результатов калибровки эталонному калибровочному графику производят коррекцию показаний метода, учитывая разницу ΔA_i между значениями A_i и $A_{эт}$ ($\Delta A_i = A_i - A_{эт}$) на каждой контрольной точке. При этом строят график изменения значений невязки ΔA_i с глубиной, равномерно распределяя значение невязки между контрольными точками. Затем рассчитывают значение невязки и вычитают его в каждом интервале глубин из значений A_i , приводя таким образом показания метода к эталонным, что обеспечивает увеличение надежности получаемых данных.

Пример 45. Произвести интерпретацию диаграмм НМ, записанных аппаратурой МНК (К-7), в интервале скважины (см. рис. IV). Выделим в заданном интервале участок коллектора на глубине 2839–2842 м.

Снимем отсчеты (в имп/мин): $I_M = 10\,000$, $I_B = 7250$; получим $A = 1,38$.

Вычислить из этого отношения величину α (m^{-1}) по формуле (63) нельзя, так как чувствительности каналов к излучению различны. Используем переход от A к α , учитывающий этот фактор

(см. рис. 77). Найдем $\alpha = 11 \text{ м}^{-1}$ и по этой величине по данным рис. 77 найдем $k_{\text{пл.к}} = 14 \%$, $\Delta k_{\text{пл.лит}} = 2,1 \%$ ^{*)}, $k_{\text{п}} = 16,1 \%$.

Задача 88. Произвести послойное определение $k_{\text{пл.к}}$ на участке разреза (см. рис. IV, V). Отметить диапазоны изменения $k_{\text{пл.к}}$ в коллекторах, плотных и глинистых разностях. Объяснить, какая информация необходима для перехода от $k_{\text{пл.к}}$ к $k_{\text{п}}$.

ИМПУЛЬСНЫЕ НЕЙТРОННЫЕ МЕТОДЫ

Импульсные нейтронные методы (ИНМ) основаны на облучении горных пород импульсными потоками быстрых нейтронов, излучаемых скважинными генераторами нейтронов, и измерении в промежутках между импульсами характеристик нестационарных полей тепловых нейтронов (ИННМ) или вторичного гамма-излучения радиационного захвата (ИНГМ). Различие этих методов состоит в том, что показания ИНГМ требуют корректировки на вклад естественного гамма-фона и менее зависят от свойств среды, заполняющей скважину. Помимо этих модификаций метода в промышленности используется спектральный вариант ИНГМ-С, который позволяет определить элементный состав горных пород, в том числе и выполнить С/О каротаж.

Импульсные методы, в отличие от стационарных, изучают поведение нейтронных полей или гамма-квантов во времени.

Импульсные методы бывают однозондовые (приборы ИГН-4 и ИГН-6) и двухзондовые (приборы ИНМ-2, ИНК-7, ИНК-9). Современная аппаратура импульсного нейтрон-нейтронного каротажа – АИНК-89 характеризуется наличием четырех измерительных зондов, что позволяет измерять не только временное, но и пространственное распределение тепловых нейтронов в объеме скважины. Для выполнения С/О каротажа и элементного анализа горных пород разработана современная отечественная аппаратура АИМС, ЦСП-С/О-90, МАРКА-ИНГС. Зарубежные фирмы используют следующие типы аппаратуры для решения этих задач: RST B («Schlumberger»), PSGT («Hulliburton») и MSI C/O («Baker Atlas»).

Длина зонда в однозондовой модификации метода равна примерно 40 см, в двухзондовой размер малого зонда обычно изменяется в диапазоне 30–40 см, размер большого – 60–70 см.

Импульсные методы используются для выполнения литологического расчленения разрезов скважин, разделения коллекторов по характеру и степени насыщения, определения положения ВНК, ГВК и ГНК, а также в качестве контрольного метода при

^{*)} $\Delta k_{\text{пл.лит}}$ определяем по данным рис. 73, в.

выполнении специальных исследований ГИС в случаях заправки в пласты веществ с аномальными нейтронно-поглощающими свойствами.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИАГРАММ, ПОЛУЧЕННЫХ ОДНОЗОНДОВЫМИ ИНМ

Показания однозондовых импульсных нейтронных методов используют для определения времени жизни тепловых нейтронов τ_n или величины обратной ему – временного декремента затухания плотности тепловых нейтронов λ_n :

$$\lambda_n = 1/\tau_n.$$

Регистрация плотности тепловых нейтронов или продуктов их взаимодействия с породой производится через определенные промежутки времени t_{zi} (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 ИНМ выполняется на нескольких временах задержки в зависимости от способа регистрации. При первом способе записи данных ИНМ регистрируется скорость счета на точках при неподвижном положении прибора. В этом случае используют до восьми времен задержки, поскольку назначением этого способа регистрации показаний ИНМ является получение опорной информации для последующего контроля непрерывной записи показаний метода. Непрерывная по глубине запись показаний метода является вторым способом регистрации, при котором может использоваться три–четыре задержки. Третьим способом регистрации данных ИНМ является запись кривой временного декремента λ_n или времени жизни тепловых нейтронов τ_n . Последнее возможно при наличии цифрового регистратора и связанного с ним вычислительного комплекса.

Зависимость плотности тепловых нейтронов $I = f(t)$ на малых временных значениях t после кратковременного излучения быстрых нейтронов характеризуется ростом I во времени. После достижения максимума вид зависимости подчиняется закону

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

где I_0 – плотность нейтронов в момент t_0 достижения кривой плотности максимальных значений.

По кривым изменения скорости счета с глубиной, полученным на разных задержках, производят отбивку границ пласта, снятие отсчетов и исправление на ограниченную толщину пласта, как при интерпретации ГМ. Для приведения наблюдаемых значений λ к показаниям в пласте бесконечной толщины предложена формула $\lambda_{\infty} = \lambda_{\text{вм}} + (\lambda - \lambda_{\text{вм}})/(1 - \exp(-h(4,5 + 0,15h)))$, где λ , $\lambda_{\text{вм}}$ и λ_{∞} – соответственно, значения декремента затухания против исследуемого пласта, вмещающих пород и исправленное значение [13].

Величину τ_n можно определить с помощью следующей формулы

$$\tau_n = \ln(I_1/I_2)/(t_{32} - t_{31}),$$

где I_1 и I_2 – скорости счета на соответствующих задержках t_{31} и t_{32} . Для получения более достоверных результатов определения τ_n производят несколько раз попарно для разных задержек. При этом исключают резко выпадающие значения полученных при этих расчетах τ_n . Определение τ_n можно выполнить графически. При этом на полулогарифмическом бланке нанести в выбранном масштабе по оси абсцисс значения задержек t_{3i} , по оси ординат в логарифмическом масштабе – значения скорости счета I_i на соответствующей задержке. Через фактические точки провести осредняющую прямую (асимптоту к правой части построений – в области больших времен). Разность абсцисс между двумя значениями ординат, составляющими 1 и 2,71, равна искомой величине τ_n или $1/\lambda_n$.

Поправки на влияние скважинных условий измерения в показания ИНМ приведены в работе [3].

Декремент затухания плотности тепловых нейтронов $\lambda_{\text{нп}}$ неглинистой нефтегазонасыщенной породы с пористостью $k_{\text{п}}$ равен [13]

$$\lambda_{\text{нп}} = \lambda_{\text{ск}}(1 - k_{\text{п}}) + \lambda_{\text{з}}k_{\text{п}}, \quad (64)$$

где $\lambda_{\text{ск}}$ – декремент затухания нейтронов в минеральном скелете породы; $\lambda_{\text{з}}$ – то же в заполнителе пор:

$$\lambda_{\text{з}} = \lambda_{\text{в}}k_{\text{в}} + \lambda_{\text{н}}k_{\text{н}} + \lambda_{\text{г}}k_{\text{г}}, \quad (65)$$

где $k_{\text{в}}$, $k_{\text{н}}$, $k_{\text{г}}$ – коэффициенты водо-, нефте- и газонасыщенности пор; $\lambda_{\text{в}}$, $\lambda_{\text{н}}$, $\lambda_{\text{г}}$ – декременты затухания нейтронов в воде, нефти и газе соответственно.

В табл. 24 приводятся значения среднего времени жизни и декремента затухания плотности тепловых нейтронов для некоторых сред.

Таблица 24

Среднее время жизни тепловых нейтронов τ_n и декремент загущания плотности тепловых нейтронов λ_n для некоторых веществ (Д.М. Сребродольский и др., [13])

Вещество	τ_n , мс	λ_n , мс ⁻¹	Вещество	τ_n , мс	λ_n , мс ⁻¹
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	Вода пластовая (в зависимости от минерализации)	0,04–0,2	4,83–25
Галит	0,006	167	Нефть	0,21	4,75
Ортоклаз	0,30	3,3	Углеводородный газ (в зависимости от давления)	0,3–3,0	0,33–3,3
Альбит	0,63	1,59			
Анортит	0,66	1,51			

Значение λ_n для пресной воды, в соответствии с данными табл. 24 равно 4,83 мс⁻¹. Для водного раствора хлористого натрия с минерализацией C_n (в г/дм³) значение λ_n рассчитывается по формуле

$$\lambda_n = 4,83 + 0,077C_n. \quad (66)$$

Эта формула может использоваться и для смеси солей с преобладанием NaCl. При этом под C_n подразумевается суммарное содержание хлоридов.

Значение λ_n для нефти (C_xH_y) с плотностью δ_n при пластовых условиях:

$$\lambda_n = 4,83\delta_n(9y/(12x + y)), \quad (67)$$

где x и y – количество атомов углерода и водорода в молекуле нефти.

Для нафтенowych нефтей (C_nH_{2n}):

$$\lambda_n = 6,2\delta_n.$$

Значение λ_T для газа также можно рассчитать по формуле

$$\lambda_T = 4,83w_T, \quad (68)$$

где w_T – водородный индекс газа.

Значения λ_n пластовой воды изменяются в диапазоне от 4,83 до 25 мс⁻¹ – в зависимости от ее минерализации. Для нефти значение λ_n равно 4,75 мс⁻¹, а при газовом факторе 100 м³/м³ составляет 4,60 мс⁻¹. Для конденсата λ_k равно 3,8 мс⁻¹. Декремент

затухания в пластовом газе, характеризующемся преобладанием метана, изменяется от 0,33 до 3,3 мс⁻¹ в зависимости от давления. Различие значений декремента затухания нейтронов в минерализованной воде, нефти и газе является физической основой для разделения водо-, нефте- и газонасыщенных пород по материалам ИНМ. Благоприятными условиями для применения метода являются пластовые воды высокой минерализации и невысокие пластовые давления. Неудовлетворительные результаты получают при низкой минерализации ($C_p < 50$ г/дм³) пластовых вод. Разделение нефте- и газонасыщенных пород ограничено при высоких (более 30 МПа) пластовых давлениях.

В глинистых породах

$$\lambda_{\text{гп}} = \lambda_{\text{ск}}(1 - k_{\text{п}} - k_{\text{гл}}) + \lambda_{\text{гл}} k_{\text{гл}} + \lambda_{\text{г}} k_{\text{п}}, \quad (69)$$

где $k_{\text{гл}}$ – объемное содержание глин; $\lambda_{\text{гл}}$ – декремент затухания нейтронов в агрегатах глинистых частиц. В глинистых минералах λ составляет 2,5–2,8 мс⁻¹; его значения существенно изменяются в зависимости от влажности глин и минерализации связанной воды. Учет глинистости обязателен при интерпретации данных ИНМ.

Задача 89. Определить τ_n и λ_p по показаниям ИНМ, полученным на четырех задержках (рис. VII, VIII, IX), в интервалах разреза, соответствующих коллекторам. Граничное значение коэффициента пористости принять равным 6 %. Выделить интервалы газо-, водо- и нефтенасыщенных прослоев. Определить положение ВНК и ГНК. Выявить обводнившиеся в процессе разработки интервалы коллекторов. Оценить коэффициент газонасыщенности по значениям λ_n и k_p , приведенным на планшете.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИАГРАММ, ПОЛУЧЕННЫХ ДВУХЗОНДОВЫМИ ИНМ

Двухзондовые импульсные методы помимо величин τ_n или λ_p позволяют оценить пространственный декремент поля тепловых нейтронов α с использованием формулы (63) и вычислить эквивалентную влажность w породы. В этом случае показания метода на малом ($L_M = 40$ см) и большом ($L_B = 70$ см) зондах измеряют при одинаковых задержках t_z и ширине окна Δt . Одним из вариантов двухзондовой модификации метода является импульсный нейтронный метод с компенсацией влияния водородосодержания – ИНМ-КВ. Суть метода состоит в том, что длину зондов и времена задержек подбирают таким образом, чтобы в водоносной части разреза показания двух зондов, вне зависимости от эквивалентной влажности, совпадали. В нефтенасыщенных час-

тях разреза в этом случае показания малого зонда будут превышать показания большого зонда. Это расхождение является признаком выделения в разрезах продуктивных интервалов.

Пример 46. На рис. 78 показана часть продуктивного разреза скважины, представленная глинисто-карбонатными породами нижнего и среднего карбона. В скважине выполнены: НГМ, ННМ-НТ и ГМ. Пластовые воды минерализованные. Спустя 5 лет выполнен ИННМ-КВ, на котором нефтенасыщенные интервалы характеризуются приращением показаний малого зонда над показаниями большого зонда. В зоне водонасыщенных прослоев показания зондов совпадают. После интерпретации данных ИННМ-КВ выделено несколько интервалов, которые рекомендовались к испытанию как нефтенасыщенные: 1400–1429 и 1436–1452 м. Интервалы 1452–1464 и 1467–1474 м выделены как водонасыщенные. При перфорации двух интервалов – 1401–1424 и 1435–1448 м – получен приток нефти с дебитом 30 т/сут и пресной воды с дебитом 14 т/сут.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ИНГМ-С И КОМПЛЕКСА ЯДЕРНО-ФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ (ЯФМ) [10, 30]

Импульсный нейтронный гамма-метод в спектральной модификации позволяет регистрировать энергетические спектры гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) и радиационного захвата (ГИРЗ). В табл. 25 приведены характерные спектральные линии ГИНР и ГИРЗ для некоторых породообразующих элементов [30].

Импульсный генератор производит нейтронный импульс (энергия нейтронов 14 МэВ) длительностью 10–20 мкс, период повторения импульсов составляет 50–100 мкс. На протяжении 30 мкс после начала импульса, в течение которых вероятность сечения неупругого рассеяния достаточно высока, поскольку еще высока энергия нейтронов, регистрируются гамма-кванты неупругого рассеяния (ГИНР). Характерными спектральными линиями ГИНР являются высоко энергетические аномалии углерода (4,43 МэВ) и кислорода (наиболее информативная линия 6,13 МэВ), по которым можно оценить содержание этих элементов. Отношение содержаний углерода и кислорода (С/О) позволяет оценить коэффициент нефтенасыщенности в зоне исследования метода при известной пористости (рис. 79) вне зависимости от минерализации воды, насыщающей емкостное пространство коллектора [30]. Этот метод позволяет решить задачу в случае насыщения порового пространства коллектора пресной водой в условиях обсаженной и необсаженной скважины.

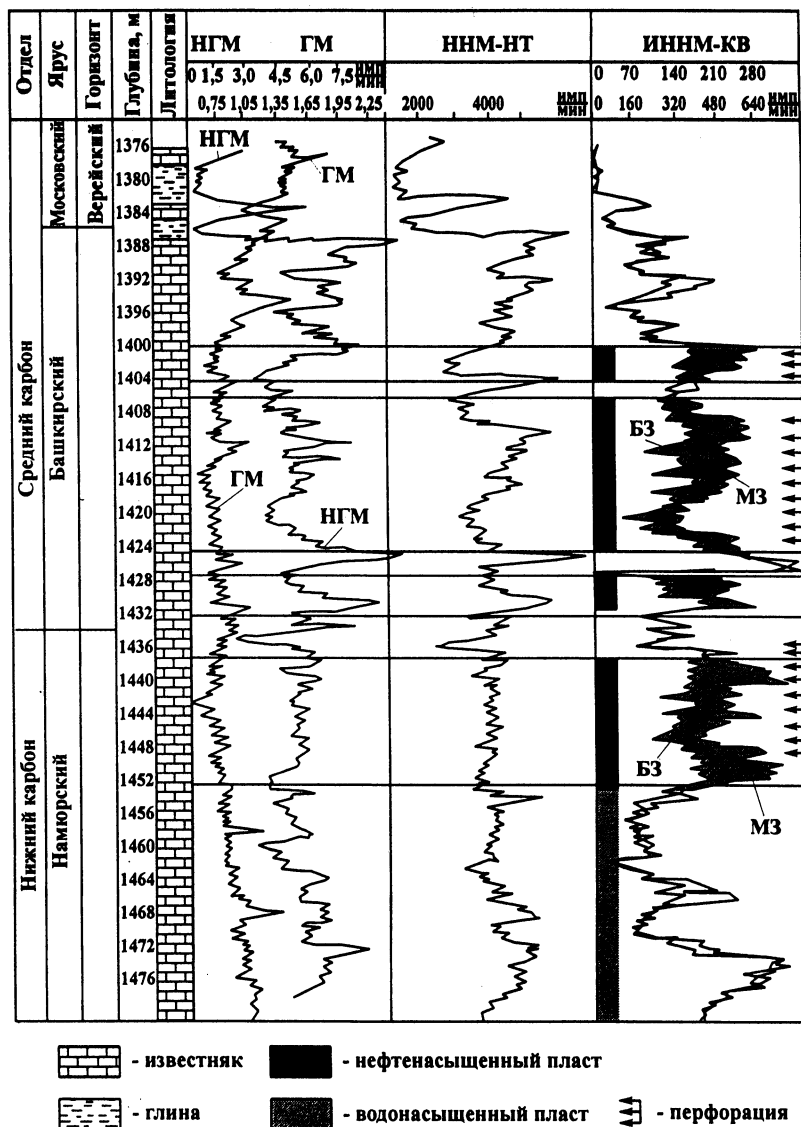


Рис. 78. Выделение продуктивных интервалов по данным ИНМ-КВ

Таблица 25

Наиболее характерные спектральные линии гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) и гамма-излучения радиационного захвата (ГИРЗ) для некоторых химических элементов [30]

Элемент	ГИНР, МэВ	ГИРЗ, МэВ	Элемент	ГИНР, МэВ	ГИРЗ, МэВ
H	—	2,23	Al	1,02; 3,80	1,78
O	3,85; 6,13; 7,1	—	Na	0,44; 2,00; 2,7	0,47; 2,75; 3,98;
C	4,43	—			6,40
Si	1,78	3,54; 4,93	K	2,52; 2,81	0,77; 1,62; 2,07;
Ca	3,74; 3,90	1,94; 4,42; 5,90;			5,38
		6,42	Mg	1,37	1,81; 2,83; 3,92
Fe	0,84; 1,25	5,92; 6,02; 7,28;	Cl	2,50; 3,60; 4,10	1,95; 6,11; 6,62;
		7,63; 7,65			7,41
			B	—	0,48

таких элементов, как Ca, Si, Fe, Cl. По отношению Ca/Si определяют состав скелета породы.

Интерпретация показаний ИНГМ-С состоит из следующих этапов [13]. Первым шагом является выделение из суммарного

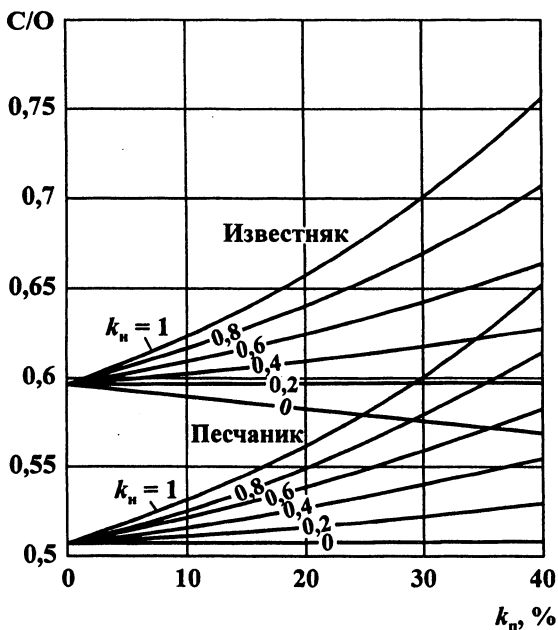


Рис. 79. Зависимость спектрального отношения C/O от коэффициента пористости для песчаника и известняка при насыщении их пресной водой и нефтью [26, 30]

регистрируемого излучения полезного сигнала и разделение его на отдельные моноэлементные составляющие. Второй этап состоит в приведении величин моноэлементных составляющих к стандартным условиям для каждого интервала разреза. Этот этап включает учет скважинных условий измерения и нейтронных поглощающих и замедляющих свойств пород. На третьем этапе определяются элементные содержания в породах разреза скважины.

Количественная интерпретация данных ИНГМ-С требует знания величин коэффициента пористости пород, содержания в них глинистого материала и нейтронно-поглощающих характеристик (времени жизни тепловых нейтронов). Эту информацию можно получить при комплексировании нескольких ядерных методов – ИНГМ-С, СГМ и ИНМ. Это сочетание методов получило название комплекса ядерно-физических методов (ЯФМ), для реализации которых разработана специальная современная аппаратура. Аппаратурный комплекс, разработанный ОАО НПП ВНИИГИС (г. Октябрьский), включает ИНГМ-С (спектральные отношения C/O , Ca/Si), СГМ (кривые интегрального метода и кривые изменения с глубиной содержания в породах калия, урана и тория) и ИНГМ (сечение поглощения тепловых нейтронов). Аппаратура ВНИИА (г. Москва) использует комплекс методов ИНГМ-С, СГМ и ИНМ в двухзондовом и четырехзондовом вариантах и позволяет, помимо перечисленных параметров, дополнительно получить кривые изменения эквивалентной влажности пород.

Комплекс ЯФМ позволяет решать целый ряд важных задач на этапах разведки, доразведки и разработки залежей углеводородов. Комплекс позволяет: выполнять литологическое расчленение разреза, определять емкостные свойства; уточнять запасы углеводородов и производить их пересчет; выявлять новые объекты эксплуатации, пропущенные продуктивные интервалы и слабо выработанные зоны в эксплуатируемых пластах; уточнять характер насыщения в случаях неоднозначного его определения по данным ГИС в открытом стволе и др. [2, 10, 26, 30].

Пример 47. На рис. 80 приводится комплекс методов ГИС, в который входят методы: стандартная радиометрия (ГМ и НГМ), ИНМ (кривая τ_n), ИНГМ-С (кривые отношений C/O и Ca/Si), выполненные в терригенном коллекторе, в одной из скважин разрабатываемого нефтяного месторождения. Целью исследований является выделение обводнившихся в процессе разработки интервалов и выявление невыработанных нефтенасыщенных зон. Поддержание пластового давления осуществляется закачкой пресных вод, пластовые воды высокоминерализованные. Комплекс-

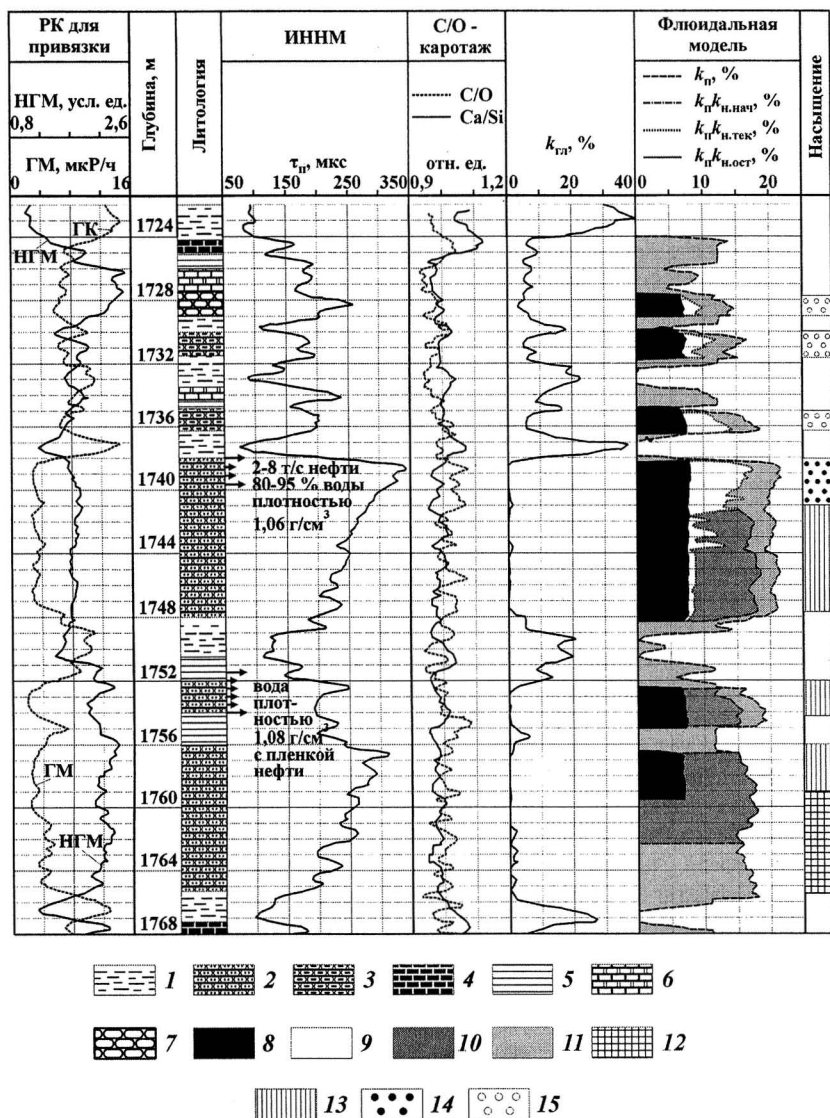


Рис. 80. Выделение зон остаточного нефтенасыщения в терригенном коллекторе по данным комплекса радиоактивных методов: НГМ, ГМ, ИННМ и ИНГМ-С.
 1 – глина; 2 – коллектор терригенный; 3 – коллектор терригенно-глинистый; 4 – реперный известняк; 5 – глинистый неколлектор; 6 – плотная порода; 7 – коллектор терригенный уплотненный; 8 – нефть неподвижная; 9 – нефть подвижная; 10 – вода закачанная; 11 – вода пластовая; 12 – вода; 13 – обводнение; 14 – нефть; 15 – слабое нефтенасыщение [4]

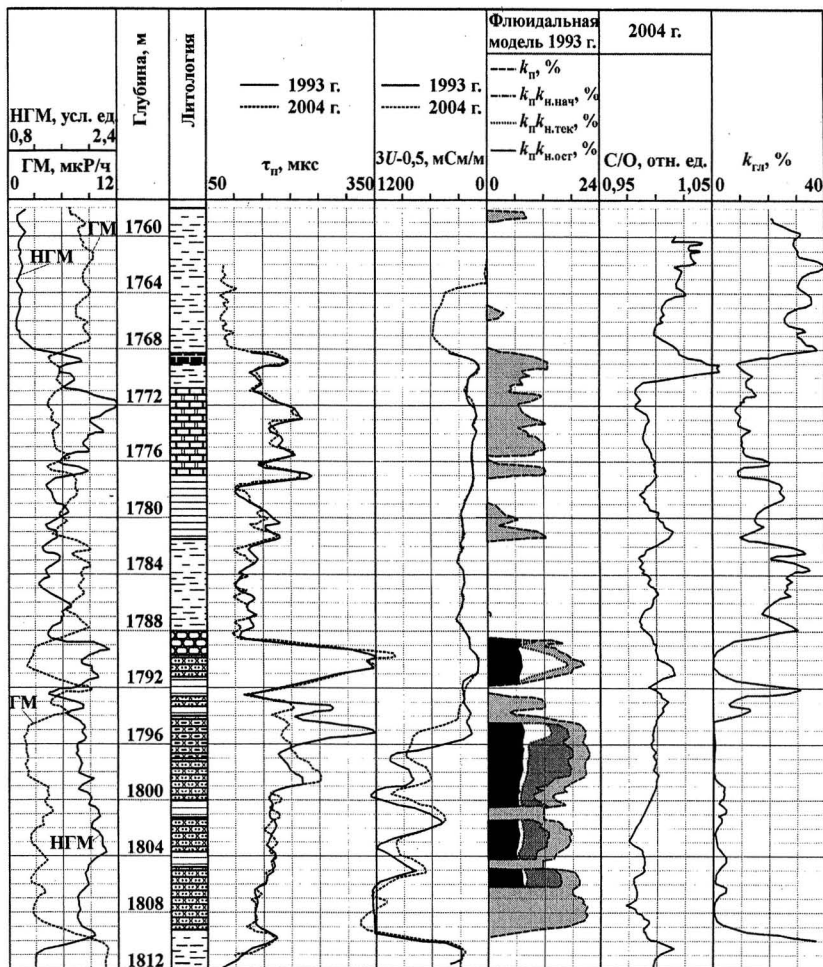


Рис. 81. Результаты временных исследований ГИС, выполненные в терригенном разрезе, вскрывшем продуктивный горизонт Д₁ [4].
Усл. обозначения см. на рис. 80

ная интерпретация данных ЯФМ позволила выделить интервалы повышенного (1738–1741 м) и слабого нефтенасыщения (1727,8–1729 м, 1730–1731,6 м, 1734,8–1736,2 м), содержащие свободную нефть. Текущее положение ВНК установлено на глубине 1741 м. Ниже этой глубины в интервале 1741–1743,2 м выделяется зона, в которой по данным С/О-каротажа отмечаются интервалы неоднородного нефтенасыщения – избирательной выработки наи-

более проницаемых прослоев. Результаты перфорации подтвердили правильность выявления зоны с остаточным нефтенасыщением.

Задача 90. Наблюдательная скважина вскрыла терригенный разрез, представленный продуктивным пластом D_1 на одном из разрабатываемых месторождений Татарии (рис. 81). Комплекс геофизических методов представлен методами радиометрии, включающими НГМ и ГМ, ИННМ (два замера) и ИНГМ-С, и индукционным методом (два замера). Материалы ИННМ и ИМ – повторные: первые исследования были выполнены в момент начала разработки залежи (1993 г.), а вторые – в 2004 г. На рис. 81 приводится флюидальная модель коллектора, соответствующая началу разработки залежи [4]. На основании приведенного комплекса ГИС построить флюидальную модель коллектора на 2004 г.

Глава IV

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИАГРАММ МЕТОДОВ АКУСТИЧЕСКОГО И ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА

§ 15. АКУСТИЧЕСКИЙ МЕТОД

В акустическом методе [7, 9, 13] исследуются скорость распространения и энергия упругих волн, возбуждаемых в скважине и породах. В отечественной практике применяются приборы для регистрации кинематических и динамических характеристик продольных и поперечных волн в широкополосном и узкополосном вариантах для изучения разрезом скважин и их технического состояния. Стандартные исследования акустическим методом выполняются на частотах 25–30 кГц. Аппаратура широкополосного метода позволяет использовать частоты 1–20 кГц.

Различают продольные (P) и поперечные (S) упругие волны, при прохождении которых частицы среды перемещаются соответственно по направлению их распространения и перпендикулярно к нему. Скорости распространения продольных v_p и поперечных v_s волн связаны соотношением $v_p = 1,73v_s$. Продольные волны распространяются в твердых, жидких и газообразных телах, поперечные – только в твердых. Помимо продольных и поперечных волн выделяют волну Лэмба (L), которая распространяется в жидкости, заполняющей скважину.

Для регистрации диаграмм акустического метода используют трехэлементные (приборы СПАК, АКВ-1, АКШ, АК-4) и четырехэлементные (приборы АК-П, МАК-5, АК-5) акустические зонды. Характеристики этих зондов не очень благоприятны для регистрации поперечных волн и волны Лэмба.

Трехэлементные зонды состоят из двух источников ультразвуковых колебаний и одного приемника $I_1I_2П$. Эти зонды эквивалентны зондам, состоящим из двух приемников и одного источника $П_1П_2И$. Волновая картина, получаемая при помощи такого зонда в любой точке разреза, представляется в виде временных разверток, высвечиваемых на экране осциллографа для

первого и второго приемников. Развертка для каждого приемника содержит шкалу с марками времени, аномалию, соответствующую возбуждающему импульсу, серию гармонических колебаний затухающей продольной волны, цуг гармонических колебаний поперечной и других волн (рис. 82); кроме того на развертке отмечается момент прихода головной продольной волны (первое вступление).

Стандартная аппаратура типа СПАК (СПАК-2, СПАК-4) обеспечивает регистрацию отдельных параметров продольных волн (для упрощения индекс P в обозначениях снимаем): времен первого вступления T_1 , T_2 для первого и второго приемников; амплитуд A_1 , A_2 первого вступления для ближнего и дальнего приемников; производных величин – времени прохождения продольной волны в интервале между Π_1 и Π_2 на расстоянии, равном базе акустического зонда L :

$$\Delta T_L = T_2 - T_1, \quad (70)$$

а также коэффициента ослабления (затухания) амплитуды, отнесенной к единице длины:

$$\alpha = \ln(A_1/A_2)/L. \quad (71)$$

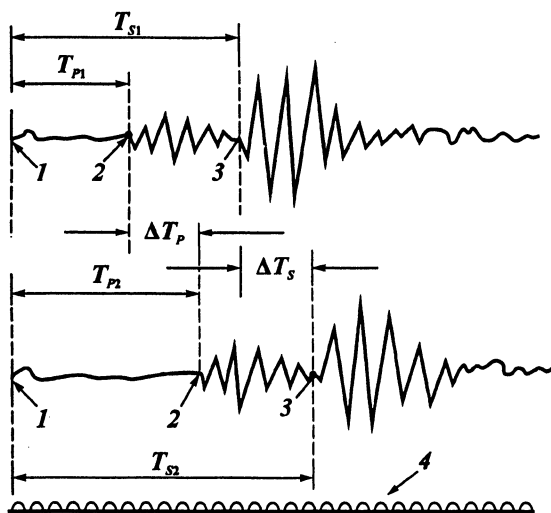


Рис. 82. Волновая картина, получаемая в одной точке разреза акустическим зондом:

1 – момент подачи упругого импульса; 2 – первое вступление продольной волны; 3 – первое вступление поперечной волны; 4 – марки времени; T_{p1} , T_{p2} , T_{s1} , T_{s2} – времена первого вступления продольной и поперечной волн для первого и второго приемников; $\Delta T_p = T_{p2} - T_{p1}$; $\Delta T_s = T_{s2} - T_{s1}$

Параметры T_1 , T_2 , ΔT_L регистрируются в микросекундах; A_1 , A_2 – в условных единицах (например, мВ), α – в децибеллах на метр (дБ/м). Аппаратура СПАК также позволяет регистрировать волновую картину при наличии специальной приставки для фотографирования на пленку временной развертки с экрана осциллографа.

Для количественной интерпретации данных акустического метода используют интервальное время ΔT (в мкс/м), приведенное к стандартной базе зонда, равной 1 м:

$$\Delta T = \Delta T_L / L. \quad (72)$$

Для качественной интерпретации при литологическом расчленении разреза используют также параметр α .

Величина ΔT связана со скоростью распространения упругой волны v (в м/с):

$$\Delta T = 10^6 / v.$$

Этот параметр, так же как и скорость, является важнейшей акустической константой среды, характеризующей ее кинематические свойства. Динамические свойства продольной упругой волны в среде характеризует величина α . Скорость распространения упругих волн v и акустическая константа ΔT связаны с коэффициентом пористости горных пород, поскольку акустические свойства скелета пород и заполнителей порового пространства различны.

Связь между коэффициентом пористости k_n породы и ΔT описывается уравнением среднего времени:

$$\Delta T = k_n \Delta T_{\text{фл}} + (1 - k_n) \Delta T_{\text{ск}}, \quad (73)$$

где $\Delta T_{\text{ск}}$ и $\Delta T_{\text{фл}}$ – интервальные времена пробега волны соответственно в минеральном скелете породы и жидкости (в более общем случае – смеси флюидов), заполняющей поры. Уравнение (73) справедливо для упрощенной модели породы, представленной чередованием участков, занимаемых мономинеральным скелетом и однофазной поровой жидкостью, в направлении пробега волны. При наличии в скелете породы m минеральных компонент и в объеме пор n различных фаз уравнение среднего времени имеет вид

$$\Delta T = k_n \sum_{j=1}^n k_{ji} \Delta T_{ji} + (1 - k_n) \sum_{j=1}^m k_{твj} \Delta T_{твj}, \quad (74)$$

где $k_{твj}$ и k_{ji} – соответственно относительное объемное содержание j -й минеральной компоненты в скелете и i -й фазы в объеме пор.

Если $\Delta T_{\text{ск}}$ и $\Delta T_{\text{ж}}$ известны, $k_{\text{п}}$ (в долях единицы) может быть получен из уравнения (73):

$$k_{\text{п}} = (\Delta T - \Delta T_{\text{ск}}) / (\Delta T_{\text{фл}} - \Delta T_{\text{ск}}). \quad (75)$$

Величина $\Delta T_{\text{ск}}$ зависит от минерального состава скелета и характеризуется значениями, приведенными в табл. 26 для наиболее распространенных пороодообразующих минералов.

Эти значения соответствуют условиям распространения волн в монолитном массиве при атмосферных условиях. В реальных осадочных породах отсутствует идеальный акустический контакт между зернами скелета, поэтому значения $\Delta T_{\text{ск}}$ выше приведенных в табл. 26. Хороший контакт существует лишь при регенерационном цементе в кварцевых песчаниках, в перекристаллизованных известняках и доломитах.

Акустический контакт ухудшается с уменьшением диаметра зерен скелета и степени уплотнения породы (уменьшение эффективного давления), а также с увеличением содержания глинистого материала в терригенных породах и нерастворимого остатка в карбонатных. В связи с этим для песчаников $\Delta T_{\text{ск}}$ изменяется от 170 до 180 мкс/м, а для известняков – от 150 до 160 мкс/м.

С ухудшением акустического контакта отмечается заметная потеря энергии упругой волны, уменьшение ее амплитуды. В связи с этим рыхлые, глинистые и сильно трещиноватые породы имеют наиболее высокие значения параметра α .

Величина $\Delta T_{\text{фл}}$ зависит от состава флюидов, заполняющих поры, и термобарических условий. При полном насыщении пор водой значение $\Delta T_{\text{фл}}$, равное $\Delta T_{\text{в}}$, определяется по номограмме (рис. 83) для заданных суммарной минерализации $C_{\text{в}}$, эффективного давления $p_{\text{эф}}$ и температуры t в условиях естественного за-

Таблица 26

Значения $\Delta T_{\text{ск}}$ для некоторых минералов [14]

Минерал	$\Delta T_{\text{ск}}$, мкс/м	Минерал	$\Delta T_{\text{ск}}$, мкс/м
Кварц	164	Доломит	143
Полевой шпат	170	Ангидрит	164
Слюда	178	Гипс	172
Кальцит	155	Каменная соль	208
Ортоклаз	150	Альбит	166
Микроклин	163	Мусковит	170

легания. С достаточной для практики точностью ΔT_b можно оценить по формуле [13]

$$\Delta T_b = \frac{710(1 - 1,2 \cdot 10^{-3} p)}{(1 + 2,2 \cdot 10^{-3} - 1,65 \cdot 10^{-5} t^2)(1 + 5,5 \cdot 10^{-4} C_b)}, \quad (76)$$

где p , t и C_b – соответственно давление в МПа, температура в °С и минерализация в кг/м³.

При наличии в зоне исследования акустическим методом наряду с водой нефти и газа величина $\Delta T_{\text{фл}}$ зависит от количества их в поровом пространстве ($k_{\text{н(г)}} = 1 - k_b$):

$$\Delta T_{\text{фл}} = k_b \Delta T_b + (1 - k_b) \Delta T_{\text{н(г)}}, \quad (77)$$

где $\Delta T_{\text{н(г)}}$ – интервальное время в нефти данного состава или газе при термобарических условиях пласта.

Величина $\Delta T_{\text{н}}$ для нефтей составляет 715–770 мкс/м, для газа – от значений, близких к $\Delta T_{\text{н}}$ (при $p_{\text{пл}} > 60$ МПа), до 2100 мкс/м (метан) при атмосферных условиях.

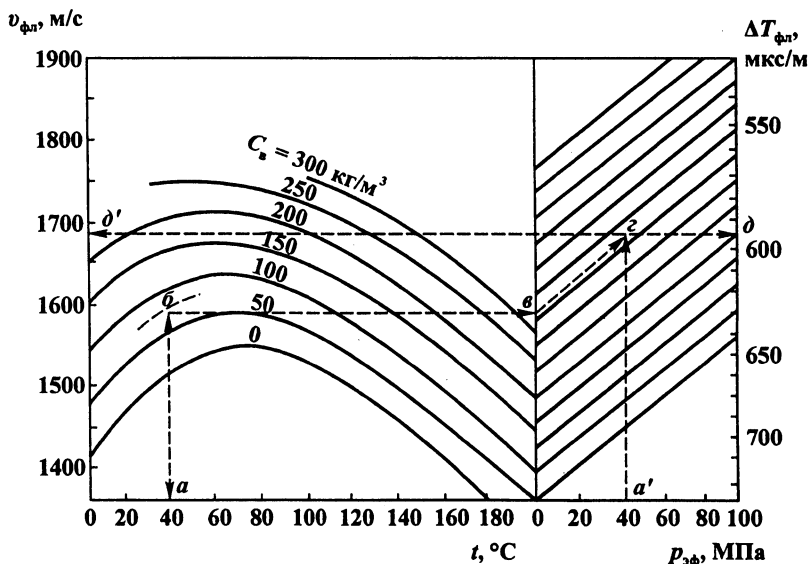


Рис. 83. Номограмма для определения интервального времени $\Delta T_{\text{фл}}$, скорости $v_{\text{фл}}$ при заданных минерализации C_b (в кг/м³), давлении $p_{\text{эф}}$ и температуре t (раствор NaCl) (по данным Герхард-Оуэн).

Пример использования: a , a' , $б$ – исходные данные; $з$ – перемещение по номограмме, $δ$ и $δ'$ – искомые значения $\Delta T_{\text{фл}}$ и $v_{\text{фл}}$

В глинистых породах уравнение среднего времени имеет более сложный вид. Для пород с рассеянной глинистостью полагают, что

$$\Delta T = k_{п.эф} \Delta T_{фл} + k_{г.л.а} \Delta T_{г.л.а} + (1 - k_{п.эф} - k_{п.г.л}) \Delta T_{ск}, \quad (78)$$

где $k_{п.эф}$ – эффективная пористость; $k_{г.л.а}$ – объемное содержание агрегатов рассеянной глины (с их внутренней пористостью) в породе; $\Delta T_{г.л.а}$ – интервальное время агрегатов глинистого цемента. Пористость глинистого цемента, а следовательно, и интервальное время $\Delta T_{г.л.а}$ существенно выше $k_{п}$ и $\Delta T_{г.л}$ в глинах, вмещающих глинистый коллектор, поэтому в уравнении (78) нельзя использовать в качестве $\Delta T_{г.л.а}$ величину $\Delta T_{г.л}$ для вмещающих глин.

Для слоистых глинистых коллекторов, содержащих глинистый материал в виде прослоев, чередующихся со слоями коллектора, величина ΔT определяется выражением

$$\Delta T = \chi_{г.л} \Delta T_{г.л} + (1 - \chi_{г.л}) \Delta T_{п}, \quad (79)$$

где $\Delta T_{п}$, $\Delta T_{г.л}$ – интервальные времена прослоев песчаника и глины; $\chi_{г.л}$ – относительное по толщине содержание глинистых прослоев в пачке. В этом случае величина $\Delta T_{г.л}$ близка к интервальному времени вмещающих пачку глин.

Наиболее вероятные значения $\Delta T_{г.л}$ для различной глубины залегания приведены в табл. 27. Она составлена на основе эмпирического закона уплотнения глины с глубиной. Интервал изменения $k_{п.г.л}$ и $\Delta T_{г.л}$ для каждой фиксированной глубины обусловлен изменчивостью минерального состава глин: минимальные значения соответствуют каолинитовым, максимальные – монтмо-

Таблица 27

Значения $\Delta T_{г.л}$ и $k_{п.г.л}$ для различной глубины залегания глин [14]

Глубина, м	$k_{п.г.л}$, %		$\Delta T_{г.л}$, 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

риллонитовым глинам. Для агрегатов глинистого цемента, не уплотненного воздействием горного давления, $k_{п.гл} > 30 \%$, а $\Delta T_{г.л.а} = 400 \div 550$ мкс/м. Для глинистых прослоев в слоистом песчано-глинистом коллекторе $\Delta T_{гл}$ соответствует величине параметра во вмещающих глинах, характерной для глубины их залегания.

В трещинном коллекторе с системой трещин, разделяющих блоки с межзерновой пористостью, величина ΔT породы практически равна интервальному времени блоков $\Delta T_{бл.}$, если упругие волны распространяются вдоль трещин, и меньше $\Delta T_{бл.}$, если направление пробега волн перпендикулярно к плоскостям трещин. При этом чем больше густота и раскрытость поперечных трещин, тем больше снижение ΔT по сравнению с $\Delta T_{бл.}$. В кавернозно-карстовой породе с вторичными полостями величина ΔT изменяется в пределах $\Delta T_{общ} > \Delta T > \Delta T_{мз.}$. Здесь $\Delta T_{общ}$, $\Delta T_{мз.}$ – интервальные времена, вычисленные по уравнению (73) для данной породы (известняк, доломит) с учетом характерного значения $\Delta T_{ск}$ для коэффициентов пористости, равных соответственно общей пористости породы ($k_{п} = k_{п.вт} + k_{п.мз.}$) и пористости межзерновой матрицы $k_{п.мз.}$. Чем полости крупнее и больше удалены друг от друга, тем ближе интервальное время породы ΔT к интервальному времени матрицы $\Delta T_{мз.}$.

В трещинно-кавернозном коллекторе при отсутствии в нем крупных полостей, хаотическом распределении трещин и небольших каверн расчет по формуле (75) дает значение общей пористости:

$$k_{п} = k_{п.мз} + (k_{п.тр} + k_{п.к})(1 - k_{п.мз}).$$

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИАГРАММ АКУСТИЧЕСКОГО МЕТОДА

Кривая интервального времени регистрируется в линейном масштабе так, что величина ΔT растет слева направо. Кривая затухания α регистрируется в линейном либо логарифмическом масштабе. Таким образом, породы с высокой пористостью и повышенным ослаблением энергии волн отмечаются на фоне вмещающих пород максимумами на кривых ΔT и α . Аномалии указанных параметров симметричны относительно середины пласта. Границы его при любом соотношении размера зонда L и толщины пласта h находят по точкам, смещенным на $L/2$ от основания аномалии к середине пласта (рис. 84).

Определение пористости по диаграммам ΔT состоит из нескольких операций.

Оценка качества диаграмм. Диаграммы ΔT , пригодные для интерпретации, должны удовлетворять следующим условиям.

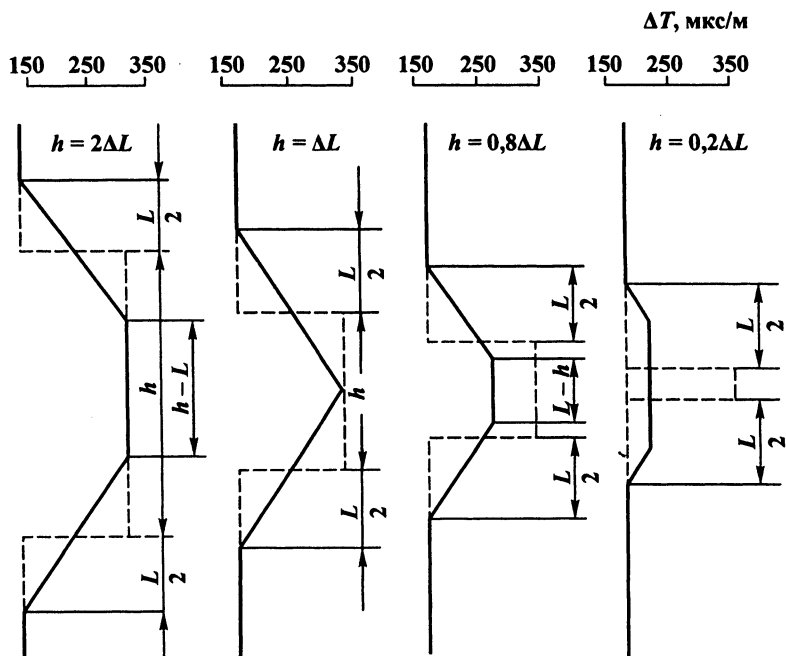


Рис. 84. Теоретические формы аномалий и определение границ пластов по диаграммам акустического зонда:

$\Delta L = L_2 - L_1$ – расстояние между приемниками (база зонда)

1. Кривые T_1 , T_2 короткого и длинного двухэлементных зондов в общих чертах повторяют друг друга.

2. Значения $\Delta T = T_2 - T_1$ в эталонных средах соответствуют характерным для них значениям (табл. 28).

3. Повторные кривые T_1 и T_2 отличаются от первоначальных не более чем на 1,5 %, а кривые ΔT – не более чем на 3 %.

Таблица 28

Характерные значения ΔT в опорных средах [14]

Среда	ΔT , мкс/м	Примечание
Каверна большого диаметра	580–600	Максимальные показания
Плотные известняки ($k_n < 1\%$)	155–160	Минимальные показания
Плотные доломиты ($k_n < 1\%$)	140–145	То же
Незацементированная обсадная колонна	185	»

Кривые T_1 , T_2 , ΔT , не удовлетворяющие одному из перечисленных требований, являются браком и интерпретации не подлежат. Наиболее серьезный недостаток кривой ΔT — наличие ложных аномалий («бросков»), иногда выходящих за пределы интервала $\Delta T_{\min} \div \Delta T_{\max}$. Эти аномалии, вызванные проскальзыванием циклов, обычно соответствуют интервалам повышенного затухания и положительной аномалии на кривой T_2 при отсутствии аномалии на кривой T_1 .

Определение границ пластов. Эта операция выполняется в соответствии с изложенным выше правилом для объектов, отмечаемых максимумом ΔT .

Отсчет ΔT в пределах аномалии проводят для участков разреза, отмечаемых номинальным диаметром d_n или $d_c < d_n$ на кавернограмме; пласты, где $d_c > d_n$, не интерпретируются. Поскольку во внимание не принимаются пласты толщиной $h < L$, влияние вмещающих пород на ΔT не учитывают. Влиянием скорости подъема зонда v и постоянной τ интегрирующей ячейки на ΔT пренебрегают при $v < 1000$ м/ч, $\tau < 0,5$ с.

Разделение пластов на группы по затуханию α . Все интервалы разреза, выбранные для интерпретации, делят на три группы — с низкими, средними и высокими значениями α . Первая группа представлена терригенными и карбонатными породами с межзерновой пористостью и низкой глинистостью; вторая — породами со средней глинистостью, умеренной трещиноватостью и газонасыщенными коллекторами; третья — породами с высокой глинистостью, с интенсивной трещиноватостью по нормали к оси скважины, высокопористыми рыхлыми коллекторами.

Определение пористости. Для слабоглинистых межзерновых терригенных и карбонатных коллекторов, залегающих на глубине от 1,5 до 3,5 км, величину k_n рассчитывают по формуле (75). Значение ΔT определяют по диаграмме ΔT , $\Delta T_{\text{фл}}$ — по номограмме (см. рис. 83), $\Delta T_{\text{ск}}$ выбирают в соответствии с известным минеральным составом скелета пород в исследуемом интервале.

Если выбор $\Delta T_{\text{ск}}$ затруднителен ввиду недостатка сведений о минеральном составе скелета, сопоставляют величины ΔT и $\rho_k^{-0,5}$ по диаграмме экранированного зонда для различных пластов, охватывающих диапазон изменения этих параметров в разрезе. Строят график, усредняющий полученные точки до пересечения с осью ΔT , и находят значение $\Delta T_{\text{ск}}$, соответствующее породе с $\rho_k \rightarrow \infty$, имеющей нулевую пористость.

В глинистом коллекторе с рассеянной глинистостью исправленное значение k_n рассчитывают по формуле

$$k_n \approx k_{n.f} / (2 - \alpha_{сп}),$$

где $k_{n.f}$ – пористость, вычисленная по формуле (75) и для глинистого пласта являющаяся фиктивной. Можно воспользоваться формулой В.Г. Фоменко:

$$k_n = \sqrt{(\Delta T - \Delta T_{ск})(\alpha_{сп} - a) / (b\alpha_{сп} + c)}, \quad (80)$$

где a , b и c – константы, определяемые для конкретного объекта. В частности, для продуктивного пласта Ю₁ Бахилковского нефтяного месторождения, расположенного на Вартовском своде (Среднее Приобье), это уравнение имеет вид:

$$k_n = \sqrt{(\Delta T - 170)(\alpha_{сп} - 0,05) / (0,2\alpha_{сп} + 0,043)}.$$

В слоистом глинистом коллекторе рассчитывают ΔT_n , решая уравнение (79), после чего вычисляют k_n песчаных прослоев по формуле (75), подставляя в нее $\Delta T = \Delta T_n$.

В мономинеральной карбонатной породе расчет коэффициента пористости по формуле (75) дает значение $k_n = k_{n.мз} = k_{n.общ}$ в межзерновом коллекторе. В трещинно-межзерновом коллекторе с продольной ориентацией трещин полученное $k_n \approx k_{n.мз}$, а с поперечными трещинами – $k_n < k_{n.мз}$. В трещинно-кавернозно-межзерновом коллекторе k_n лежит в пределах между $k_{n.общ}$ и $k_{n.бл}$.

При изменении глубины и, следовательно, термобарических условий залегания пород в широком диапазоне для изучаемых объектов рекомендуется определять k_n по диаграммам ΔT с использованием экспериментальных зависимостей $\Delta T = f(k_n)$ с учетом температуры и давления.

В продуктивных пластах в значения k_n , установленные описанными выше способами, рекомендуется вводить поправку f , учитывающую влияние на $\Delta T_{фл}$ частичного нефтегазонасыщения коллектора в зоне исследования акустическим методом [3].

Исправленное значение пористости

$$k'_n = f k_n,$$

где f принимается равным 0,9 в нефтеносных и 0,7–0,8 в газоносных коллекторах. Более правильно учитывать влияние углеводородов при определении пористости по ΔT , используя в формуле (74) величины $\Delta T_{фл}$, вычисляемые по формуле (77).

Определение пористости по данным акустического метода нецелесообразно в разрезах с высокой пористостью ($k_n > 30\%$) и глинистостью, в разуплотненных рыхлых отложениях, а также в низкопористых породах с интенсивной трещиноватостью.

Пример 48. Определить k_n в интервале 2812–2816 м разреза (рис. 85), представленного доломитизированными известняками, если известно, что $p_{эф} = 15$ МПа, $t = 100$ °С, $\Delta T_{ск} = 148$ мкс/м,

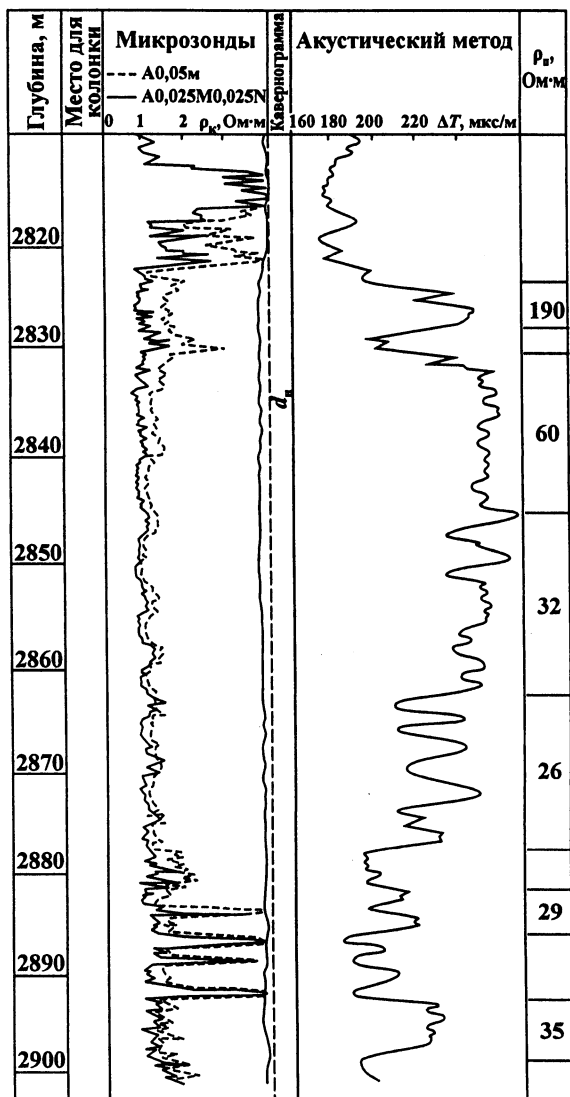


Рис. 85. Диаграммы, полученные с помощью микрозондирования и акустического метода по участку карбонатного разреза

$C_v = 120 \text{ кг/м}^3$, $C_\phi = 20 \text{ кг/м}^3$. В указанном интервале $\Delta T = 179 \text{ мкс/м}$. Поскольку порода является неколлектором, находим ΔT_ϕ по номограмме, представленной на рис. 83, исходя из условий $C_v = 120 \text{ кг/м}^3$: $\Delta T_\phi = 610 \text{ мкс/м}$. Подставляя значения ΔT , $\Delta T_{ск}$, ΔT_ϕ в формулу (75), рассчитываем $k_n = 6,7 \%$.

Пример 49. Определить k_n в интервале 2836–2842 м того же разреза (см. рис. 85) при тех же пластовых условиях, значениях $\Delta T_{ск}$, C_v , C_ϕ , что и в примере 48. В указанном интервале $\Delta T = 253 \text{ мкс/м}$. Учитывая, что в зоне исследования акустическим методом порода, которая является коллектором, насыщена смесью фильтрата и пластовой воды, принимаем $\bar{C}_{вф} = 40 \text{ кг/м}^3$, находим по палетке на рис. 83 $\Delta T_\phi = 630 \text{ мкс/м}$. Подставляя ΔT , $\Delta T_{ск}$, ΔT_ϕ в формулу (75), рассчитываем $k_n = 22 \%$.

Задачи

91. Построить диаграмму акустического метода (ΔT) для следующего разреза: глина размытая, глина неразмытая, песчаник кварцевый чистый ($k_n = 20 \div 25 \%$), песчаник с рассеянной глинистостью ($k_{гг} = 10 \div 15 \%$), песчаник кварцевый со слоистой глинистостью ($\chi_{гг} = 10 \div 25 \%$). Глубина залегания пород 3500 м; $p_{эф} = 18 \text{ МПа}$; $C_v = 240 \text{ кг/м}^3$; $\rho_\phi = 0,5 \text{ Ом·м}$; $t = 80 \div 90 \text{ }^\circ\text{C}$. Показать пределы изменения ΔT в коллекторах, если их коэффициент пористости изменяется от 15 до 25 %.

92. Определить пределы изменения ΔT на диаграмме акустического метода для карбонатного разреза, где встречаются плотные разности и коллекторы с межзерновой пористостью: k_n плотных пород 1–6 %; k_n коллекторов 8–20 %. Глубина залегания пород 1000–2000 м; глинистые растворы пресные, $\rho_p = 1 \div 1,5 \text{ Ом·м}$; $p_\phi = 10 \text{ МПа}$; пластовые воды содержат 250 кг/м^3 солей; температура в пластовых условиях 20–40 $^\circ\text{C}$. Как изменятся показания против коллекторов, если разрез вскрывать на соленой воде, близкой по свойствам к пластовой?

93. Рассчитать значения коэффициента пористости в интервале коллекторов разреза, представленного на рис. 85, приняв $p_{эф} = 15,5 \text{ МПа}$, $t = 102 \text{ }^\circ\text{C}$, а значения ΔT_k и $C_{вф}$ те же, что в примере 49.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ШИРОКОПОЛОСНОЙ МОДИФИКАЦИИ АКУСТИЧЕСКОГО МЕТОДА [6, 9, 13]

В широкополосной модификации акустического метода (АКШ) предусмотрено использование более широкого диапазона частот (1–22 кГц) импульсов, генерируемых излучателями. Это

Таблица 29

Характеристика аппаратуры АКШ, используемой в настоящее время

Прибор	Число монополярных излучателей	Число приемников
АКМ-200	2	16
АКМ-60	2	7
АКМБ	2	11
АКД-8	1	8
МАК	1	16

позволяет повысить в 2–3 раза (при использовании низких частот 4–10 кГц) глубинность метода и обеспечивает изучение разрывов обсаженных скважин при условии качественного цементирования колонны. Главное преимущество АКШ – возможность получения значительно большего объема информации, чем при стандартных акустических исследованиях.

Широкополосные приборы имеют гораздо большее число приемников, чем узкополосные. В табл. 29 приведены современная отечественная аппаратура АКШ и ее характеристики.

Отечественный прибор с дипольными преобразователями – АВАК-7. Он имеет два монополярных излучателя с различными частотами (20, 12, 8 и 2,5 кГц) и два приемника. Прибор позволяет регистрировать *P*-волну на высоких частотах, *S*-волну на частоте 8 кГц дипольным зондом, волну Лэмба на частоте 2,5 кГц.

Аппаратура ВАК-8 имеет монополярные и дипольные излучатели и приемники. Частота регулируется и изменяется в диапазоне 2,5–22 кГц.

Фирма «Baker Atlas» разработала аппаратуру ХМАС, которая является наиболее совершенным типом современных акустических приборов. С ее помощью можно регистрировать все типы волн и, кроме того, изучать азимутальную анизотропию свойств исследуемых пород.

При исследованиях методом АКШ получают: а) фазокорреляционную диаграмму (ФКД); б) аналоговые кривые кинематических (ΔT_P , ΔT_S и ΔT_L – интервальное время волны Лэмба^{*)}) и динамических (α_P , α_S и α_L – коэффициент поглощения волны Лэмба) параметров упругой волны (рис. 86); в) видеоизображение волновой картины, фиксируемое кинорегистратором в отдельных

^{*)}Волна Лэмба распространяется по столбу бурового раствора, имеет длину волны порядка диаметра скважины, характеризуется более низкой частотой колебаний и скоростью, чем волна *S*. При отсутствии влияния трещиноватости обычно $A_L > A_S > A_P$.

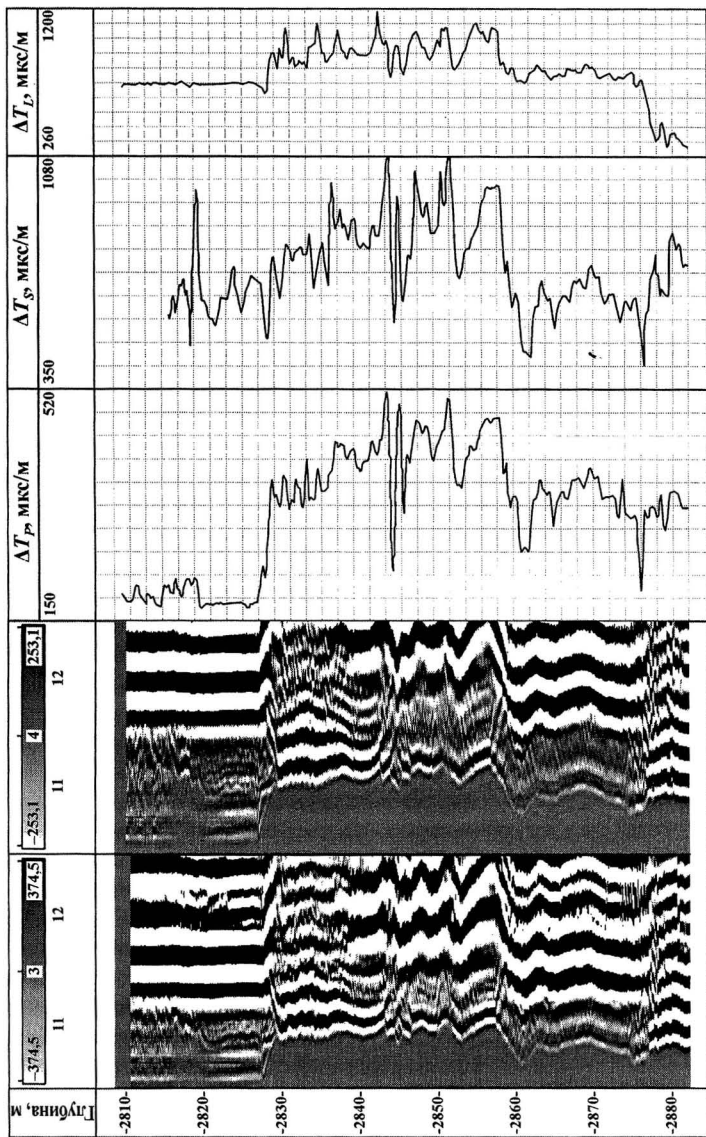


Рис. 86. Пример фазокорреляционной диаграммы (ФКД) и аналоговых кривых ΔT , полученных при исследовании скважины методом АКШ (по В. Н. Черноглазову)

точках разреза, задаваемых оператором. Аналоговые кривые получают путем обработки на ЭВМ по специальным программам данных ФКД. Специальные программы дают возможность с помощью ЭВМ получить непрерывные кривые значений коэффициентов Пуассона σ_n и сжимаемости β_n породы, которые при необходимости для отдельных пластов можно рассчитать по формулам

$$\sigma_n = [0,5(\Delta T_s/\Delta T_p)^2 - 1]/[(\Delta T_s/\Delta T_p)^2 - 1]; \quad (81)$$

$$\beta_n = [3(1 - \sigma_n)\Delta T_p^2]/[\delta_n(1 + \sigma_n)] \quad (82)$$

$$\text{или } \Delta T_p = \sqrt{(\beta_n \delta_n (1 + \sigma_n)) / (3(1 - \sigma_n))}. \quad (83)$$

По данным АКШ решаются следующие задачи.

1. Литологическое расчленение разреза – более детальное, чем по материалам стандартного акустического метода.

2. Выделение в разрезе участков, представленных трещинными и кавернозно-трещинными коллекторами с использованием характерного для каждой разновидности «звукового образа» на волновой картине, и прежде всего в участках разреза с интенсивным увеличением ΔT_L , а также ослаблением амплитуд волн S и $P - \alpha_s, \alpha_p$ (рис. X).

3. Расчет величин коэффициента трещиноватости $k_{п.т}$ в интервалах трещинных и порово-трещинных коллекторов и коэффициента кавернозной пористости $k_{п.к}$ в интервалах порово-кавернозных коллекторов.

4. Получение информации об упругих свойствах разреза (акустическая жесткость, коэффициент Пуассона, модуль Юнга и др.), которая используется в комплексе с детальной сейсморазведкой, ВСП, данными накломера и акустического телевизора для построения трехмерной модели изучаемого месторождения.

5. Выявление характера насыщения коллекторов в обсаженной скважине с хорошим качеством цементирования по диаграммам АКШ, полученным после полного расформирования зоны проникновения в коллекторах, по комплексу динамических и кинематических параметров волн P и S .

6. Количественная оценка коэффициентов нефтегазонасыщенности в обсаженной колонной скважине.

Определение типа емкости и количественные оценки коэффициентов $k_{п.т}$ и $k_{п.к}$ выполняются по методике В.М. Добрынина [9] с использованием величины коэффициента сжимаемости породы β_n :

$$\beta_{\Pi} = \beta_{\text{ТВ}} + k_{\Pi} \beta_{\text{ПОР}} / (1 + \beta_{\text{ПОР}} / (\beta_{\text{Ж}} - \beta_{\text{ТВ}})), \quad (84)$$

где k_{Π} – коэффициент общей пористости породы; $\beta_{\text{ТВ}}$, $\beta_{\text{Ж}}$ и $\beta_{\text{ПОР}}$ – соответственно коэффициенты сжимаемости твердой части породы, жидкости, заполняющей емкостное пространство, и пор породы. Коэффициенты сжимаемости твердой фазы для доломитов, известняков и песчаников равны соответственно $1,16 \cdot 10^{-5}$, $1,34 \cdot 10^{-5}$ и $2,5 \cdot 10^{-5}$ МПа $^{-1}$. Коэффициенты сжимаемости воды и нефти определяются в лаборатории. Для водных растворов NaCl сжимаемость определяется в зависимости от минерализации воды $C_{\text{в}}$, пластовых температуры t и давления p (рис. 87).

Величина $\beta_{\text{ПОР}}$ складывается из компонентов емкостного пространства:

$$\beta_{\text{ПОР}} = (k_{\Pi, \text{Т}} / k_{\Pi}) \beta_{\text{Т}} + (k_{\Pi, \text{К}} / k_{\Pi}) \beta_{\text{К}} + (k_{\Pi, \text{МЗ}} / k_{\Pi}) \beta_{\Pi, \text{МЗ}}, \quad (85)$$

где $\beta_{\text{Т}}$, $\beta_{\text{К}}$ и $\beta_{\Pi, \text{МЗ}}$ – соответственно коэффициенты сжимаемости трещин, каверн и межзерновых пор, которые определяют экспериментально или рассчитывают теоретически для конкретной модели породы. Коэффициенты сжимаемости межзерновых пор доломитов, известняков и песчаников равны соответственно $10 \cdot 10^{-5}$, $15 \cdot 10^{-5}$ и $20 \cdot 10^{-5}$ МПа $^{-1}$.

Поскольку $\beta_{\text{Т}} \gg \beta_{\Pi, \text{МЗ}}$, для порово-трещинного типа коллектора

$$\beta_{\Pi, \text{Т}} \approx (k_{\Pi, \text{Т}} / k_{\Pi}) \beta_{\text{Т}} + \beta_{\Pi, \text{МЗ}}. \quad (86)$$

Коэффициент сжимаемости трещин можно определить по формуле

$$\beta_{\text{Т}} = (25 \div 135) \cdot 10^{-3} / (p - p_{\Pi, \text{Л}}), \quad (87)$$

где p и $p_{\Pi, \text{Л}}$ – соответственно среднее нормальное напряжение и пластовое давление. Значения коэффициента сжимаемости трещин достигают $100 \cdot 10^{-5}$ МПа $^{-1}$ и более.

Коэффициент сжимаемости для порово-кавернозного коллектора определяется по формуле

$$\beta_{\Pi, \text{КАВ}} = 15 \cdot 10^{-5} - 11 \cdot 10^{-5} (k_{\Pi, \text{К}} / k_{\Pi}). \quad (88)$$

Для низкопоровых карбонатных коллекторов $\beta_{\Pi, \text{КАВ}} \approx 4 \cdot 10^{-5}$ МПа $^{-1}$.

Таким образом $\beta_{\text{Т}} \gg \beta_{\Pi, \text{МЗ}} > \beta_{\Pi, \text{КАВ}}$.

Определив значения величин, входящих в формулы (84–88) для разных случаев – порово-трещинного, межзернового и порово-кавернозного коллектора, и подставив их в формулу (83), получают массив данных для построения палеток $\Delta T_{\text{Р}} = f(k_{\Pi, \text{Т}} / k_{\Pi}, k_{\Pi})$ и $\Delta T_{\text{Р}} = f(k_{\Pi, \text{К}} / k_{\Pi}, k_{\Pi})$ для пород определенного состава скелета.

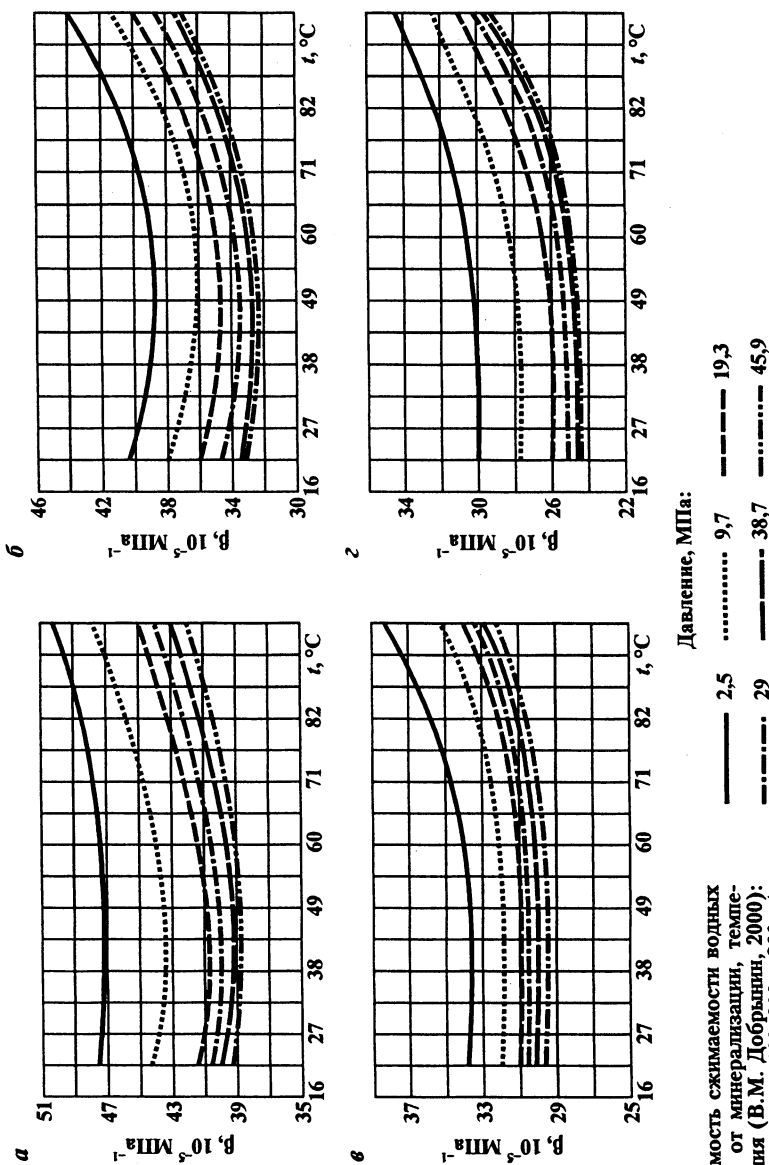


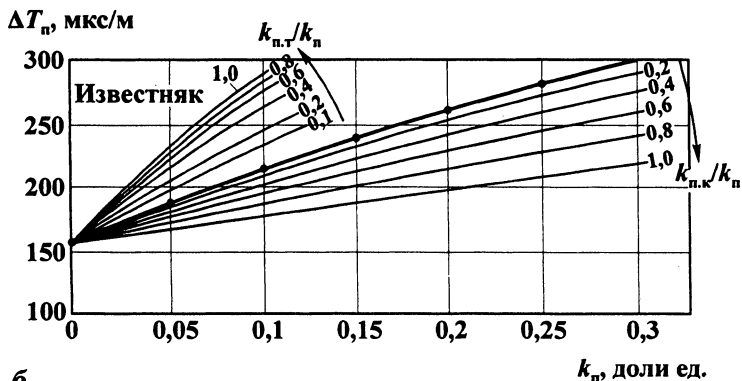
Рис. 87. Зависимость сжимаемости водных растворов NaCl от минерализации, температуры и давления (В.М. Добрынин, 2000): а-г - C_a соответственно 0, 100, 200 и 300 г/л

На рис. 88 приведен пример расчетной палетки для известняка и доломита. Этой палеткой можно пользоваться при решении обратной задачи для определения типа структуры емкостного пространства и количественных оценок $k_{п.т}$ и $k_{п.к}$.

Пример 50. Выделить трещиноватые участки разреза по материалам АКШ и определить в зонах развития трещин коэффициент трещиноватости $k_{п.т}$ (рис. 89).

В интервале 2355–2378 м выделяем зоны трещиноватости по признаку резкого увеличения коэффициентов поглощения α_s , α_L

а



б

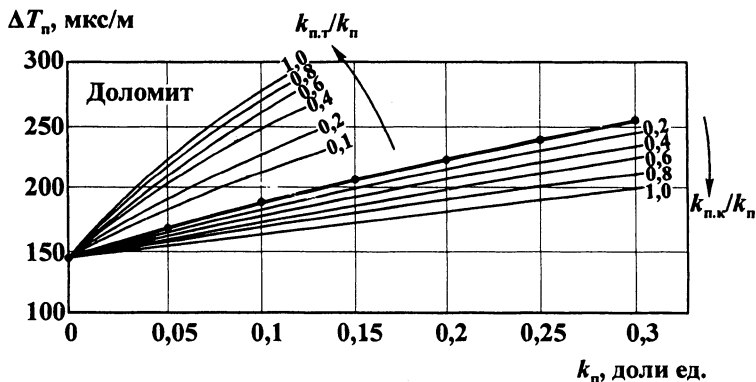
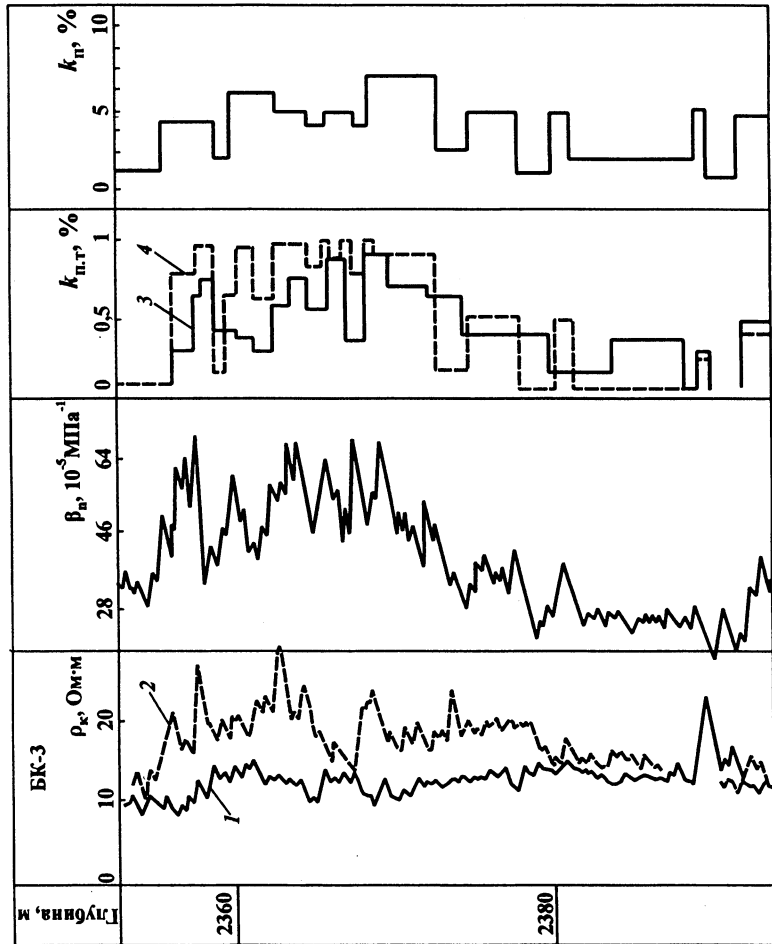


Рис. 88. Палетки для определения типа структуры емкостного пространства и коэффициентов трещинной и каверновой пористости по данным АК для известняка (а) и доломита (б) при насыщении емкостного пространства фильтратом ПЖ

Рис. 89. Определение $k_{a,7}$ по данным АКШ в порово-трещинном коллекторе (карбонатный разрез).
Кривые ρ_k : 1 - $\rho_p = 0,5$ Ом·м, 2 - $\rho_p = 2,4$ Ом·м; графики $k_{a,7}$, построенные по данным методов: 3 - двух растворов, 4 - АКШ (по В.А. Костериной)



(на рисунке эти кривые не приведены). В указанном интервале, представленном известняком, выбираем участок 2370–2373 м, в котором коэффициент сжимаемости $\beta_{п.т}$ по кривой этого параметра равен $46 \cdot 10^{-5} \text{ МПа}^{-1}$. Коэффициент трещинной пористости оценим с помощью формулы (86) или

$$k_{п.т} = k_{п.т}(\beta_{п.т} - \beta_{п.мз})/\beta_{т.} \quad (89)$$

Значение $\beta_{п.мз}$ принимаем равным $15 \cdot 10^{-5} \text{ МПа}^{-1}$ для известняка, значения коэффициента общей пористости $k_{п.т} = 6 \%$ – в соответствии с результатами определения этого параметра, указанными на рис. 89. Принимая сжимаемость трещин $\beta_{т.} = 260 \cdot 10^{-5} \text{ МПа}^{-1}$ и подставляя значения $\beta_{п.т}$, $\beta_{п.мз}$, $\beta_{т.}$ и $k_{п.т}$ в формулу (89), находим $k_{п.т} = 0,8 \%$.

Кинематические и динамические характеристики волны Лэмба, полученные на низких частотах упругих колебаний, позволяют выделять в разрезе проницаемые зоны коллекторов. В этом случае снижение скорости распространения и интенсивное затухание волны Лэмба обусловлено гидродинамическими свойствами коллектора – фильтрацией жидкости из скважины в пласт под действием упругой волны или, при наличии глинистой корки, передачей упругих колебаний через нее в пласт, что обеспечивает движение жидкости в пласте. С целью выделения зон с повышенными фильтрационными свойствами в глинистых породах целесообразно выполнять нормализацию показаний ΔT_L и ГМ. Превышение значений ΔT_L над нормализованными значениями ГМ позволяют выделить эти интервалы.

Задачи

94. Выделить зоны карбонатных коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами по аномальным показаниям кривой ΔT_L в комплексе с показаниями других методов ГИС (НГМ, ГМ, АМ, БМ, ИМ, СП и каверномер) в разрезе скважины, вскрывшей породы ассельско-сакмарского возраста одного из месторождений Тимано-Печорской НПП (рис. XI). Коллекторы относятся к межзерновому типу.

Использование дипольного зонда аппаратуры ХМАС позволяет исследовать азимутальную анизотропию пород, которая может быть обусловлена трещиноватостью или напряженным состоянием пород. Возможность выделения этих зон основана на эффекте расщепления поперечной волны на две составляющие – низко- и высокоскоростную компоненты, которые распространяются в двух взаимно перпендикулярных направлениях. Быстрая компонента, на которую приходится основная часть энергии волны, распространяется параллельно направлению преобладающей сис-

темы трещин. Менее интенсивная медленная компонента распространяется перпендикулярно направлению трещин. Аппаратура позволяет рассчитать коэффициент азимутальной анизотропии и выделить аномальные зоны, обусловленные наличием трещин, а также оценить азимут простирания трещинных систем (рис. XII).

95. Выделить зоны развития трещин по данным дипольного зонда (аппаратура ХМАС) на основании аномалий коэффициента азимутальной анизотропии (см. рис. XII).

§ 16. МЕТОД ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА

В основе метода ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) лежит изучение процессов взаимодействия ядер атомов и внешних магнитных полей. Их основа – явление ядерно-магнитного резонанса, которое состоит в следующем. Ядра некоторых элементов, в частности водорода, имеют механический и магнитный моменты, оси которых совпадают. В постоянном магнитном поле Земли магнитные моменты ядер этих элементов стремятся принять направление внешнего поля, чему препятствует тепловое движение молекул. В результате магнитные моменты ядер прецессируют вокруг направления поля подобно оси вращающегося волчка. При воздействии на ядра переменного магнитного поля (наряду с одновременным воздействием постоянного внешнего поля) происходит аномальное поглощение энергии этого поля ядрами элементов, у которых характерная для них частота прецессии совпадает с частотой переменного поля. Это и есть явление ядерно-магнитного резонанса.

Для изучения разрезов нефтяных и газовых скважин используется две модификации ядерно-магнитного метода, основанные на явлении ЯМР на ядрах водорода (протонах): метод ядерно-магнитного резонанса в земном магнитном поле и метод ЯМР в сильном магнитном поле. Регистрируемыми величинами в методе ЯМР являются амплитуды сигнала и время затухания ядерной намагниченности (продольной T_1 и поперечной T_2 релаксации). Амплитудный параметр связан с содержанием водорода в породе, а времена продольной и поперечной релаксации – с подвижностью молекул, содержащих водород.

В модификации метода ЯМР в поле Земли изучают эффекты, характеризующие свободную прецессию ядер водорода, в частности сигнал свободной прецессии (ССП) ядер водорода E , пропорциональный величине вектора ядерной намагниченности спустя различное время t после выключения внешнего переменного магнитного поля. Наибольший интерес представляет на-

начальная амплитуда ССП U_0 , соответствующая моменту выключения внешнего переменного поля. Начальная амплитуда вычисляется по результатам регистрации двух или трех амплитуд, записанных на разных временных задержках после снятия поляризирующего поля. Для вычисления начальной амплитуды необходимо располагать данными по регистрации этих амплитуд. Величина U_0 пропорциональна числу ядер водорода, входящих в состав подвижных молекул воды, нефти и газа, заполняющих поры породы, и следовательно, 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 . Следовательно, при наличии благоприятных условий амплитуда U_0 пропорциональна эффективной пористости породы $k_{п.эф}$, которую в методе ЯМР называют индексом свободного флюида (ИСФ или $I_{сф}$). Неколлекторы и битуминозные породы, не содержащие подвижных флюидов, отмечаются нулевыми значениями ИСФ. Отличные от нулевых показания соответствуют коллекторам.

Таким образом, ЯМР в варианте ССП является методом выделения и определения эффективной пористости коллекторов.

Помимо начальной амплитуды в методе ЯМР есть возможность оценить время продольной релаксации ядерной намагниченности T_1 . Однако для получения этого параметра требуются большие временные затраты, поэтому величина T_1 измеряется редко.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИАГРАММ ССП

Определение границ пластов. Однородный пласт на кривых ССП выделяется симметричной аномалией с максимумом в середине пласта. Его границы определяются точками перегиба кривой.

Отсчет кажущегося $I_{сф.к}$ и определение истинного $I_{сф.п}$ значений индекса свободного флюида. Величину $I_{сф.к}$ определяют на участке максимального отклонения кривой U в середине пласта, толщина которого больше размера зонда. Значение $I_{сф.п}$ устанавливают по величинам $I_{сф.к}$, используя методику, изложенную в соответствующих руководствах, учитывая влияние скважины, глинистой корки и других факторов [13].

Выделение коллекторов и определение их эффективной пористости. Величина $I_{сф.п}$ близка к значению эффективной пористости коллектора $k_{п.эф}$, поэтому график $I_{сф.п}$ рассматривают как диаграмму параметра $k_{п.эф}$ и определяют его, полагая $k_{п.эф} = I_{сф.п}$. Коллекторами считают пласты, в которых $k_{п.эф} > 1-3\%$,

учитывая, что значения $k_{п.эф} < 1-3 \%$ могут соответствовать отклонениям кривых U , обусловленным аппаратными помехами.

В водоносном пласте значение $k_{п.эф}$ равно значению $I_{сф.п}$, в газоносном – $k_{п.эф} = I_{сф.п} + k_{го}k_{п}$, где $k_{го}$ и $k_{п}$ – соответственно содержание остаточного газа и коэффициент пористости, а в нефтеносном пласте – $k_{п.эф} = I_{сф.п} + k_{но}k_{п}(1 - I_{са})$, где $k_{но}$ и $I_{са}$ – соответственно коэффициент остаточного нефтенасыщения и индекс снижения амплитуды, равный отношению сигналов от пластового флюида и воды.

Задачи

96. Выделить коллекторы в карбонатном разрезе по диаграмме ядерно-магнитного метода, показанной на рис. 90. Определить интервалы их залегания и значения эффективной пористости.

97. Выделить коллекторы по диаграммам ядерно-магнитного метода в варианте ССП (рис. XIII), выполненного в терригенном

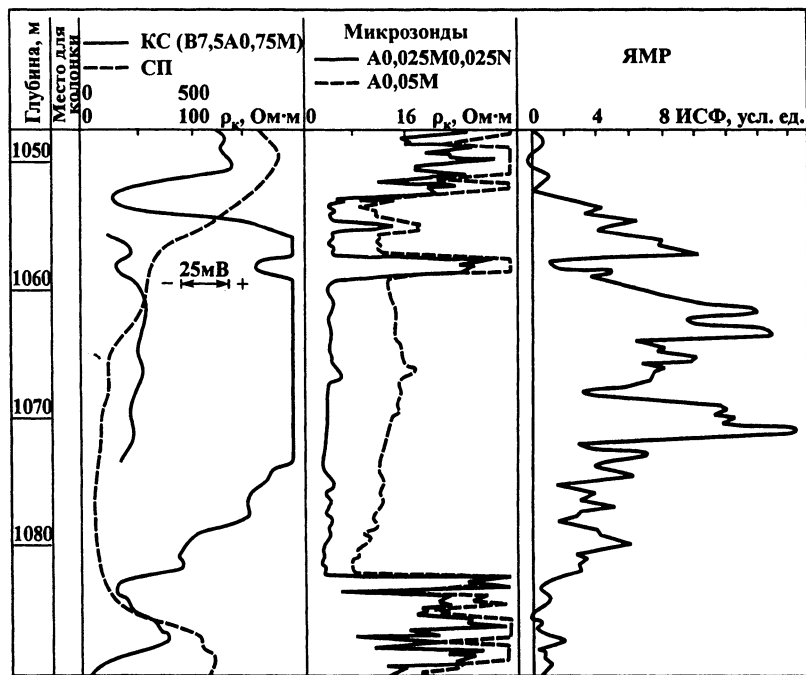


Рис. 90. Диаграмма метода ЯМР в комплексе с микрозондами и радиометрией по участку карбонатного разреза (по данным ПГО «Татнефтегеофизика»)

разреze покурской свиты одного из месторождений Вартовского свода Среднего Приобья. Определить, в чем состоят трудности решения этой задачи по качественным признакам выделения коллектора в этой скважине.

В последние годы все большее применение получает другой вариант ядерно-магнитного метода, основанный на регистрации ЯМР в сильном поле. Метод позволяет полностью исключить влияние скважинной жидкости на полезный сигнал и характеризуется небольшим мертвым временем регистрации сигнала (на порядок меньше, чем в аппаратуре ЯМР в поле Земли) поперечной релаксации T_2 [17, 20].

Для реализации метода разработана аппаратура: отечественная – ЯМТК (разработчик НПЦ «Тверьгеофизика») и зарубежная – приборы CMR и MRIL-C.

В методе используется принцип ЯМР-томографии, в связи с чем он именуется ядерно-магнитный томографический каротаж (ЯМТК). Особенностью метода является возможность получить раздельные сигналы от всех типов пластового флюида – воды глинистого материала, капиллярно-связанной и свободной воды, присутствующих в емкостном пространстве породы. Выделение разных типов воды выполняется по следующим критериям (рис. XIV). Вода глин характеризуется самым низким значением T_2 – до 3 мс, более высокие значения T_2 имеет капиллярно-связанная вода (наиболее часто встречающийся диапазон 3–33 мс для терригенных пород и 3–80 мс – для карбонатных пород). Более низкие граничные значения $T_{2гр}$ отмечаются в терригенных породах по сравнению с карбонатными, поскольку последние, как правило, не содержат ферромагнитных минералов. Приведенные граничные значения весьма условны, поскольку могут встречаться карбонатные породы, для которых значения $T_{2гр}$ могут изменяться от 50 до 120 мс, и терригенные, для которых $T_{2гр}$ может составлять 10 мс. Каверновые емкости в карбонатных породах отмечаются при T_2 более 750 мс. Таким образом, отмечается взаимосвязь сигнала ЯМР и размера пор, что лежит в основе решения задачи распределения пор по размеру с помощью ЯМТК.

Ядерно-магнитный томографический метод позволяет решать следующие задачи:

- изучение структуры емкостного пространства и распределение пор по размерам;
- определение коэффициентов пористости с разделением доли пор, приходящихся на связанную воду и эффективную емкость;
- определение подвижной и неподвижной воды;

- оценка проницаемости пород;
- определение типов флюидов, заполняющих емкостное пространство.

Пример 51. На рис. XV приведен пример использования метода ЯМТК в трех типах разреза скважин (полимиктовые песчаники и алевролиты Западной Сибири, кварцевые песчаники и карбонаты Волго-Уральской НГП) совместно с данными других методов комплекса ГИС. Метод позволяет оценить коэффициенты общей и эффективной пористости, а также проницаемость коллекторов.



Глава V

ПОСТРОЕНИЕ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН. ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ И ОЦЕНКА ИХ ПРОДУКТИВНОСТИ ПО ДАННЫМ МЕТОДОВ ГИС

Данные геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ используются для составления литологического разреза скважины, выделения и оценки характера насыщения коллекторов в разрезе, определения эффективной толщины, коэффициентов пористости и нефтегазо-насыщения, а также оценки коэффициентов проницаемости и глинистости продуктивных коллекторов.

Первая из перечисленных задач решается обычно методами качественной интерпретации путем использования признаков основных типов пород на главных диаграммах геофизического комплекса. Выделение, оценка характера насыщения коллекторов и определение их эффективной толщины проводятся для простейшего случая коллекторов с межзерновой пористостью также на основании качественной интерпретации, а для более сложных — методами количественной интерпретации через оценку коэффициентов пористости, глинистости, нефтегазонасыщения либо параметра насыщения P_n . Промышленная оценка коллекторов базируется на количественных определениях пористости, нефтегазонасыщения, проницаемости, используемых при проведении подсчетов запасов и проектировании разработки месторождений.

По данным, полученным в эксплуатационных скважинах, кроме указанных задач, по геофизическим материалам устанавливается характер продвижения водонефтяного (ВНК) и газожидкостного (ГЖК) контактов в процессе разработки месторождения.

§ 17. УСЛОВИЯ ВСКРЫТИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН И ИХ ВЛИЯНИЕ НА КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для исследования скважин в данном районе и в пределах изучаемого геологического объекта должен применяться оптимальный, соответствующий условиям района комплекс геофизических исследований.

Состав методов оптимального комплекса зависит от особенностей разреза (терригенный, карбонатный, гидрохимический и др.). На комплекс применяемых методов и способы их интерпретации также существенно влияют условия бурения скважин, и в первую очередь тип и параметры промывочной жидкости, которые в значительной степени определяют достоверность и качество получаемой по геофизическим данным информации. Промывочными жидкостями являются глинистые растворы, техническая вода и нефилтрующие растворы.

Глинистый раствор – наиболее широко применяемая в настоящее время промывочная жидкость, поэтому основные признаки выделения в разрезе литологических разностей, в том числе коллекторов, по геофизическим данным формулируются в расчете на применение глинистого раствора (см. табл. 30).

К особенностям вскрытия разрезов на глинистом растворе относятся образование в межзерновых коллекторах зон проникновения фильтрата раствора и глинистых корок на стенках скважины ($d_c < d_n$). В плотных, сцементированных породах диаметр скважины остается равным номинальному ($d_c = d_n$). В глинах, глинистых сланцах, аргиллитах за счет разбухания глинистых частиц и вымывания их струей бурового раствора диаметр скважины увеличивается. В трещиноватых разрушенных породах, зонах развития карста и растворимых каменных и калийных солях диаметр скважины также может увеличиваться ($d_c > d_n$).

Проявление этих особенностей зависит от параметров раствора: водоотдачи, плотности, минерализации фильтрата, статического напряжения сдвига (СНС).

Водоотдача – основной показатель качества глинистого раствора; чем ниже водоотдача, тем лучше раствор. При оптимальной водоотдаче (4–8 см³/ч) условия изучения разреза геофизическими методами наиболее благоприятны, поскольку в этом случае глубина проникновения и толщина глинистой корки в коллекторах являются минимальными. Это обеспечивает надежное определение параметров неизменной части коллектора методами электрометрии и коллекторских свойств пласта методами с высокой вертикальной разрешающей способностью и малой

глубинностью (ГГМ, МБМ, ЯМР). При высокой водоотдаче ($20 \text{ см}^3/\text{ч}$ и более) условия изучения разреза, и прежде всего коллекторов, геофизическими методами становятся крайне неблагоприятными: глубокое проникновение не позволяет оценивать продуктивность коллектора наиболее глубинными методами электрометрии (индукционный зонд, большие потенциал- и градиент-зонды), а толстая глинистая корка делает коллектор недоступным для изучения методами с малой глубиной (ГГМ, МБМ, ЯМР).

Плотность δ_r глинистого раствора определяет величину давления в скважине p_c и превышение его (репрессию) Δp над пластовым $p_{пл}$ на заданной глубине ($\Delta p = p_c - p_{пл}$). Чем больше δ_r , тем больше p_c и Δp и тем глубже происходит проникновение фильтрата глинистого раствора в коллекторы.

Следовательно, увеличение δ_r раствора для промысловой геофизики означает примерно то же, что увеличение водоотдачи. Оптимальные условия для проведения геофизических исследований – бурение с минимальным Δp или «на равновесии», когда $\Delta p \approx 0$.

Минерализация C_f фильтрата глинистого раствора, которую геофизики обычно связывают с удельным сопротивлением фильтрата ρ_f , неоднозначно влияет на эффективность различных геофизических методов. Наиболее типично для большинства районов бурение на пресном глинистом растворе ($\rho_f > \rho_v$), для которого характерно выделение коллекторов и пород с низкой глинистостью отрицательными аномалиями на диаграмме СП и выделение коллекторов по положительным приращением на диаграммах микрозондов. С ростом минерализации глинистого раствора и приближением значения ρ_f к значению ρ_v резко снижается эффективность методов СП и микрозондов как средств выделения коллектора, а также существенно уменьшается эффективность индукционного метода для изучения разрезов с высокими удельными электрическими сопротивлениями.

Одновременно приближение ρ_f к ρ_v создает более благоприятные условия для оценки продуктивности коллектора по комплексу разноглубинных методов электрометрии, поскольку при $\rho_f = \rho_v$ в продуктивных коллекторах формируются зоны только понижающего проникновения ($\rho_{зп} < \rho_{пл}$), а в водоносных – $\rho_{зп} \approx \rho_{пл}$.

Статическое напряжение сдвига (СНС) характеризует способность глинистого раствора к осаждению твердых частиц и его дезинтеграции. Чем выше величина СНС, тем выше вероятность осаждения твердых частиц из раствора на стенках скважины и в ближней зоне коллектора.

Техническая вода. Скважины, где большая часть разреза представлена плотными породами, бурятся на воде, минерализация которой в зависимости от конкретных условий района изменяется от низкой до минерализации пластовой воды. Если в разрезе есть глины и глинистые породы, при бурении на воде возникает подобие глинистого раствора с очень высокой водоотдачей. В этом случае в связи с образованием глубоких зон проникновения оценка характера насыщения коллекторов геофизическими методами, как правило, исключена, а эффективность микрозондов и каверномера как средств выделения коллектора крайне низка. Очевидно, что такие условия бурения чрезвычайно неблагоприятны для изучения разреза геофизическими методами и могут привести к невосполнимым потерям информации, прежде всего о коллекторах. Бурение на воде высокой минерализации, близкой к минерализации насыщенного раствора, оправдано только при наличии разреза с мощными пластами каменных и калийных солей, поскольку в этом случае предотвращается растворение и интенсивное кавернообразование последних, существенно снижающее проходимость скважины геофизическими приборами.

Нефильтрующий раствор. Последние годы при бурении скважин все чаще применяют в качестве промывочной жидкости нефилтрующие растворы. Наиболее широкое применение получили растворы на непроницающей – углеводородной – основе: известково-битумные (ИБР) и инвертные вододисперсионные (ВИЭР). Для ГИС важнейшими их особенностями являются огромное удельное сопротивление ($\rho_{\text{п}} \rightarrow \infty$, $\delta_{\text{р}} = 0$) и отсутствие (или очень малое) проникновения в коллекторы. Из этих особенностей растворов вытекают ограничения использования геофизических методов: в их комплекс возможно включение только тех, для которых не требуется прямой электрический контакт с породой. Из электромагнитных методов в этих условиях применимы только индукционный зонд и волновой диэлектрический метод. Отсутствие глинистых корок не позволяет использовать традиционные методы выделения коллекторов. В то же время создаются благоприятные условия для изучения характера насыщения последних геофизическими методами средней и малой глубинности (например, ядерными и акустическими).

§ 18. ТИПЫ ИЗУЧАЕМЫХ РАЗРЕЗОВ И КОЛЛЕКТОРОВ

В качестве основных типов разреза рассматривают терригенный, карбонатный и гидрохимический. Кроме того, встречаются разрезы смешанного типа: терригенно-карбонатные; карбонатно-

гидрохимические; терригенно-гидрохимические; вулканогенные, которые по вещественному составу близки к терригенным, а по структуре порового пространства коллекторов – к карбонатным (за исключением карстовых образований).

По морфологии порового пространства коллекторы разделяют на межзерновые, трещинные, кавернозно-трещинные и смешанные типы. В последнем в свою очередь выделяют трещинно-межзерновые, кавернозно-межзерново-трещинные, карстово-кавернозные и т.д. В терригенном разрезе преобладают межзерновые коллекторы, в карбонатном наряду с межзерновыми – кавернозно-трещинные и смешанные.

С геофизической точки зрения в терригенном разрезе среди межзерновых коллекторов выделяют высокопористые и низкопористые; чистые (слабоглинистые) и глинистые. Последние в свою очередь разделяют по характеру распределения глинистого материала на коллекторы с рассеянной, слоистой, структурной и гнездовидной глинистостью. Особую группу межзерновых коллекторов составляют породы с неактивным (карбонатным или силикатным) цементом. В карбонатном разрезе различают высокопористые и низкопористые межзерновые коллекторы. Высокопористые коллекторы часто бывают смешанного типа с присутствием значительной доли вторичных пор выщелачивания, перекристаллизации и т.д. Особую группу составляют высокопродуктивные трещинно-кавернозно-межзерновые коллекторы с наличием крупных пустот и полостей выщелачивания карстового типа, сообщающихся между собой системой трещин. Трещинные коллекторы встречаются в карбонатных, терригенных и вулканогенных породах.

Современный стандартный комплекс геофизических методов, используемых для изучения разрезов скважин при большом разнообразии их физической сущности, по характеру решаемых задач можно разделить на группы методов: 1) выделения коллекторов (межзерновых); 2) определения пористости; 3) определения глинистости; 4) оценки продуктивности. В первую группу входят микрозонды и каверномер, позволяющие установить в разрезах скважин фильтрующие интервалы – коллекторы с межзерновой пористостью, на которых образуется глинистая корка при бурении на глинистом растворе. К этой же группе относится ядерно-магнитный метод, выделяющий в разрезе породы с эффективной пористостью. Группу методов пористости составляют гамма-гамма-метод, акустический и нейтронные методы; они в одинаковой степени применимы в скважинах, бурящихся на глинистом растворе, технической воде и нефилтрующих растворах. К методам глинистости относятся методы собственных потенциалов (СП) и естественной радиоактивности (ГМ).

Метод СП дифференцирует терригенный разрез по относительной глинистости $\eta_{гг}$, карбонатный – по относительному содержанию нерастворимого остатка $\eta_{но}$; он применим в скважинах, бурящихся на глинистом растворе и воде при $\rho_f > \rho_v$.

Гамма-метод дифференцирует терригенный разрез по объемной глинистости $k_{гг}$, карбонатный – по объемному содержанию нерастворимого остатка $k_{но}$; ГМ применим во всех скважинах, независимо от типа раствора, обсаженных и необсаженных.

Оценку продуктивности можно осуществить фактически по всем методам комплекса, что вытекает из главного петрофизического параметра P_n , связывающего геофизические свойства с коэффициентом нефтегазонасыщения порового пространства коллектора. Из формул (10), (11) следует, что нефте-, газосодержащей является порода, в которой $P_n = \rho_{пп}/\rho_{vp} > 1$. Оценка величины $P_n = \rho_{пп}/P_{пп}\rho_v$ должна проводиться методами сопротивления ($\rho_{пп}$ – числитель выражения) и пористости при известном удельном сопротивлении воды ($P_{пп}\rho_v = \rho_{пп}$ – знаменатель выражения). В связи с этим методами оценки продуктивности являются боковое электрическое зондирование, экранированные и индукционные методы с разными радиусами исследования, позволяющие определить или при качественной интерпретации оценить удельное сопротивление неизменной части пласта. Методы сопротивления должны комплексироваться с методами пористости для определения (или оценки) $\rho_{пп}$. Все это также должно сочетаться с электрическими методами, позволяющими установить изменение удельного сопротивления в пласте по радиусу, а также характер проникновения фильтрата в коллектор.

Сфера применения каждого из перечисленных методов шире, чем это предусмотрено данной классификацией. Так, диаграмма ЯМР в терригенном и карбонатном разрезах, диаграммы СП, ГМ – в терригенном несут информацию о пористости; методы пористости – ГГМ, НМ, АК – содержат сведения о глинистости, особенно при комплексном использовании диаграмм этих методов; практически все методы пористости и глинистости несут косвенную информацию о коллекторе (в условиях неглубокого проникновения диаграммы микрозондов дают сведения о продуктивности, диаграммы ГГМ и НМ – о газонасыщенности породы). При наличии глубоких проникновений геофизические измерения нейтронными методами проводят в виде повторных исследований после обсадки скважины. Это позволяет установить газонасыщенные интервалы по мере расформирования в них зоны проникновения.

Таким образом, для надежного построения литологического разреза по геофизическим данным требуется соблюдение опти-

мальных параметров промывочной жидкости, репрессий на пласты в процессе бурения и проведение в скважинах полного комплекса геофизических исследований, соответствующего изучаемому разрезу и типу бурового раствора.

Задачи

98. Какие методы геофизических исследований необходимо иметь в комплексе скважинных исследований, чтобы дать заключение о продуктивности коллекторов, выделяемых на основании рис. 15?

99. Какими геофизическими методами желательно дополнить комплекс диаграмм, приведенных на рис. 25 и 85? Какие задачи должны решать эти методы?

100. Какие методы геофизического комплекса требуется использовать, чтобы дать однозначное заключение об участке разреза, представленного на рис. 54.

101. Какими методами необходимо дополнить комплекс диаграмм, представленных на рис. IV и V, для однозначной характеристики выделенного участка разреза?

§ 19. СОСТАВЛЕНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСА ОСНОВНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

Для построения разрезов скважин используется комплекс диаграмм различных геофизических методов. Построение разреза включает две операции: определение границ и толщин отдельных пластов и оценку литологической характеристики выделенных однородных интервалов.

Для определения границ и толщин пластов используются способы, рассмотренные выше, по диаграммам отдельных методов. Литологическую характеристику пород оценивают по сумме признаков, выявленных на диаграммах различных методов. Чем больше число признаков, характеризующих породу, установлено, тем точнее она может быть определена.

При комплексной геофизической интерпретации необходимо учитывать, что существующие методы дают физические признаки пород, часто являющиеся общими для разных отложений. В связи с этим в тех случаях, когда совершенно неизвестны ни минеральный состав, ни литологическая характеристика пород, следует строить условную колонку расчленения разреза по физическим признакам, которую затем уточняют по данным петрофизи-

ческих исследований образцов, извлеченных в процессе бурения скважины или боковым грунтоносом.

Для оценки наиболее распространенных осадочных пород можно использовать ориентировочные данные (табл. 30). При этом необходимо учитывать, что в этой таблице даны признаки лишь наиболее ясно выраженных типов пород и коллекторов межзернового типа. В природных условиях могут встречаться также переходные разности от одного типа к другому. Например, увеличение песчанистости глины может привести к уменьшению ее пористости и вероятности образования против нее каверны, увеличению сопротивления, а увеличение пластичности – к тому, что вместо каверны против глины создается сужение диаметра скважины. Повышение содержания глинистого материала в нефтенасыщенном песчанике приводит к уменьшению амплитуды СП и значительному снижению сопротивления.

При этом, если содержание глинистого материала велико, то могут резко измениться показания и других методов, что вызовет затруднение в выделении такого коллектора. Загипсованность пород приводит к уменьшению показаний НГМ. Все это в значительной степени затруднит построение разреза.

На основании табл. 30 приходим к выводу, что в некоторых случаях, когда разрезы представлены породами с ясно выраженными свойствами, литологическая колонка может быть вполне удовлетворительно составлена на основании данных небольшого числа методов. Например, для терригенного разреза, в котором плотные слабоглинистые карбонатные разности пород имеют подчиненное значение, задача может быть достаточно хорошо решена с помощью одних лишь электрических методов.

Однако если в разрезе встречаются как терригенные, так и карбонатные породы с различными типами порового пространства, насыщенные водой разной минерализации, нефтью или газом, построение разреза и особенно выделение коллектора можно осуществить лишь на основании количественной интерпретации геофизических данных с привлечением геологических сведений о характере разреза.

При построении разрезов скважин, вскрывающих гидрохимические отложения, большую роль играют методы рассеянного гамма-излучения и акустический, которые позволяют выделить гипсы, ангидриты, известняки и соли по характерным для них константам (см. табл. 17, 19, 21, 26).

Задачи

102. Построить литологическую колонку на основании диаграмм комплекса методов, приведенных на рис. 15, IV и V. Дать

Основные признаки некоторых осадочных пород и коллекторов по данным геофизических методов (глинистый раствор)

Породы и коллекторы	Методы сопротивления		Метод СП	Кавернограмма	Микрозонды	Гамма-метод	Нейтронные методы
	ρ_n	Характер зоны проникновения					
Глины	Низкое	Отсутствие проникновения	Максимальные	$d_c > d_n$	ρ_k	I_γ	I_{np}, I_{nn}
Пески, песчаники, высокопористые карбонатные коллекторы с межзерновой пористостью, насыщенные высокоминерализованной водой	Минимальное	$\rho_f < \rho_{ш} \geq \rho_n$	Минимальные	$d_c < d_n$	Средние, не совпадающие для микрозондов разной длины	Средние	Средние
Пески, песчаники, высокопористые карбонатные коллекторы с межзерновой пористостью, насыщенные нефтью с небольшим содержанием связанной воды	Среднее	$\rho_f < \rho_{ш} > \rho_n$ $\rho_f < \rho_{ш} < \rho_n$ $\rho_f < \rho_{ш} = \rho_n$	»	$d_c < d_n$	То же	»	»
Пески, песчаники, высокопористые карбонатные коллекторы с межзерновой пористостью, насыщенные газом с небольшим содержанием связанной воды	»	$\rho_f < \rho_{ш} > \rho_n$ $\rho_f < \rho_{ш} < \rho_n$ $\rho_f < \rho_{ш} = \rho_n$	»	»	»	»	Максимальные

Коллекторы с межзерновой пористостью, насыщенные водой, более пресной или такой же, как фильтрат бурового раствора	»	$\rho_p < \rho_{\text{зд}} < \rho_n$ $\rho_p < \rho_{\text{зд}} = \rho_n$	Показания СП выше, чем в глинах, или как в глинах; $\rho_f \leq \rho_n$	$d_c < d_n$	»	»	Средние
Низкопористые коллекторы в чистых карбонатных разностях. Характер насыщения порового пространства установить трудно из-за глубокого проникновения. Могут обладать как межзерновой, так и трещинной пористостью	»	Глубокое проникновение фильтра та или кажущееся отсутствие проникновения	Минимальные	$d_c < d_n$	»	Минимальные	Средние, но выше, чем в песчаных коллекторах
Глинистые известняки, мергели. Могут обладать как межзерновой, так и трещинной пористостью	»	Отсутствие проникновения	Максимальные	$d_c = d_n$	Максимальные, резко меняющиеся	Средние или максимальные	То же
Ангидриты, чистые плотные кристаллические известняки	Максимальное	То же	Минимальные	$d_c = d_n$	То же	Минимальные	Максимальные
Гипсы, сильно загипсованные породы	»	»	»	$d_c = d_n$	»	»	Минимальные
Галит (каменная соль)	»	»	—	$d_c = d_n$ при предельном насыщении раствором солью	Минимальные при $d_c \gg d_n$	Очень низкие	Показания меняются с изменением диаметра скважины от средних до очень высоких
Калийные соли	»	»	—	То же	То же	Аномально высокие	То же

объяснение, какие группы методов дают информацию о границах плотных пород, коллекторов, глин. Какие методы позволяют выделить интервалы повышенной пористости? Какие методы дают возможность судить о продуктивности выделенных коллекторов? Какими исследованиями необходимо располагать, чтобы точно установить, имеются ли в разрезе газоносные коллекторы?

103. Построить литологическую колонку на основании диаграмм комплекса методов, изображенных на рис. 91. Отметить интервалы, в которых интерпретация не является однозначной.

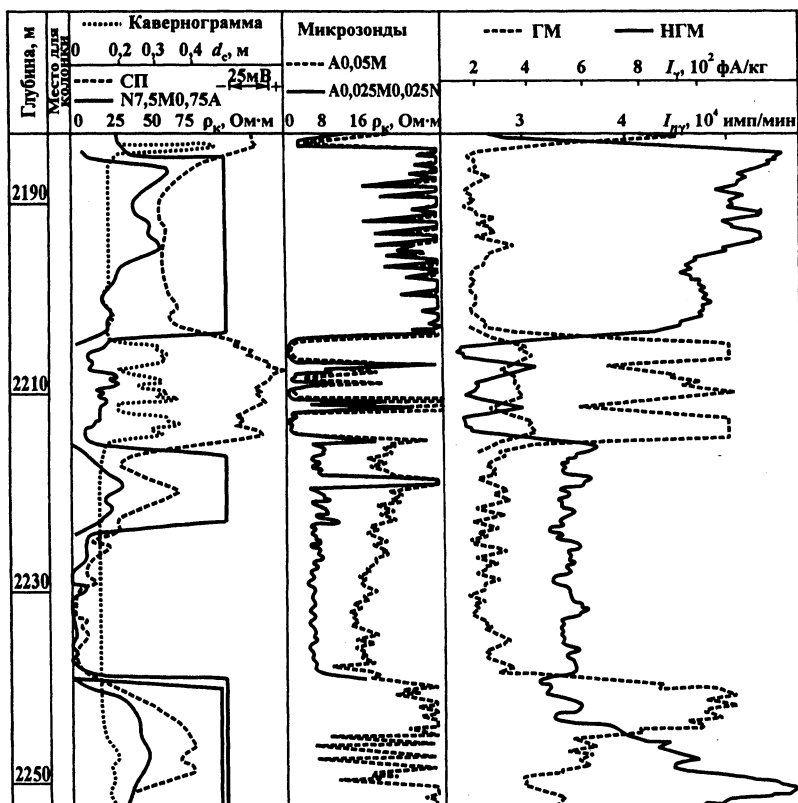


Рис. 91. Комплекс диаграмм методов ГИС по участку терригенно-карбонатного разреза:

$d_c = 0,25$ м; $\rho_p = 1,2$ Ом·м при температуре пласта

104. Построить литологическую колонку на основании диаграмм комплекса методов ГИС, приведенных на рис. XVI, XVII, XVIII. Выделите коллекторы и разделите их по характеру насыщения на водо-, нефте- и газонасыщенные. Какие методы комплекса позволяют решить эту задачу?

§ 20. ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ТОЛЩИНЫ МЕЖЗЕРНОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

ТЕРРИГЕННЫЙ РАЗРЕЗ

Предпосылкой выделения коллектора геофизическими методами [3, 6, 19, 20] является его отличие от вмещающих пород-неколлекторов по проницаемости, пористости, глинистости. Признаки коллектора делятся на прямые качественные и косвенные количественные.

Прямые признаки указывают на возможность фильтрации в порах коллектора воды, нефти, газа и фильтрата бурового раствора. При бурении на качественном глинистом растворе с малой водоотдачей и невысокой минерализацией признаки коллектора устанавливаются в соответствии с табл. 30: сужение диаметра за счет образования глинистой корки ($d_c < d_n$); положительные приращения на диаграмме микрозондов ($\rho_{\text{ГМЗ}} < \rho_{\text{КПМЗ}}$) при невысоких значениях их показаний; наличие зоны проникновения или радиального градиента сопротивления в пласте по данным БЭЗ или диаграмм разноглубинных зондов. Последний признак не является обязательным, поскольку в продуктивных коллекторах могут создаваться условия, при которых $\rho_{\text{эл}} \approx \rho_{\text{пл}}$.

При ухудшении качества глинистого раствора с увеличением его водоотдачи возрастает глинистая корка на поверхности коллектора ($h_{\text{ГК}} \leq 1$ см в хороших условиях и достигает 3–4 см при плохом качестве раствора). При этом разница в показаниях микрозондов сначала возрастает, а потом убывает. При больших значениях толщины глинистой корки исключается возможность исследования промытой зоны микрометодами; тонкие прослои неколлекторов в коллекторе (глин и плотных пластов) перестают выделяться, так как корка покрывает и эти прослои. При возрастании минерализации раствора корки на стенках коллекторов образуются, но качественные диаграммы микрозондов практически не получаются. При бурении на технической

воде признаки коллекторов на диаграммах микрозондов и кавернограммах обычно отсутствуют; лишь при значительном обогащении промывочной жидкости глиной из выбуренных пород появляются слабые признаки коллекторов на этих диаграммах.

Примеры выделения межзерновых коллекторов при бурении на качественном глинистом растворе приведены на рис. 15, V, 91, 93.

Наличие радиального градиента сопротивления (повышающего или понижающего проникновения фильтрата глинистого раствора) устанавливают при интерпретации БЭЗ и диаграмм разnogлубинных фокусированных зондов.

Радиальное изменение сопротивления четко устанавливают визуально по диаграммам экранированных зондов (микро- и трехэлектродного БК-3): при повышающем проникновении $R_{\text{кМБК}} > R_{\text{кБК}}$, при понижающем $R_{\text{кМБК}} < R_{\text{кБК}}$.

Отсутствие заметного градиента сопротивления не является признаком, отрицающим коллектор. Этот случай может соответствовать такому сочетанию коэффициентов насыщения в зоне проникновения и неизменной части пласта с отношением $\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}$, при котором по формуле (12) $\rho_{\text{эл}}/\rho_{\text{нц}} = P_{\text{н.эл}}\rho_{\text{ф}}/P_{\text{н}}\rho_{\text{в}}$.

Когда выделение коллектора на основании отдельных измерений по какой-либо из упомянутых выше причин оказывается невозможным, используются динамические методы их обнаружения. В этом случае проводят наблюдение процессов формирования или расформирования зоны проникновения во времени каким-нибудь одним методом (БЭЗ, комплекс фокусированных зондов) с неизменными условиями в скважине (метод повторных замеров) или при смене скважинных условий (метод двух растворов). Такие наблюдения в обсаженных скважинах с использованием нейтронных методов направлены на обнаружение газовых коллекторов в процессе расформирования зоны проникновения. Эти исследования широко применяются также и для выявления сложных коллекторов.

Кроме прямых качественных, используются также косвенные количественные признаки коллекторов.

К ним относятся критические значения проницаемости ($k_{\text{пр}}$), пористости ($k_{\text{п}}$), глинистости ($C_{\text{гл}}$, $k_{\text{гл}}$, $\eta_{\text{гл}}$) и геофизические параметры, отражающие изменение $k_{\text{п}}$ и $k_{\text{пр}}$ ($\Delta J_{\text{пг}}$, $\Delta J_{\text{г}}$, $\alpha_{\text{сп}}$ и др.).

Основным критерием, позволяющим относить породу к классам «коллектор» и «неколлектор», является граничное или критическое значение коэффициента проницаемости $k_{\text{пр}} = k_{\text{пр}}^*$. Если $k_{\text{пр}} > k_{\text{пр}}^*$, породу относят к классу «коллектор», если $k_{\text{пр}} \leq k_{\text{пр}}^*$ —

«неколлектор». Критическое значение проницаемости зависит от свойств флюидов и коллектора в пластовых условиях и от величины рентабельного дебита для данного района. Для нефтеносных коллекторов $k_{пр}^*$ лежит в пределах $(1-10) \cdot 10^{-3}$ мкм², для газовых – $(0,1-1) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Рентабельным считают дебит нефти Q_n или газа Q_g , значение которого выше нижнего предела $Q_{n,г}$ рентабельного дебита для данного района. Величины Q_n, Q_g определяются особенностями геологии, экономики данного района и себестоимостью тонны нефти или кубометра газа. Дальнейшие определения осуществляют по следующей схеме.

1. По величине минимального рентабельного дебита Q (в м³/сут) определяют коэффициент продуктивности коллектора (в м³/Па·сут·м)

$$\eta = Q_n / \Delta p h_{эф},$$

где Δp – депрессия (в Па), при которой получен дебит Q_n ; $h_{эф}$ – эффективная толщина коллектора, давшего этот приток (в м).

2. Зная η , рассчитывают соответствующее значение $k_{пр}^*$:

$$k_{пр}^* = (\mu \eta / 2\pi) \ln(R_k / r_c),$$

где r_c, R_k – соответственно радиусы скважины и контура питания скважины; μ – вязкость жидкости или газа в пластовых условиях.

Данный этап иногда минуют, получая корреляционную связь Q_n непосредственно с $k_{пр}^*$.

Далее для определения эффективной толщины могут использоваться два пути – либо методы пористости, либо методы глинистости.

3. При использовании методов пористости требуется иметь корреляционные связи вида $\Delta J_{пг} = f(k_n)$, методов глинистости – $k_{пр} = f(k_{гп})$ или $k_{пр} = f(\eta_{гп})$, по которым находят значения k_n^* либо $\eta_{гп}^*$ ($k_{гп}^*$), соответствующие $k_{пр}^*$.

4. Далее, используя упоминавшиеся ранее связи вида $\Delta J_{пг} = f(k_n)$, $\Delta T = f(k_n)$, $\alpha_{СП} = (\eta_{гп})$ и др., по величине k_n находят $\Delta J_{пг}^*$, ΔT^* , $\alpha_{СП}^*$ и т.д.

5. Отложив на диаграммах соответствующих методов ΔJ_{ny}^* , ΔT^* , $\alpha_{сп}^*$, получают уровень критических значений параметра, который разделяет распознаваемые пласты в разрезе на классы «коллектор» и «неколлектор».

В терригенном разрезе, где пористость и проницаемость коллекторов зависят от глинистости, для определения $h_{эф}$ используют данные методов СП и ГМ ($\alpha_{сп}^*$ и ΔJ_{γ}^*). Если в таком разрезе имеются пласты, содержащие неактивный силикатный или карбонатный цемент, для определения $h_{эф}$ необходимо использовать методы пористости (ΔJ_{ny}^* , ΔT^* , $\delta_{п}^*$). Для однозначного выделения эффективной мощности целесообразно также применять метод ЯМР по величине значений ИСФ более 1–3 % в зависимости от типа разреза.

КАРБОНАТНЫЙ РАЗРЕЗ

Основные принципы выделения и оценки характера насыщения межзерновых карбонатных коллекторов те же, что и для терригенного разреза. Особенности карбонатных коллекторов, существенно влияющими на геофизические способы их изучения, являются преобладание низкопористых разностей, широкий диапазон изменения пористости и структуры порового пространства в одном и том же горизонте, широкий диапазон изменения нижнего предела пористости коллектора, слабая связь коллекторских свойств с содержанием глинистого материала (нерастворимого остатка) при малой глинистости.

Первая особенность карбонатного разреза обуславливает формирование в карбонатных межзерновых коллекторах более глубокого, по сравнению с терригенными, проникновения фильтра промывочной жидкости, поскольку с уменьшением пористости (до некоторого предела) глубина проникновения в коллекторы при прочих равных условиях растёт. Эта же особенность – причина соизмеримости значений ρ_n в продуктивном коллекторе и неколлекторе.

Эти обстоятельства и влияние структуры порового пространства, а также широкий диапазон изменений k_n существенно затрудняют оценку характера насыщения коллектора. Отсутствие корреляции коллекторских свойств с глинистостью снижает эффективность методов СП и ГМ при изучении межзерновых коллекторов в карбонатном разрезе.

При выделении межзерновых карбонатных коллекторов по диаграммам методов пористости с использованием критического значения k_n^* учитывают, что в зависимости от структуры порового пространства k_n^* изменяется в широких пределах. Это наглядно иллюстрируют обобщенные зависимости между параметрами $k_{в.св}$ и k_n для различных типов межзерновых карбонатных коллекторов известных нефтяных и газовых месторождений России и ближнего зарубежья (рис. 92). По зависимости между $k_{в.св}$ и k_n можно оценить критическое значение k_n^* .

Пример 52. Определить k_n^* для различных межзерновых карбонатных коллекторов, характеризуемых графиками $k_{в.св} = f(k_n)$ на рис. 92, принимая в качестве k_n^* значение k_n , соответствующее $k_{в.св} = 70 \%$.

Результаты определений оформляем в виде табл. 31.

На основании табл. 31 делаем заключение, что граничное значение k_n^* растет при переходе от крупнозернистых коллекторов с

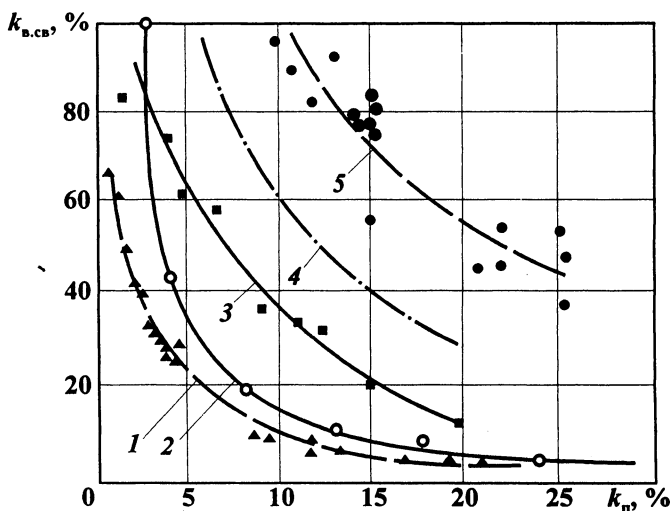


Рис. 92. Кривые зависимости $k_{в.св} = f(k_n)$ для карбонатных коллекторов разных районов:

1 — крупнопористые рифовые отложения (Башкирия); 2 — крупнопористые коллекторы карбона (Башкирия); 3 — известняки карбона (Вуктыл); 4 — доломиты межселевых отложений девона (Белоруссия); 5 — поровые коллекторы перми (Оренбург)

Таблица 31

Значения k_n^* для карбонатных межзерновых коллекторов

Коллектор	k_n^* , %
Рифовые отложения (Башкирия, пермь)	1
Крупнозернистые известняки (Башкирия, карбон)	3
Крупнозернистые доломиты (Белоруссия, девон)	3
Коллекторы Оренбургского газового месторождения (пермь)	7
Мелоподобные известняки (Предкавказье, верхний мел)	13
Известняки (Тимано-Печорская НГП, нижняя пермь)	6–9
Коллекторы месторождения Тенгиз (Казахстан, карбон)	7

большими порами к тонкозернистым с малыми порами. Для большинства межзерновых карбонатных коллекторов, характерных для крупнейших нефтяных и газовых месторождений СНГ, типичное значение k_n^* заключено в пределах 6–8 %. Очевидно, что правильный выбор k_n^* обеспечивает надежное определение $h_{эф}$ в карбонатном разрезе и, напротив, использование значения k_n^* , не соответствующего изучаемым отложениям, приводит к серьезным погрешностям в установлении $h_{эф}$.

Задачи

105. Выделить коллекторы с межзерновой пористостью по диаграммам комплекса методов, приведенным на рис. 85.

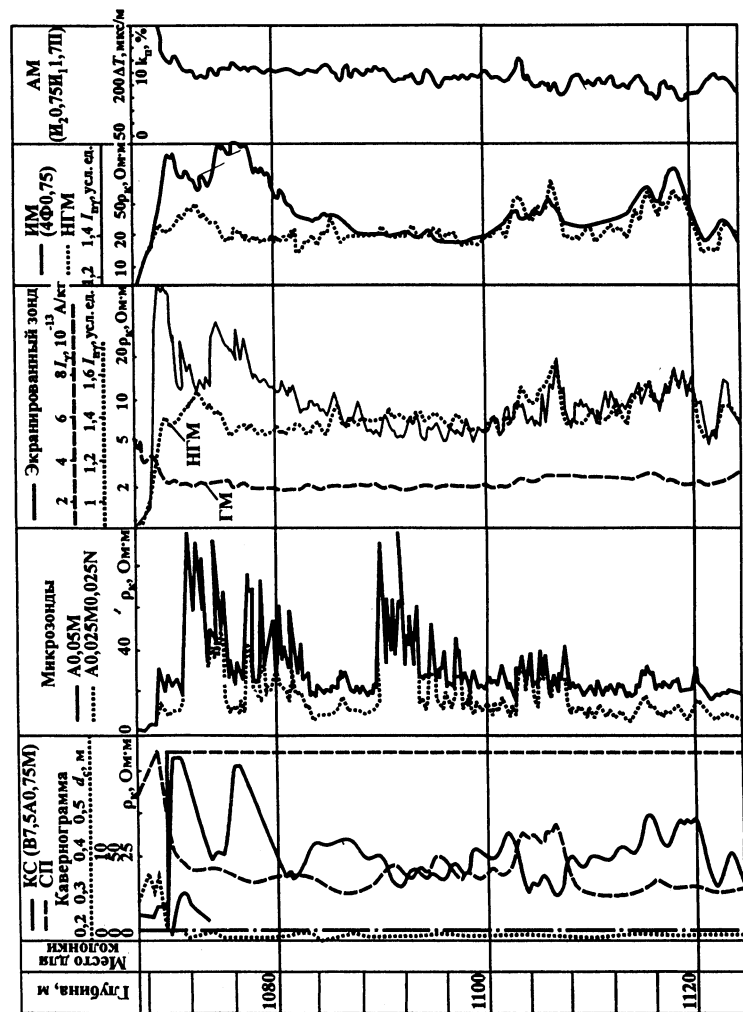
106. Дать заключение об эффективной толщине коллекторов, выделяемых на основании комплекса диаграмм, приведенных на рис. 85, IV и V. Оценить характер насыщения этих коллекторов.

107. Дать заключение о наличии карбонатных коллекторов в разрезах скважин, приведенных на диаграммах рис. 15, 60, 85.

108. На основании диаграмм, приведенных на рис. 93, определить эффективную толщину коллекторов в карбонатном разрезе.

109. Дать заключение, в каком диапазоне меняется нижний предел пористости карбонатных коллекторов, рассмотренных в задачах 105–108. Сравнить полученные результаты с данными табл. 31.

110. Выделить коллекторы по диаграммам комплекса ГИС, представленного на рис. XIII и XIX.



§ 21. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ МЕЖЗЕРНОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Определение характера насыщения межзерновых коллекторов выполняется путем сопоставления петрофизического параметра, который связан с коэффициентами насыщения углеводородами, и коэффициента пористости, оцененного каким-либо способом. Такими петрофизическими параметрами являются удельное электрическое сопротивление пласта ρ_n , определяемое каким-либо способом (метод сопротивления), относительная диэлектрическая проницаемость ϵ_n (ВДМ) и время жизни тепловых нейтронов в породе τ_n или величина, обратная ей, – декремент затухания плотности тепловых нейтронов λ_n (ИНМ). В практике наиболее часто эта задача решается с помощью метода сопротивления.

При определении характера насыщения коллектора используют параметр насыщения P_n , связанный с коэффициентом водонасыщения пор, или показания геофизического метода, дающего представление об изменении в коллекторах его величины. Из формул (10) и (11) следует, что $P_n = \rho_n / \rho_{np} = \rho_n / P_n \rho_n$, где в числителе стоит значение удельного сопротивления неизменной части пласта, в знаменателе – удельное сопротивление того же пласта в водонасыщенном состоянии. Последнее получают косвенным путем по известной пористости, переведенной в соответствии с выражением (3) в параметр пористости и затем – в $\rho_{np} = P_n \rho_n$. Таким образом, в общем случае для оценки характера насыщения требуется комплекс, включающий метод сопротивления, который дает информацию об удельном сопротивлении неизменной части пласта ρ_n , метод пористости, позволяющий оценивать величину P_n , и метод, который давал бы информацию о качестве воды, насыщающей пласт. Соотношение (10) связывает все методы геофизического комплекса в единое уравнение, разрешаемое либо количественно для получения коэффициента водонасыщения коллектора, либо качественно для установления характера насыщения коллекторов в разрезе скважины.

Чистые высокопористые межзерновые коллекторы характеризуются высокими значениями коэффициентов нефте-, газонасыщения. В этом случае из соотношения (10) следует, что характер насыщения можно оценить по величине удельного сопротивления неизменной части пласта и даже по значениям кажущегося сопротивления, зарегистрированным оптимальными зондами, если коэффициент пористости, а следовательно, и P_n изменяются в нешироких пределах, а пластовые воды одинаковы для всего

изучаемого разреза ($\rho_v = \text{const}$). При этом $\rho_{\text{вп}} = P_{\text{п}}\rho_v$ имеет малый диапазон изменения, а $\rho_{\text{пп}} = P_{\text{п}}P_{\text{п}}\rho_v$ из-за высокого коэффициента нефте- или газонасыщения значительно отличается от $\rho_{\text{вп}}$ водонасыщенных коллекторов. При условии $\rho_{\text{пп}} \gg \rho_{\text{вп}}$ оценка характера насыщения коллекторов возможна в соответствии с табл. 30 просто по величине кажущегося сопротивления.

В межзерновых коллекторах при больших изменениях пористости (а следовательно, и значений $\rho_{\text{вп}}$) и при невысоких или сильно колеблющихся значениях коэффициента нефте-, газонасыщения диапазоны изменения $\rho_{\text{вп}}$ и $\rho_{\text{пп}}$ могут в значительной степени перекрываться. В связи с этим для оценки характера насыщения таких коллекторов требуется использовать значение параметра насыщения. В этом случае процедура определения характера насыщения базируется на сопоставлении диаграмм методов сопротивления и пористости, которое проводят разными способами: 1) сопоставлением значений $\rho_{\text{п}}$ и $k_{\text{п}}$ в координатах $\rho_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$; 2) сопоставлением значений $\rho_{\text{п}}$ и показаний методов пористости в координатах $\rho_{\text{п}} = f(\Delta J_{\text{пр}})$ (ΔT , $\delta_{\text{п}}$, $\rho_{\text{пп}}$); 3) совмещением диаграмм $\rho_{\text{к}} \approx \rho_{\text{п}}$ с диаграммами методов пористости. Последняя методика носит название нормализации или наложения диаграмм, для чего требуется предварительная их трансформация с целью приведения к единому масштабу.

Все три операции основаны на сравнении значений удельного сопротивления пласта с $\rho_{\text{вп}}$, информацию о котором дает метод пористости. При этом в разрезе выделяют пласты, имеющие $\rho_{\text{п}} > \rho_{\text{вп}}$, что свидетельствует о величине $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{вп}} = P_{\text{п}} > 1$ и, следовательно, о существовании для них условия $k_{\text{в}} < 1$ ($k_{\text{п}} > 0$).

Пример сопоставлений первыми двумя способами приведен на рис. 94 [3]. Поле зависимостей $\rho_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$ разделяется здесь на области неколлекторов (А) и коллекторов (Б) при граничном значении коэффициента пористости $k_{\text{п.гр}} = 17\%$.

В области коллекторов расположено семейство графиков $\rho_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$ для различных значений относительного водонасыщения пор $\bar{k}_{\text{в}}$, изменяющихся от 0 до 1.

$$\bar{k}_{\text{в}} = (k_{\text{в}} - k_{\text{в.св}})/(1 - k_{\text{в.св}}),$$

где $k_{\text{в.св}}$ и $k_{\text{в}}$ — соответственно коэффициенты остаточного и текущего водонасыщения.

Значение $\bar{k}_{\text{в}} = 0$ соответствует предельно нефтегазонасыщенному коллектору ($k_{\text{в}} = k_{\text{в.св}}$), а $\bar{k}_{\text{в}} = 1$ — водонасыщенному ($k_{\text{в}} = 1$). Промежуточные кривые для $\bar{k}_{\text{в}} = \text{const}$ получены путем стати-

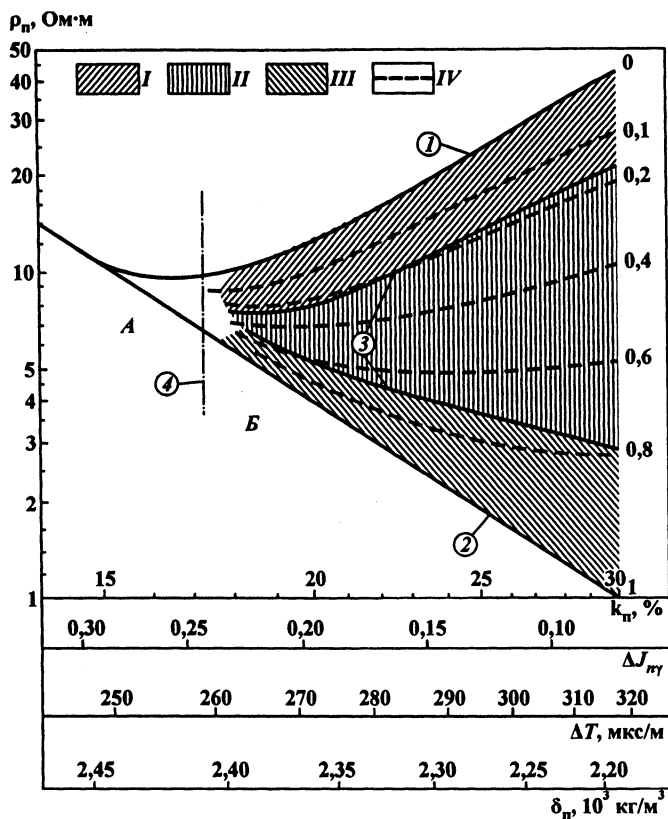


Рис. 94. Кривые зависимости $\rho_n = f(k_n)$, используемые для оценки продуктивности коллекторов.

Шифр кривых — $\bar{k}_n$; цифры в кружках: 1 — $\rho_{n\max} = f(k_n)$; 2 — $\rho_{вп} = f(k_n)$; 3 — $\rho_n^* = f(k_n)$ и $\rho_n^{**} = f(k_n)$; 4 — граница «коллектор — неколлектор», соответствующая $k_{n,гр}$; I — область безводной нефти; II — двухфазная область нефти с водой; III — область воды; IV — кривые $\rho_n = f(k_n)$ для коллекторов с разной глинистостью

стической обработки результатов петрофизических исследований. График 1 является зависимостью $\rho_{n\max} = f(k_n)$ для предельно нефтегазонасыщенных коллекторов, содержащих только связанную воду. График 2 представляет зависимость $\rho_{вп} = f(k_n)$ для полностью водоносных коллекторов, которая продолжается и в области A для неколлекторов. С уменьшением k_n графики 1 и 2 сближаются и сливаются в единый $\rho_{вп} = f(k_n)$ в области неколлекторов. Точка соединения этих графиков соответствует грани-

це коллектор–неколлектор, а коэффициент пористости в ней – граничному значению пористости $k_{п.гр}$. В области *Б* приведены еще кривые 3 зависимостей $\rho_n^* = f(k_n)$ и $\rho_n^{**} = f(k_n)$, соответствующие значениям P_n^* , k_n^* и P_n^{**} , k_n^{**} на рис. 7, б. Эти графики ограничивают область двухфазного течения жидкости в порах коллекторов (см. рис. 7, б). Таким образом, область коллекторов, дающих приток чистой нефти (газа), ограничена кривыми $\rho_{пmax}$ и ρ_n^* ; область коллекторов, из которых может быть получена нефть (газ) с водой, – кривыми ρ_n^* и ρ_n^{**} ; область непродуктивных коллекторов – кривыми ρ_n^{**} и $\rho_{пн}$. Зависимости $\rho_n^* = f(k_n)$ и $\rho_n^{**} = f(k_n)$ построены на основе совместного анализа кривых $P_n = f(k_n)$ для разных классов коллекторов, характеризующихся определенными интервалами значений k_n , зависимостями фазовых проницаемостей по воде и нефти (см. рис. 7, б) для тех же классов коллекторов, зависимостью $k_{в.св} = f(k_n)$ для исследуемого геологического объекта, представленного совокупностью всех классов коллекторов и неколлекторами. Характер насыщения коллектора может быть определен нанесением точки с координатами ρ_n и k_n на систему графиков, представленных на рис. 94, при этом область, в которой окажется точка, определяет характер насыщения распознаваемого пласта.

Способ оценки характера насыщения коллекторов $\rho_n = f(k_n)$ применим для карбонатных пород и низкопористых слабоглинистых терригенных пород. Для глинистых терригенных коллекторов используются аналогичные графики $\rho_n = f(\alpha_{сп})$. Пример такого графика приведен на рис. 95.

Помимо удельного электрического сопротивления для оценки характера насыщения коллекторов применяются величины диэлектрической проницаемости ϵ_n и временного декремента затухания плотности тепловых нейтронов λ_n в виде графиков $\epsilon_n = f(k_n)$ и $\lambda_n = f(k_n)$ (рис. 96). Эффективность использования этих способов ограничивается небольшой глубиной исследования методов ВДМ и ИННМ по сравнению с методом сопротивления и максимальна при благоприятных условиях применения этих методов – отсутствием зоны проникновения и высокой пористостью для обоих методов, высокой минерализацией пластовых вод (более 150 г/л) – для ИННМ.

Пример 53. Определить характер насыщения коллектора в разрезе нефтяного месторождения, для которого $\rho_n = 20$ Ом·м,

ρ_n , Ом·м

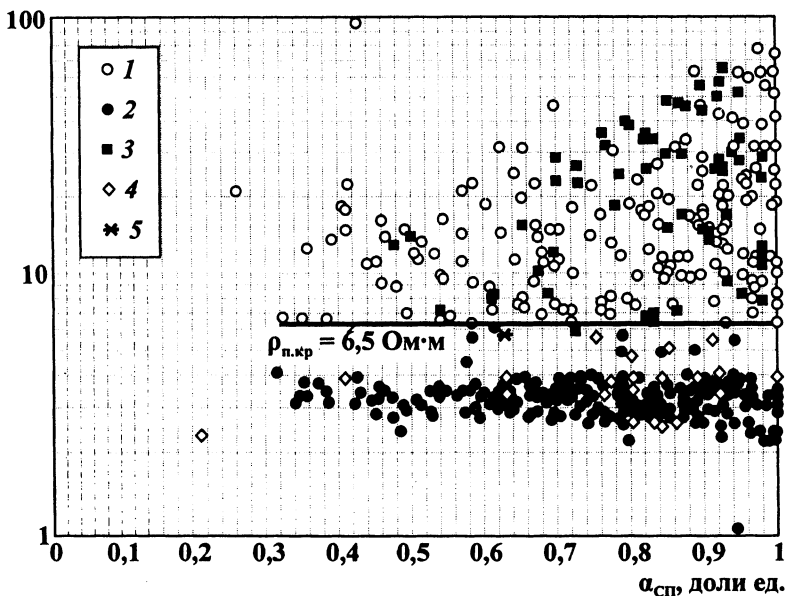


Рис. 95. Пример сопоставления $\rho_n = f(\alpha_{сп})$ для юрских отложений Бахиловского нефтяного месторождения:

Пласты: 1 – продуктивные по данным ГИС, 2 – водоносные по данным ГИС; 3 – нефть по опробованию скважин; 4 – вода по опробованию скважин; 5 – нефть (5 %) + вода по опробованию

$k_n = 25$ %. С помощью рис. 94, построив точку с указанными координатами, определяем, что коллектор даст при испытании безводную нефть.

Пример 54. Установить, чем представлена порода, имеющая $\rho_n = 10$ Ом·м, при значениях k_n : а) 15 %; б) 20 %; в) 25 % (использовать рис. 94). Ответ: а) неколлектор; б) коллектор нефтеносный; в) коллектор, который при испытании даст нефть с водой.

Для ускорения процесса оценки характера насыщения графики рис. 94 могут быть использованы со шкалами $\Delta J_{пр}$, ΔT , δ_n или $\Delta J_{пр}$, а также $\rho_{пп}$ вместо шкалы пористости.

Методы нормализации, или наложения диаграмм, которые основаны на обнаружении тех же эффектов, но без построения графиков $\rho_n = f(k_n)$, разбираются в настоящем параграфе далее.

Кроме рассмотренного выше способа, для определения характера насыщения можно использовать значения параметра насы-

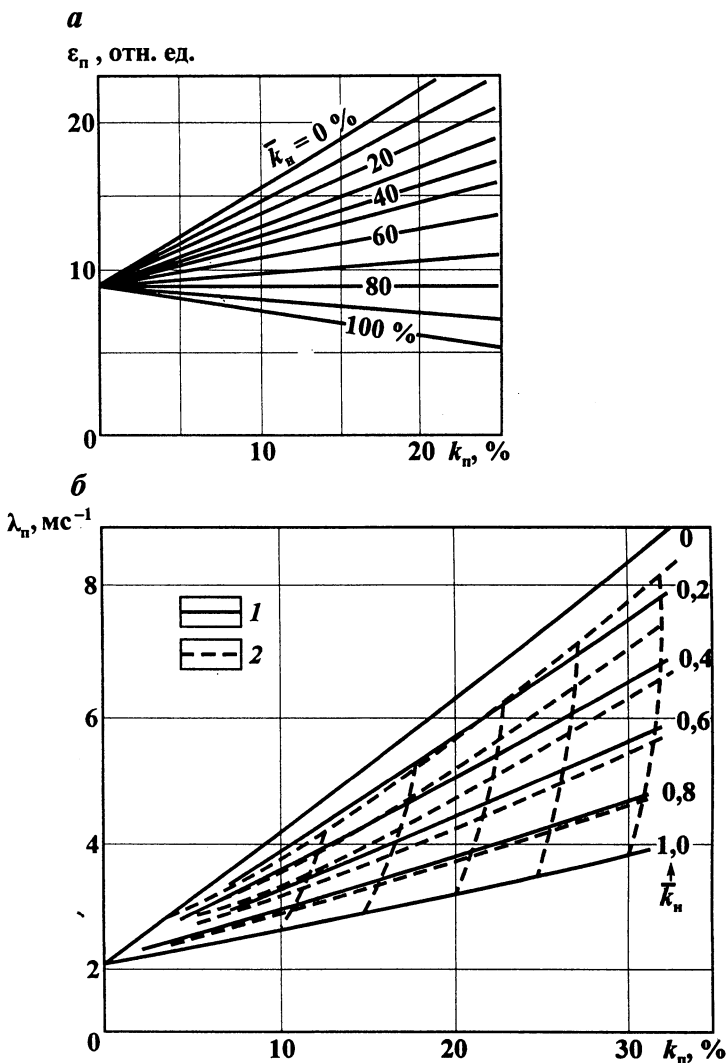


Рис. 96. Пример палеток для определения коэффициентов нефтенасыщенности k_n по данным ВДК (а) и импульсного нейтрон-нейтронного метода (б):
1 – песчаник; 2 – известняк

щения и коэффициента водонасыщения, рассчитываемые по формулам (10) и (11) или графически по данным рис. 7. Вычисленное для данного пласта значение P_n или соответствующее ему значение k_n , установленное по зависимости $P_n = f(k_n)$ для изучае-

мого коллектора, сравнивают с критическими значениями этих параметров $P_{н.кр}$ и $k_{в.кр}$. Если $P_{н} > P_{н.кр}$ и $k_{в} < k_{в.кр}$, коллектор считают продуктивным; при $P_{н} < P_{н.кр}$, $k_{в} > k_{в.кр}$ – непродуктивным.

Различают две разновидности критических значений $P_{н}$ и $k_{в}$: значения $P_{н}^*$, $k_{в}^*$, соответствующие границы между коллекторами, дающими при испытании чистую нефть (газ), и прочими коллекторами, из которых при испытании получают нефть (газ) с водой или чистую воду; значения $P_{н.кр}$, $k_{в.кр}$, разделяющие области коллекторов, дающих при испытании промышленный приток нефти (газа), в том числе с некоторым количеством воды, и коллекторов с непромышленным притоком (чистая вода или вода с небольшим содержанием углеводородов). При подсчете запасов чаще используют критерии $P_{н.кр}$ и $k_{в.кр}$.

Существуют два способа установления критических значений $P_{н.кр}$, $k_{в.кр}$: а) статистический [3], в котором эти значения находят по пересечению распределений параметров $P_{н}$ для продуктивных и непродуктивных объектов по данным опробования; б) петрофизический [5], в котором критические значения $P_{н.кр}$, $k_{в.кр}$ находят, получая в лаборатории и сопоставляя связь $P_{н} = f(k_{в})$ и зависимость относительной фазовой проницаемости по нефти, воде и газу [3] от коэффициента водонасыщения $k_{в}$ для изучаемого класса коллекторов (рис. 97).

Первый способ применим на стадии завершения разведки месторождения, когда имеется большое число испытанных интервалов. Наряду с очевидным преимуществом этот способ имеет тот недостаток, что полученные статистически критические значения устанавливаются с опозданием и не могут обслуживать начало и процесс разведки, когда они особенно нужны. Второй способ требует отбора представительного керна из первых разведочных скважин на данном месторождении, что позволяет получать критические значения $P_{н.кр}$, $k_{в.кр}$ в петрофизических лабораториях в начале разведки и использовать их на всех стадиях, вплоть до подсчета запасов и проектирования разработки.

Пример 55. Установить критические параметры для выделения продуктивных коллекторов межзернового типа с мало изменяющейся глинистостью.

В этом случае необходимо иметь одну зависимость $P_{н} = f(k_{в})$, две зависимости относительной фазовой проницаемости $k_{пр.н} = f(k_{в})$ и $k_{пр.в} = f(k_{в})$ для системы нефть – вода (либо системы газ – вода). На рис. 97 приведены такие зависимости для чистого песчаного коллектора. По кривым выделяются три интервала значений $k_{в}$: однофазного течения нефти $k_{в.св} < k_{в} < k_{в}^*$; двухфазного

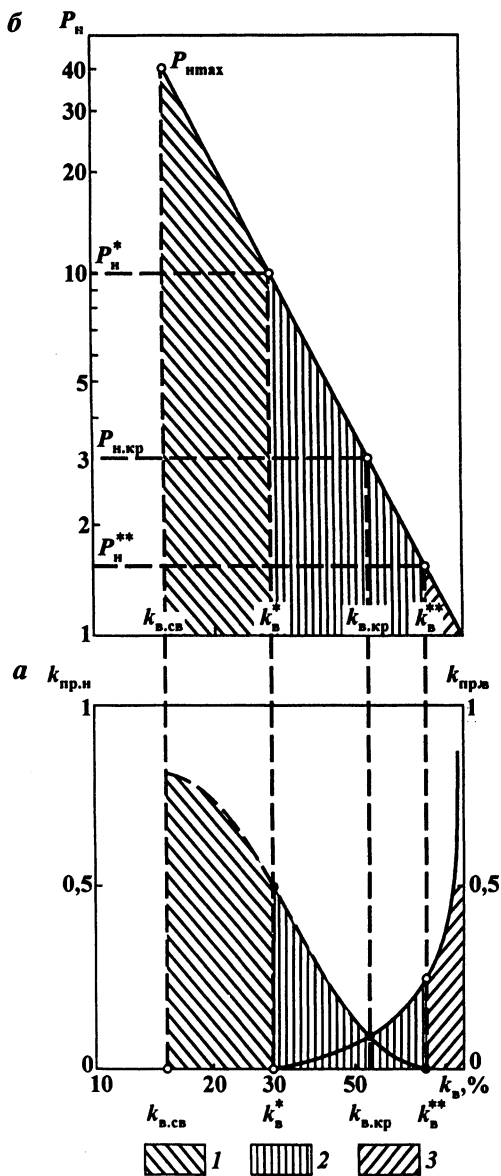


Рис. 97. Зависимости $k_{пр.н} = f(k_n)$ и $k_{пр.в} = f(k_v)$ (а); $P_n = f(k_n)$ (б):
1, 2, 3 – области течения нефти, нефти с водой и воды соответственно

течения нефти и воды $k_b^* < k_b < k_b^{**}$; однофазного течения воды $k_b^{**} < k_b \leq 1$ (см. рис. 97, а).

Критические значения k_b^* и k_b^{**} ограничивают область двухфазного течения или, с точки зрения промысловой геофизики, область неоднозначной оценки характера насыщения.

Величинам k_b^* , k_b^{**} соответствуют критические значения P_n^* , P_n^{**} , а минимальному водонасыщению коллектора $k_{в.св}$ – предельное для данного коллектора значение $P_{н\max}$. При $P_{н\max} > P_n > P_n^*$ коллектор дает чистую нефть, при $P_n^* > P_n > P_n^{**}$ характер насыщения неопределенный (нефть и вода), при $P_n^{**} > P_n \geq 1$ коллектор дает чистую воду. В качестве критерия второго рода можно использовать определенные значения P_n и k_b в интервалах $P_n^* - P_n^{**}$ и $k_b^* - k_b^{**}$, соответствующие заданному соотношению воды и нефти в притоке жидкости (величине f_b):

$$f_b = (1 + (k_{пр.н} \mu_n) / (k_{пр.в} \mu_v))^{-1},$$

где f_b , μ_v и μ_n – соответственно содержание воды в продукции, вязкости воды и нефти. Из технико-экономических соображений определятся допустимое для данного района содержание воды в продукции $f_{в.д.}$, что позволяет, зная вязкости нефти и воды в пластовых условиях, оценить отношение $(k_{пр.н}/k_{пр.в})_{кр}$ с помощью графика на рис. 97 и определить значения $k_{в.кр}$ и $P_{н.кр}$, при которых выполняется данное соотношение.

Пример 56. Определить критические значения параметров k_b и P_n для коллектора, характеризующегося зависимостями на рис. 97. Оценить критическое значение $k_{в.кр}$ для случая $f_{в.д.} = 0,3$, принимая значения вязкостей нефти и воды, соответственно равными $\mu_v = 0,65$ МПа·с и $\mu_n = 3,43$ МПа·с.

По кривым относительной фазовой проницаемости на рис. 97, а и значениям μ_v и μ_n (для данной залежи) находим $k_b^* = 30\%$; $k_{в.кр} = 35\%$; $k_b^{**} = 80\%$. По зависимости $P_n = f(k_b)$ (см. рис. 97, б) находим соответствующие установленным k_b^* , $k_{в.кр}$, k_b^{**} значения $P_n^* = 10$, $P_{н.кр} = 6$, $P_n^{**} = 1,5$.

Пример 57. Оценить характер насыщения чистого коллектора ($\alpha_{СП} = 1$), используя зависимость на рис. 97, б для значений $P_n = 35$; 7; 2; 1,3. По кривой с модулем $\alpha_{СП} = 1$ устанавливаем, что

коллектор при испытании даст соответственно: чистую нефть; нефть с небольшим количеством воды; воду с признаками нефти; чистую воду.

Пример 58. Оценить критические значения P_n и k_v и критерии для оценки характера насыщения межзерновых терригенных коллекторов с различной пористостью, проницаемостью, глинистостью.

В этом случае необходимо иметь зависимости $P_n = f(k_v)$ и кривые фазовых проницаемостей по нефти и воде (типа изображенных на рис. 97) для каждого класса коллекторов, в результате чего будет получено семейство зависимостей $P_n = f(k_v)$ при различной глинистости. Пример такого семейства приведен на рис. 7, б. Каждому графику $P_n = f(k_v)$ этого семейства соответствуют характерные для них значения $k_{v,св}$, k_v^* , k_v^{**} . Точки с координатами P_n^* , k_v^* и P_n^{**} , k_v^{**} на графиках $P_n = f(k_v)$ для различных $\alpha_{СП} = \text{const}$ образуют геометрические места точек, т.е. кривые $P_n^* = f(k_v)$ и $P_n^{**} = f(k_v)$, разделяющие области коллекторов, дающих при испытании нефть, нефть с водой и воду. Соединяя на графиках $P_n = f(k_v)$ точки с координатами $P_{n,кр}$ и $k_{v,кр}$, получают кривую $P_{n,кр} = f(k_{v,кр})$, разделяющую области промышленно нефтеносных и непродуктивных коллекторов.

Если для оценки характера насыщения чистого коллектора достаточно знать величины ρ_n и k_n (или $\rho_{вп}$), то для определения продуктивности глинистого коллектора необходимо располагать еще значением геофизического параметра, связанного с содержанием глинистого материала в породе (например, $\alpha_{СП}$).

Пример 59. Определить критические значения параметров k_v и P_n для различных классов терригенного коллектора, характеризующегося зависимостями $P_n = f(k_v)$ для $\alpha_{СП}$, равного 1; 0,9; 0,8; 0,7 (см. рис. 7, б). Используя значения k_v^* , $k_{v,кр}$, k_v^{**} , установленные по кривым относительной фазовой проницаемости для рассматриваемых классов коллекторов, и графики $P_n = f(k_v)$ для различных $\alpha_{СП} = \text{const}$, находим пары значений P_n и k_v для каждой характерной границы, записывая их в табл. 32.

Значения $k_{v,кр}$ и P_n установлены для условия $k_{пр,н} = k_{пр,в}$ и $\mu_v = \mu_n$, т.е. для коллекторов, дающих при испытании 50 % нефти, 50 % воды.

Пример 60. Установить характер насыщения коллектора, используя зависимости, приведенные на рис. 7, б для следующих значений параметров: а) $P_n = 10$, $\alpha_{СП} = 0,9$; б) $P_n = 5$, $\alpha_{СП} = 0,8$; в) $P_n = 5$, $\alpha_{СП} = 0,95$; г) $P_n = 3$, $\alpha_{СП} = 0,7$; д) $P_n = 3$, $\alpha_{СП} = 0,9$;

Таблица 32

Данные к примеру 59

$\alpha_{\text{СП}}$	$k_{\text{в}}^*$, %	$P_{\text{н}}^*$	$k_{\text{в}}^{**}$, %	$P_{\text{н}}^{**}$	$k_{\text{н.кр.}}$, %	$P_{\text{н.кр.}}$
1,0	30	10	80	1,6	58	2,9
0,9	37	5	77	1,6	58	2,5
0,8	42	3,1	74	1,55	59	2,1
0,7	50	2,1	68	1,5	59	1,8

е) $P_{\text{н}} = 2$, $\alpha_{\text{СП}} = 0,9$. Для каждой пары значений $P_{\text{н}}$ и $\alpha_{\text{СП}}$ находим положение точки на рис. 7, б. По принадлежности точки к области I, II или III получаем ответы: а) коллектор нефтеносный; б) коллектор нефтеносный; в) коллектор при испытании даст нефть с небольшим количеством воды; г) коллектор предельно нефтенасыщенный; д) коллектор при испытании даст нефть с водой; е) коллектор даст воду с признаками нефти.

ТОНКОСЛОИСТЫЙ КОЛЛЕКТОР

Анизотропные коллекторы представляют собой тонкое (от нескольких миллиметров до нескольких десятков сантиметров) чередование прослоев коллекторов и неколлекторов, в основном глинистых, редко уплотненных. Этот тип сложного коллектора требует разработки особой методики интерпретации данных ГИС с целью определения эффективной нефтегазонасыщенной толщины. Продуктивные коллекторы этого типа характеризуются аномально низкими сопротивлениями (равными по значениям показаниям в глинистых водонасыщенных коллекторах или глинах), значениями $\alpha_{\text{СП}}$, изменяющимися в диапазоне $0,1 > \alpha_{\text{СП}} < 0,4$, что соответствует глинистым неколлекторам, высокой естественной радиоактивностью (на уровне показаний в глинистых неколлекторах или глинах), средними показаниями стационарных нейтронных методов и средними и высокими значениями интервального времени пробега продольной волны в породе, средними и высокими значениями объемной плотности. Таким образом, этот тип коллектора по показаниям методов ГИС имеет характеристику глинистой породы. Однако качественные признаки выделения коллектора при такой характеристике положительные – отмечается наличие глинистой корки ($d_{\text{с}} < d_{\text{н}}$) на кривой каверномера и приращение на МКЗ. Для выделения продуктивных коллекторов этого типа следует использовать сопоставление удельного электрического сопротивления пластов с значе-

ниями $\alpha_{СП}$. При этом предпочтительнее использовать отношение сопротивления анизотропных пластов к значению сопротивления в чистых глинах, залегающих в пределах анизотропной пачки, — $\rho_{п.пач}/\rho_{гг} = f(\alpha_{СП})$ вместо $\rho_{п.пач} = f(\alpha_{СП})$, поскольку последнее не учитывает изменение сопротивления глин по площади месторождения. На рис. 98 приведено сопоставление $\rho_{п.пач}/\rho_{гг} = f(\alpha_{СП})$ для одного из газоносных продуктивных пластов. В разрезе пласта встречаются тонкослоистые коллекторы и традиционные коллекторы с рассеянной формой распределения глинистого материала. Граничное значение $\alpha_{СП}$ для выделения традиционных коллекторов $\alpha_{СП.гр} = 0,4$. Анизотропные продуктивные коллекторы выделяются при $\rho_{п.пач}/\rho_{гг} > 1,1$ на основании результатов опробования, водоносные анизотропные коллекторы — при $\rho_{п.пач}/\rho_{гг} < 1,0$. Оба класса коллекторов характеризуются значениями $\alpha_{СП}$, изменяющемся в пределах $0,1 < \alpha_{СП} < 0,4$ – $0,45$.

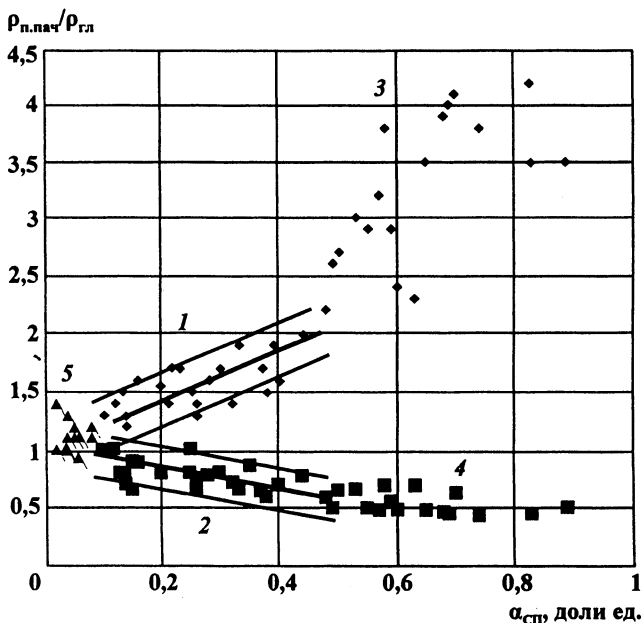


Рис. 98. Сопоставление $\alpha_{СП}$ и $\rho_{п.пач}/\rho_{гг}$ для терригенных газоносных коллекторов одного из месторождений Предкарпатья: 1, 2 — соответственно анизотропные продуктивные и водоносные коллекторы; 3, 4 — соответственно продуктивные и водонасыщенные коллекторы с рассеянным типом распределения глинистого материала; 5 — глины

Задачи

111. Определить характер насыщения коллекторов, выделяемых на основании комплекса диаграмм, приведенных на рис. 90 и 93.

112. Определить характер насыщения коллекторов по диаграммам, представленным на рис. 15 и 91. Объяснить причины неоднозначности сделанных заключений и предложить способы их устранения.

113. Определить характер насыщения коллекторов, выделяемых на основании диаграмм рис. 52 и 60. Объяснить, какими методами устанавливается характеристика удельного сопротивления пластовых вод и какую роль она играет при решении поставленной задачи.

114. Установить характер насыщения тонкослоистого коллектора, выделяемого на основании диаграмм, приведенных на рис. 102. Объяснить, в чем трудность определения положения продуктивных и водоносных коллекторов в разрезе исследуемой скважины.

115. Определить характер насыщения тонкослоистых коллекторов продуктивного пласта АВ₁₋₂ («рябчик») Самотлорского месторождения, используя комплекс диаграмм, приведенных на рис. XVI.

116. Оценить характер насыщения коллекторов, представленных на рис. XIII, используя сопоставление кажущегося сопротивления пластов по данным ИМ и показания ГМ. При выделении коллекторов используйте результаты ЯМР в модификации ИСФ.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ МЕЖЗЕРНОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ОПК И ГДК

Опробователь пластов на кабеле (ОПК) позволяет производить отбор проб пластовых флюидов – газа, нефти и воды – на определенной глубине в стволе скважины и представляет собой один из прямых методов установления продуктивности коллекторов. Проба флюида поступает в баллон, после заполнения емкости проба герметизируется и поднимается на поверхность. В процессе анализа пробы измеряются объемы газа, нефти, воды и фильтрата в ней, изучается компонентный состав газа и нефти, измеряются вязкости компонентов пробы, удельное сопротивление пластовой воды и люминисцентные характеристики флюида. В процессе отбора проб флюида регистрируют индикаторные диаграммы притока и получают кривые восстановления давления, которые позволяют оценить коэффициенты эффективной проницаемости пород и выделить проницаемые и непроницаемые

интервалы в разрезе скважины. Эти исследования, выполненные в перспективном участке разреза через небольшие интервалы (две-три пробы на 1 м разреза), обеспечивают получение детальной характеристики коллектора по вертикали и представляют собой гидродинамический каротаж (ГДК).

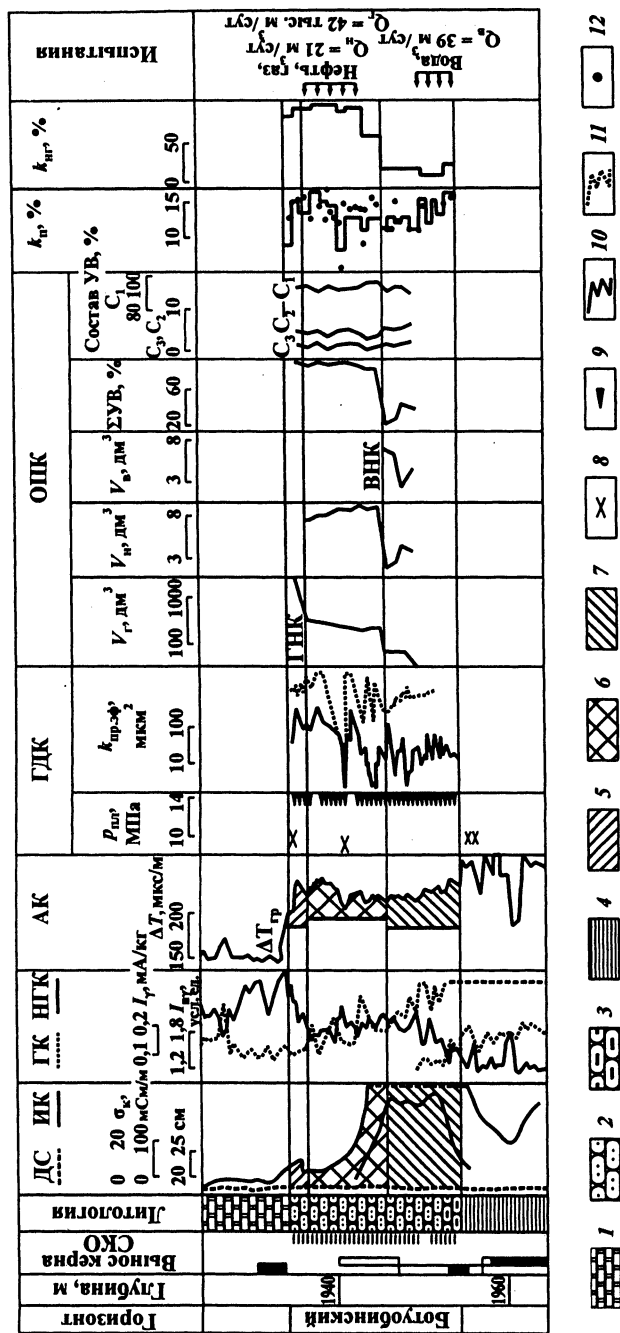
Результаты исследований ОПК и ГДК, приведенные на рис. 99 [19], позволяют в терригенном разрезе газо- и нефтенасыщенного ботубинского горизонта определить положение ГНК и ВНК. Определение положения ГНК по результатам стандартного комплекса ГИС здесь затруднено. Материалы ОПК позволяют достаточно уверенно произвести обоснование ГНК по соотношению объема газа и жидкости в пробе. Определение ВНК производится по соотношению объемов нефти и воды в пробе, а также по количеству углеводов в пробе и их составу. Результаты ГДК позволяют выделить коллекторы в изучаемом разрезе скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ТОЛЩИНЫ $h_{\text{эф}}$ ПРОДУКТИВНОГО КОЛЛЕКТОРА

1. Толщину однородного продуктивного пласта-коллектора определяют по диаграммам геофизических методов с учетом правил определения границ пласта, изложенных в соответствующих разделах данного руководства.

2. Толщину однородного по коллекторским свойствам, но неоднородного по насыщению коллектора устанавливают для интервала, который по характеру насыщения отнесен к продуктивному. К такому типу относят коллекторы, расположенные в зоне водонефтяного или газовойодяного контактов. В этом случае продуктивной является часть коллектора, насыщенная нефтью или газом, а остальная часть, расположенная ниже контакта, представлена коллектором водоносным или содержащим непромышленную остаточную нефть или газ. Эффективная толщина таких объектов определяется интервалом между кровлей коллектора и уровнем ВНК или ГВК. В случае четкой границы воды с нефтью без переходной зоны контакт определяют как подошву пласта высокого сопротивления, которой является верхняя продуктивная часть коллектора.

При наличии переходной зоны ВНК выделяют следующим образом: 1) по диаграммам больших зондов БЭЗ или индукционного зонда определяют нижнюю границу зоны предельного нефтегазонасыщения (кровлю переходной зоны) и положение зеркала воды (подошву переходной зоны); 2) устанавливают удельные сопротивления зоны предельного нефтенасыщения $\rho_{\text{пmax}}$ и водоносной части коллектора $\rho_{\text{вн}}$; 3) полагая линейным закон



изменения ρ_n в переходной зоне, проводят график $\rho_n = f(H)$, соединяющий точки с координатами $\rho_n = \rho_{n\max}$, $H = H_k$ и $\rho_n = \rho_{n\min}$, $H = H_n$, где H_k , H_n – глубины кровли и подошвы переходной зоны; 4) на графике $\rho_n = f(H)$ в переходной зоне находят точку, в которой $\rho_n = \rho_n^*$ или $\rho_n = \rho_{n,кр}$ (в зависимости от того, какой критерий принят для определения ВНК), и через эту точку проводят ВНК. Значения ρ_n^* , k_v^* и $\rho_{n,кр}$, $k_{v,кр}$ для изучаемого объекта должны быть установлены одним из рассмотренных выше способов. При подсчете запасов в качестве критерия ВНК принимают значение $\rho_{n,кр}$; в этом случае при испытании интервалы выше ВНК дают промышленный приток нефти с некоторым количеством воды.

Положение ГНК устанавливают по диаграммам стационарных нейтронных методов, полученным либо при повторных замерах в обсаженной скважине (рис. 100), либо по данным од-

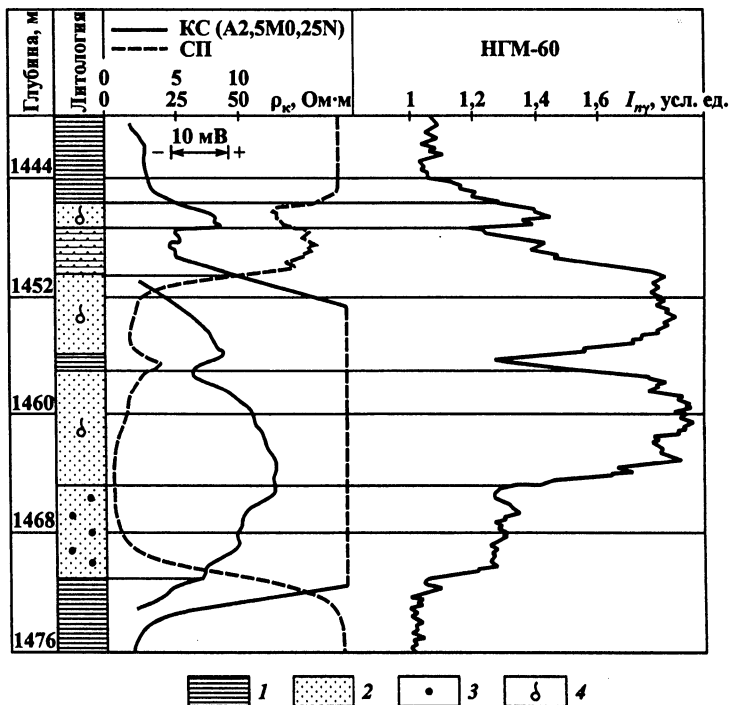


Рис. 100. Пример определения газонефтяного контакта по диаграммам НГМ в комплексе с данными других геофизических методов:
1 – глины; 2 – коллекторы; 3 – нефть; 4 – газ

нократных исследований стационарными или импульсными нейтронными методами в необсаженной скважине, пробуренной на нефилтующемся растворе. Повторные замеры в обсаженной скважине проводят по специальной программе до стабилизации повышенных показаний НМ во времени, что является признаком завершения расформирования зоны проникновения.

Время, необходимое для полного расформирования зоны, тем больше, чем меньше проницаемость коллектора и больше радиус зоны проникновения, сформировавшейся к моменту спуска колонны.

3. В мощном пласте коллектора, однородном по характеру насыщения, но содержащем прослой неколлектора, эффективная толщина $h_{эф}$ определяется как разность толщин всего пласта h и суммы толщин прослоев неколлектора $\Sigma h_{пл}$: $h_{эф} = h - \Sigma h_{пл}$. Для терригенного разреза наиболее характерны три типа прослоев неколлектора: глины; плотные песчано-алевролитовые разности; алевролиты и песчаники с глинистым цементом. Последние выделяются повышенными показаниями микрозондов, низкими значениями $k_n < k_n^*$ при средних и высоких показаниях ГМ, значениями диаметра скважины, равными или несколько большими номинального диаметра. Плотные алевролиты и песчаники (неколлекторы с неактивным карбонатным или силикатным цементом) выделяются высокими значениями на диаграммах микрозондов и нейтронных методов и практически не прослеживаются на диаграммах СП и ГМ, за исключением случаев, когда наряду с неактивным в породе присутствует глинистый цемент.

4. В пачке, представленной чередованием тонких прослоев коллектора и глины (глинистый коллектор со слоистой глинистостью), отдельные прослой неколлекторов не выделяются даже по данным методов с максимальной разрешающей способностью по вертикали (микроэлектрические методы), поэтому суммарную эффективную толщину $h_{эф\Sigma}$ продуктивного коллектора в этом случае находят расчетным путем по интегральным характеристикам пачки в целом.

А. Определяют удельное сопротивление пачки ρ_n по диаграммам БЭЗ или комплекса фокусированных методов, задают удельные сопротивления прослоев продуктивного коллектора $\rho_{пл}$ и глины $\rho_{гл}$ и рассчитывают относительную по толщине глинистость $\chi_{гл}$ пачки, решая уравнение (90) относительно $\chi_{гл}$:

$$1/\rho_n = \chi_{гл}/\rho_{гл} + (1 - \chi_{гл})/\rho_{пл}. \quad (90)$$

Далее вычисляют эффективную толщину пачки:

$$h_{\Sigma\Phi\Sigma} = h_{\Sigma}(1 - \chi_{\text{гл}}). \quad (91)$$

В качестве $\rho_{\text{гл}}$ берут обычно удельное сопротивление глин, вмещающих пачку. Значение $\rho_{\text{вп}}$:

1) рассчитывают по значениям параметров, измеренных по керну: $\rho_{\text{вп}} = P_{\Sigma}P_{\text{п}}\rho_{\text{в}}$, считая P_{Σ} для среднего значения коэффициента пористости, определенного на образцах керна для коллекторов, а $P_{\text{п}}$ – для среднего значения коэффициента водонасыщенности в коллекторах по керну;

2) принимают в качестве него удельное сопротивление наиболее чистых продуктивных коллекторов в разрезе, соответствующих коллекторам с рассеянным типом распределения глинистого материала.

Б. Определяют $\chi_{\text{гл}}$ по кривым $\alpha_{\text{СП}} = f(\chi_{\text{гл}})$, построенным по формулам Долля для фиксированных значений $\rho_{\text{вп}}/\rho_{\text{гл}}$ и $\rho_{\text{вп}}/\rho_{\text{зп}}$, где $\rho_{\text{зп}}$ – удельное сопротивление зоны проникновения в прослоях продуктивного коллектора (рис. 101).

В качестве $\alpha_{\text{СП}}$ берут отношение среднего значения аномалии СП в пачке $\Delta U_{\text{СП}}$ к максимальной величине ΔE_{max} в близлежащем чистом коллекторе. Как и в предыдущем случае, в качестве $\rho_{\text{гл}}$ используют удельное сопротивление вмещающих глин, а в качестве $\rho_{\text{вп}}$, $\rho_{\text{зп}}$ – соответствующие значения параметров чистого коллектора. Для определения $\chi_{\text{гл}}$ выбирают палетку расчетных кривых $\alpha_{\text{СП}} = f(\chi_{\text{гл}})$, шифр которой соответствует заданному $\rho_{\text{вп}}/\rho_{\text{гл}}$, после чего находят $\chi_{\text{гл}}$ для заданных значений $\rho_{\text{вп}}/\rho_{\text{зп}}$ и $\alpha_{\text{СП}}$. После вычислений $\chi_{\text{гл}}$ определяют $h_{\Sigma\Phi\Sigma}$ по формуле (91).

В. В пачке, где присутствуют тонкие прослои неколектора двух типов (глинистые и плотные с неактивным цементом), связь между средним удельным сопротивлением пачки $\rho_{\text{пач}}^{\text{ср}}$ и удельными сопротивлениями прослоев коллектора $\rho_{\text{вп}}$, глины $\rho_{\text{гл}}$ и плотной породы $\rho_{\text{пл}}$ представляется в виде

$$1/\rho_{\text{пач}}^{\text{ср}} = \chi_{\text{гл}}/\rho_{\text{гл}} + \chi_{\text{пл}}/\rho_{\text{пл}} + (1 - \chi_{\text{гл}} - \chi_{\text{пл}})/\rho_{\text{вп}}, \quad (92)$$

где $\chi_{\text{пл}}$ – относительное содержание по толщине плотных прослоев в пачке. Поскольку $\rho_{\text{пл}}$ обычно соизмеримо с $\rho_{\text{вп}}$, присутствие плотных прослоев, в отличие от глинистых, на величину $\rho_{\text{пач}}^{\text{ср}}$ влияет слабо. На показания методов СП и ГМ плотные прослои с неактивным цементом также не влияют. В связи с этими возможными путями учета плотных неглинистых прослоев при расчете $h_{\Sigma\Phi\Sigma}$ могут быть: выделение и расчет суммарной толщины $h_{\Sigma\text{пл}}$ плотных прослоев микроэлектрическими методами; комплексирование методов сопротивления и потенциалов собствен-

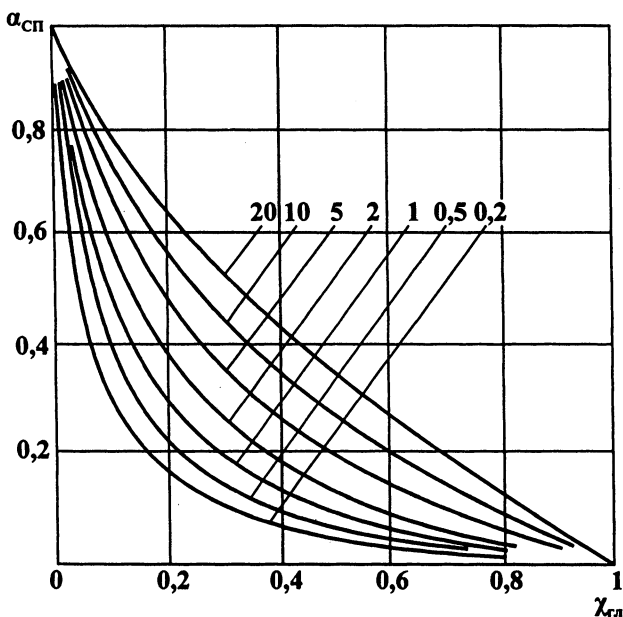


Рис. 101. Кривые зависимости $\alpha_{сп} = f(\chi_{гг})$ при $\rho_{нп}/\rho_{гг} = 10$.
Шифр кривых — $\rho_{нп}/\rho_{зп}$

ной поляризации с методами пористости; учет содержания плотных прослоев в пачке по данным изучения представительного керна.

Задачи

117. Привести примеры сложных продуктивных пластов с прослоями неколекторов всех типов, пользуясь рисунками, приведенными в настоящем руководстве.

118. Определить эффективную толщину продуктивного коллектора с учетом прослоев неколектора; дать характеристику прослоев неколектора и признаков, по которым они выделяются на примере рис. 91, 93, 102.

119. Определить эффективную толщину тонкослоистого газоносного коллектора по диаграммам БЭЗ и СП (рис. 102). Выбрать интервалы для определения удельного сопротивления глин и чистого коллектора, максимальной статической амплитуды СП в данном разрезе. В связи с трудоемкостью обработки данных БЭЗ в слоистом коллекторе считать $\rho_{пач} \approx \rho_{зп}$.

120. Рассчитать глинистость $\chi_{гг}$ глинистого слоистого продуктивного коллектора, если $\rho_{гг} = 2$ Ом·м, среднее удельное сопро-

Рис. 102. Диаграммы комплекса геофизических методов по участку разреза хадумского газоносного горизонта.

00' – линия глин

тивление пачки 4,4 Ом·м, пористость наиболее чистых прослоев песчаника 26 %, удельное сопротивление вод в пластовых условиях 0,03 Ом·м, коэффициент газонасыщения достигает 88 %. Определить эффективную толщину пласта, если общая толщина пачки 28 м.

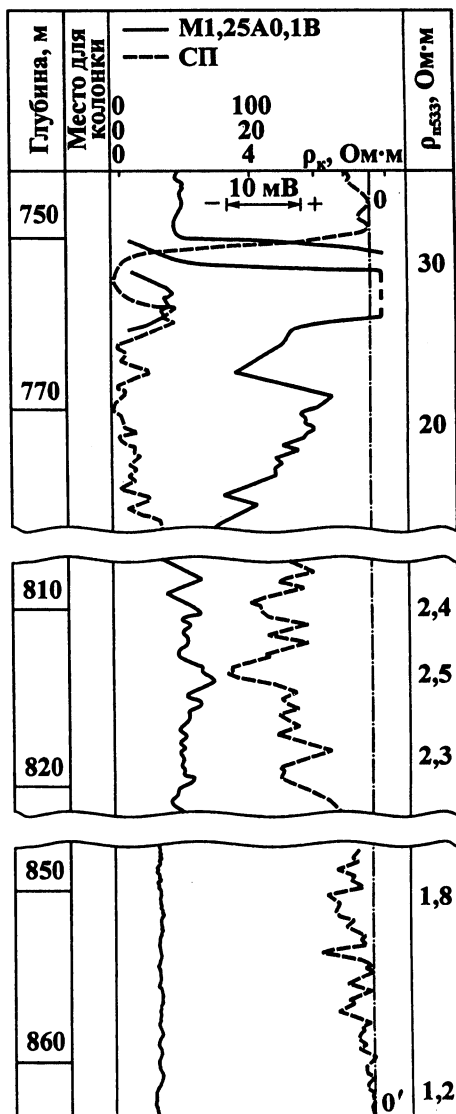
121. Определить эффективную толщину 18-метровой толщи продуктивного коллектора, содержащего прослой глины и плотных пород с неактивным цементом, если удельные сопротивления плотных разностей 38 Ом·м, глины 2,2 Ом·м, продуктивных коллекторов 25 Ом·м.

Среднее удельное сопротивление пачки 7,3 Ом·м. По данным керновых определений плотные прослой составляют не более 20 % от общей толщины.

122. Основываясь на результатах решения предыдущей задачи, вычислить, какая ошибка в определении эффективной

толщины пачки будет допущена, если при расчете $h_{эф}$ по величине среднего сопротивления при использовании модели слоистого глинистого коллектора не учитываются плотные прослой.

123. В терригенном разрезе по материалам ГИС, приведенным на рис. 103, выделить коллекторы, используя в качестве основ-



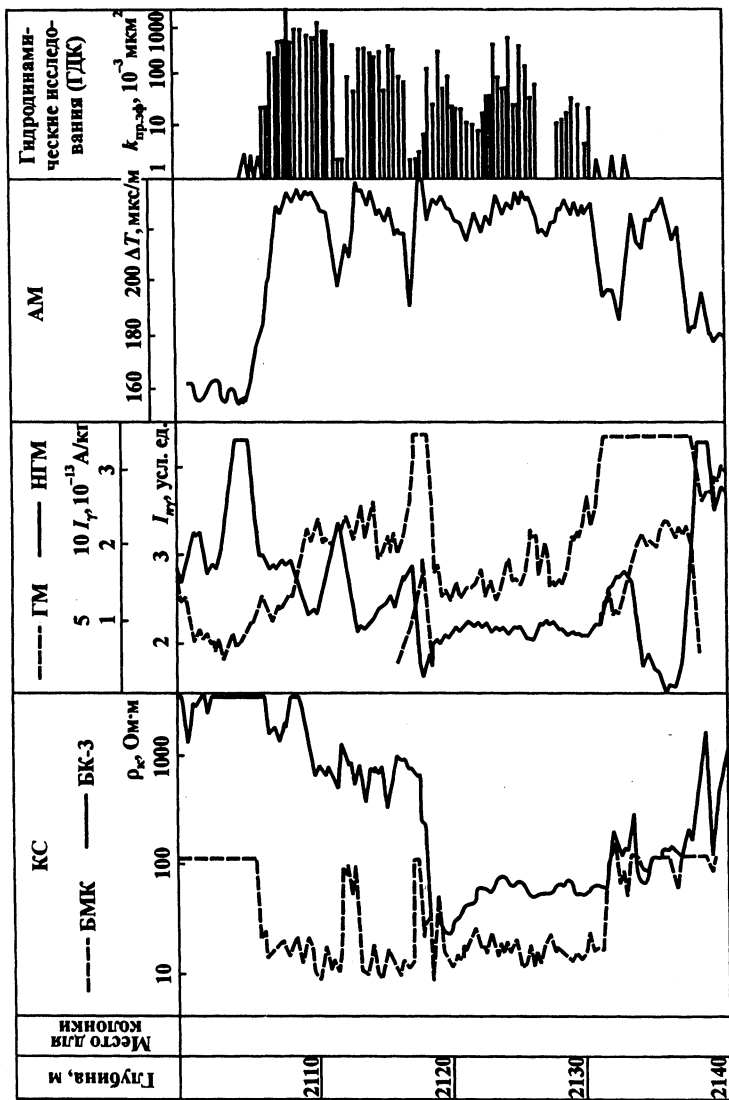


Рис. 103. Материалы ГИС и ГДК для выделения в терригенном разрезе продуктивных коллекторов.
 $\delta_p = 1,16 - 1,18 \text{ г/см}^3$; $\rho_p = 0,049 \text{ Ом·м}$; $d_c = 0,19 \text{ м}$

ных методов комплекс БК–МБК и диаграмму коэффициента эффективной проницаемости, полученную при гидродинамических исследованиях. Определить граничное значение $\Delta T_{гр}$ для выделения коллекторов по данным акустического метода и соответствующее граничное значение $k_{п.гр}$, используя следующие значения констант в уравнении среднего времени: $\Delta T_{ск} = 170$ мкс/м; $\Delta T_{фл} = 580$ мкс/м.

124. При граничном значении $k_{п.гр} = 9$ % выделить в терригенном разрезе (рис. 104) коллекторы по диаграммам ГГМ и АК, используя следующие значения констант: для ГГМ – $\delta_{ск} = 2,65$ г/см³, $\delta_{в} = 1,1$ г/см³, $\delta_{фл} = 0,9$ г/см³; для АК – $\Delta T_{ск} = 170$ мкс/м, $\Delta T_{ф} = 600$ мкс/м.

125. Оцените эффективную толщину коллекторов для продуктивного пласта АВ₁₋₂ Самотлорского месторождения по кривым ГИС, приведенным на рис. XVI. Для определения расчетных

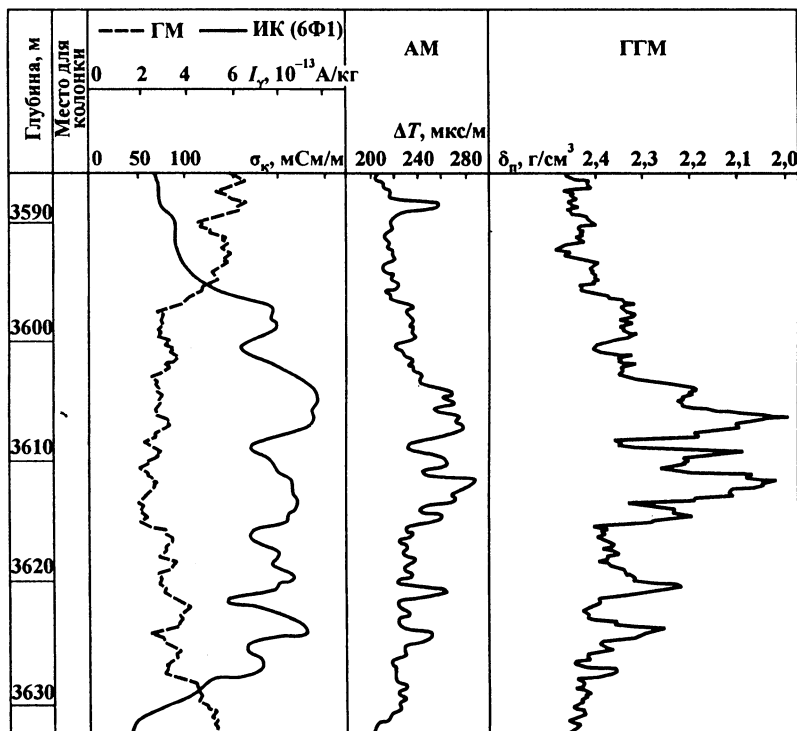


Рис. 104. Диаграммы ГИС для выделения в терригенном разрезе газоносных коллекторов

значений P_n и P_n используйте средние значения $k_{n,cr} = 24 \%$ и $k_{n,cr} = 70 \%$, соответствующие связи $P_n = 0,98/k_n^{1,94}$ и $lg P_n = [6,44/(lg k_n + 2,301)] - 2,76$. Соппротивление пластовых вод $\rho_n = 0,135$ Ом·м, температура пласта 58°C .

ВЫДЕЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛОВ СПОСОБОМ НОРМАЛИЗАЦИИ КРИВЫХ ГИС

В дополнение к рассмотренным методам выделения и изучения коллекторов, которые можно использовать и в карбонатном и в терригенном разрезах, применяется способ нормализации, или наложения диаграмм. Сущность способа заключается в графическом сопоставлении кривой ρ_k одного из фокусированных электрических методов большой глубинности с кривой одного из методов пористости – НМ, акустического или ГГМ (рис. 105). Сопоставление выполняют так, что кривые ρ_k и метода пористости совпадают в интервалах неколекторов и водоносных коллекторов, если глубинность электрического метода достаточна, чтобы захватить исследованием неизмененную часть водоносного коллектора. Для этого преобразуют шкалу одной из совмещаемых диаграмм. Так, при совмещении кривой ρ_k экранированного зонда с кривой НГМ или НМ преобразуют линейный масштаб в логарифмический с модулем, обеспечивающим совмещение кривых в неколекторах и водоносных коллекторах (см. рис. 105). Расхождение кривых ρ_k и какого-либо метода пористости является признаком продуктивного коллектора или, при наличии проникновения пресного фильтрата глинистого раствора, – коллектора.

С петрофизической точки зрения способ нормализации есть сопоставление значений ρ_n или близких к ним значений ρ_k с расчетным значением $\rho_{вн}$ непрерывно по исследуемому интервалу разреза. Преимуществами способа являются простота и наглядность, возможность выделения коллекторов при бурении на любом типе раствора и установления продуктивности при бурении на глинистом и нефилтующемся растворе. Способ также дает примерно одинаковую эффективность при различном граничном значении k_n^* и при наличии в исследуемом интервале разреза коллекторов, пористость и значение k_n^* которых существенно отличаются.

Наиболее четкие результаты способ нормализации дает при однородном минеральном составе пород в исследуемом разрезе.

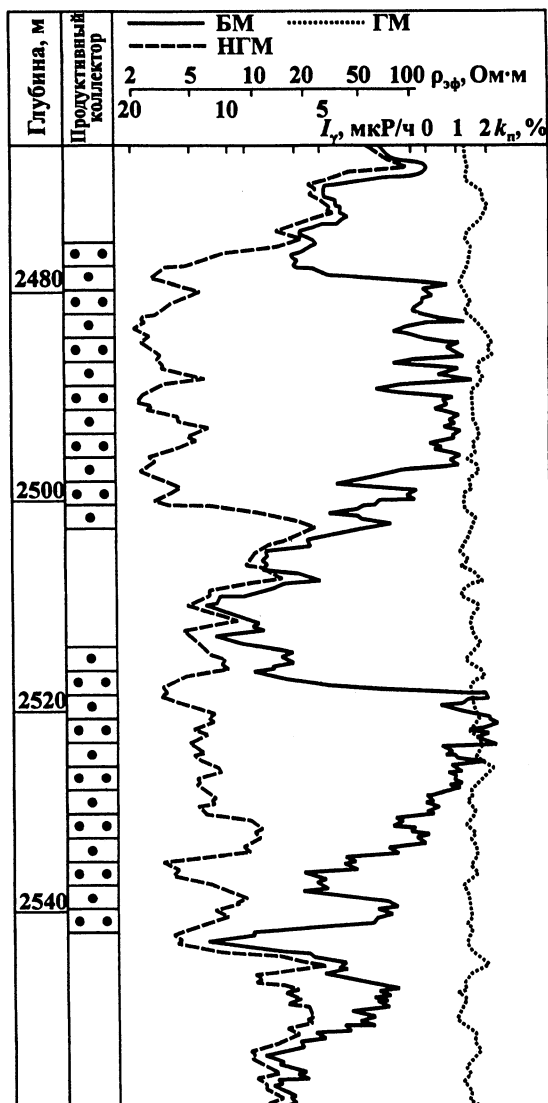


Рис. 105. Выделение продуктивного коллектора в карбонатном разрезе сопоставлением нормализованных кривых БМ и НГМ [13]

Пример 61. Выделить интервалы нефтеносного межзернового коллектора в карбонатных отложениях; определить положение ВНК и значение $h_{эф}$ продуктивных коллекторов (см. рис. 93).

Используем способ нормализации, сравнивая кривые ρ_k зонда БК-3 и НГМ, $\rho_{\text{ким}}$ индукционного метода и НГМ, приведенные к единому масштабу пористости. Устанавливаем, что продуктивна верхняя часть разреза, а нижняя является водоносной. Границу ВНК проводим на глубине 1083 м, которой соответствует $P_{\text{н.кр}} \approx 2,5$, если принять $\rho_{\text{ким}} \approx \rho_{\text{н}}$. Кровля продуктивных отложений расположена на глубине 1069,5 м. Общая толщина продуктивных отложений составляет 13,5 м. Учитывая в интервале 1069,5–1083 м прослой плотных пород неколлекторов, выделяемых по диаграмме микрозондов, а в отдельных случаях по сближению нормализованных кривых НГМ и БК-3, и исключая из $h_{\text{п}}$ суммарную толщину прослоев неколлектора $h_{\text{пл.г.л.}}$ находим, что $h_{\text{эф}} = 13,5 - 4,5 = 9$ м.

Способы нормализации для выделения продуктивных межзерновых коллекторов и критического $k_{\text{п}}^*$ для выделения коллекторов эффективны не только в карбонатном, но и в низкопористом слабоглинистом терригенном разрезе.

Задачи

126. Выделить интервалы нефтеносного межзернового коллектора в терригенных отложениях; определить положение зоны предельного нефтенасыщения и выделить переходную зону, определить положение ВНК и величину $h_{\text{эф}}$ продуктивных коллекторов АВ₄₋₅ в скважине Самотлорского месторождения по материалам ГИС, приведенным на рис. XVIII.

127. Определить интервалы продуктивных нефтенасыщенных коллекторов и переходной зоны в карбонатном разрезе с межзерновым типом емкости по материалам ГИС, приведенным на рис. XX. Для решения задачи используйте способ нормализации кривых НГМ и БМ, а также НГМ и ИМ. Выполните анализ полученных результатов. Дайте объяснение, почему определение положения ВНК предпочтительно выполнять с помощью второй пары методов.

§ 22. ВЫДЕЛЕНИЕ И ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

К категории сложных относят коллекторы, которые не выделяются в разрезах скважин по признакам, соответствующим межзерновым коллекторам. Они характеризуются: 1) сложным минеральным составом скелета; 2) сложным строением емкостного пространства, наличием, кроме межзерновых пор, трещин и

каверн; 3) сложным составом флюида, насыщающего емкостное пространство. Кроме того, к сложным типам коллектора отнесены также тонкослоистые (анизотропные) коллекторы (см. § 21) и единичные тонкие коллекторы с толщиной менее 1,6 м.

К коллекторам со сложным составом скелета (матрицы) относятся полимиктовые коллекторы, скелет которых представлен кварцем, полевыми шпатами, обломками эффузивных пород. К этой категории принадлежат сульфатно-карбонатные коллекторы, скелет которых состоит из известняка, доломита, кремнистой компоненты и их переходных разностей, а также коллекторы вулканических, магматических и нефтематеринских пород.

Коллекторы по сложной структурой емкостного пространства можно разделить на три группы: 1) имеющие только матричную емкость, состоящую из пор разного размера; 2) характеризующиеся вторичной аматричной емкостью, элементами которой являются каверны и трещины; 3) смешанные, включающие структурные элементы первой и второй групп.

Сложный состав флюидов в емкостном пространстве может быть представлен смесью нефти, газа и пластовой воды, а также газа, конденсата и пластовой воды.

Как уже отмечалось, тонкослоистый анизотропный коллектор требует разработки специальной методики интерпретации данных ГИС (см. § 21).

Трудности интерпретации коллекторов толщиной менее 1,6 м обусловлены ограничениями определения удельного электрического сопротивления неизменной части пласта при наличии зоны проникновения фильтра промывочной жидкости.

Существует множество классов сложных коллекторов – карбонатных, терригенных, эффузивных, смешанного состава. Рассмотрим наиболее типичные сложные коллекторы, играющие важную роль в нефтяной и газовой промышленности.

ТРЕЩИННЫЙ КОЛЛЕКТОР

Трещинный коллектор наиболее типичен для карбонатных и гидрохимических отложений, однако встречается также в вулканогенных, вулканогенно-обломочных, магматических и терригенных породах.

Он приурочен обычно к низкопористым, плотным породам. Его модель можно представить состоящей из блоков (матрицы) с низкой межзерновой ($k_{п.мз} < 5-10 \%$) и нулевой эффективной ($k_{п.эф.мз} = 0$) пористостью, разделенных трещинами значительной протяженности, образующими одну, две и более систем с определенной ориентацией. Емкость трещин невелика, харак-

теризуется коэффициентом трещиноватости $k_{п.т}$, обычно $k_{п.т} < 0,5 \%$, редко достигая 1% , но в карбонатных породах достигает $1,5-2 \%$, за счет растворения и выщелачивания минералов вдоль трещин и образования вытянутых щелеобразных полостей. В то же время трещины – идеальные пути фильтрации флюидов, которые обеспечивают высокую проницаемость трещинного коллектора. Таким образом, при нулевой проницаемости блоков ($k_{п.мз} = 0$) трещинный коллектор имеет коэффициент проницаемости $k_{п.т}$ от $n \cdot 0,1$ до $n \cdot 100$ мкм², обеспечивая нередко гигантскую продуктивность скважины. Значение $k_{п.т}$ тем больше, чем больше густота и, главное, раскрытость трещин. Последний фактор играет основную роль: одна трещина значительной раскрытости (более 100 мкм) может обеспечить дебит нефти более 100 т/сут.

При проходке скважины методы, входящие в комплекс геолого-технологических исследований в процессе бурения (ГТИ) – фильтрационный и детальный механический, отмечают зоны трещиноватости аномалиями поглощения промывочной жидкости и снижением продолжительности проходки.

Стандартный комплекс ГИС не позволяет обнаружить трещинный коллектор, поскольку признаки межзернового коллектора, используемые при выделении его по материалам ГИС, не характерны для коллектора трещинного. Так, в карбонатном разрезе, где этот тип коллектора был впервые обнаружен и исследован, зонам трещиноватости соответствуют низкие значения $k_{п}$ на диаграммах методов пористости, номинальный или незначительно увеличенный диаметр скважины на кавернограмме или профилограмме, высокие показания на диаграммах разноглубинных зондов при отсутствии признаков радиального градиента сопротивления, низкие показания на диаграммах СП и ГМ. Изменение показаний на диаграммах разных методов во времени в трещинном коллекторе иногда наблюдается, но в целом не является характерным.

Можно отметить лишь следующие признаки трещинного коллектора на диаграммах стандартного комплекса ГИС, которых, однако, недостаточно для его надежного выделения:

- небольшое увеличение диаметра скважины по сравнению с номинальным ($d_c > d_n$), растущее во времени на повторных кавернограммах;
- увеличение, по сравнению с расчетными, значений аномалии СП, непостоянных во времени и достигающих иногда гигантских значений – до 200 мВ и более;
- повышение коэффициента поглощения α_p энергии продольной волны на диаграмме акустического метода;
- аномальные показания на кривых ΔT_L и α_L ;

• пониженные значения удельного сопротивления против этих зон (если эти интервалы не связаны с вертикальной трещиноватостью).

В зонах развития вертикальных и субвертикальных трещин признак повышения α_p отсутствует. Признак $d_c > d_n$ чаще отсутствует, также не всегда наблюдаются аномальные показания СП. Для обнаружения изменения показаний на кавернограмме или профилеграмме, а также на диаграмме СП необходимо иметь результаты повторных замеров, которые обычно выполняются эпизодически в случайно выбранных участках разреза.

Специальные исследования ГИС для выделения трещинного коллектора. Для выделения трещинного коллектора необходимо проводить специальные ГИС, которые выполняют только в единичных параметрических (базовых) скважинах. Рассмотрим комплекс ГИС для выделения и изучения трещинных коллекторов и признаки, по которым выделяют зоны трещиноватости по данным этого комплекса.

1. Вскрытие разреза на минерализованном буровом растворе (минерализация фильтрата близка к минерализации пластовой воды), исследование комплексом обычных или фокусированных разноглубинных зондов. Зоны трещиноватости выделяются четкими минимумами удельного сопротивления на фоне вмещающих плотных пород. Объясняется это тем, что трещинный коллектор и вмещающие плотные породы имеют примерно одинаковую общую пористость, но удельное сопротивление трещинной породы существенно ниже удельного сопротивления породы с межзерновой пористостью, если трещины заполнены минерализованным раствором (см. гл. I). Другой путь обнаружения трещинной зоны – совместная обработка диаграммы $\rho_{\text{БК}}$ и кривой метода пористости (ГГМ-П или НМ) способом нормализации. Кривая ρ_k и в этом случае отметит трещинную зону понижением показаний по сравнению с показаниями на кривой метода пористости.

2. Вскрытие разреза на минерализованном растворе, регистрация диаграмм ρ_k фокусированных зондов, затем расширение ствола скважины в интервале изучаемых отложений с промывкой пресным раствором, регистрация диаграмм ρ_k теми же зондами. Исследования по такой программе называли «метод двух растворов»; он сыграл в свое время значительную роль в изучении трещинных коллекторов. Совмещая диаграммы одного и того же зонда, обычно БК, полученные при пресном и соленом растворе, трещинные зоны выделяют в интервалах четкого расхождения показаний при практическом совпадении их во вмещающих непроницаемых породах. Метод двух растворов эффективен при соблюдении всех тонкостей довольно сложной техно-

логии его реализации, однако основной недостаток – громоздкость, необходимость длительного простоя скважины – ограничивает масштабы его применения на практике.

3. Исследование скважины широкополосной аппаратурой акустического метода (АКШ).

По данным АКШ трещинные зоны отмечаются следующими характерными признаками:

интенсивным ослаблением амплитуды волны Лэмба–Стоунли и поперечной волны;

уменьшением яркости линий на фазокорреляционной диаграмме, иногда вплоть до полной потери изображения, особенно во временном интервале, соответствующем волне Лэмба–Стоунли;

появлением характерной сетки и нарушением синфазности линий на ФКД;

аномальным значением коэффициента Пуассона породы σ , рассчитываемым по значениям интервальных времен ΔT_p и ΔT_s , по сравнению с значением σ во вмещающих непроницаемых породах; это значение используется для расчета коэффициента трещиноватости;

расположением интервалов трещинных коллекторов (за исключением вертикальной трещиноватости) в области, расположенной существенно выше линии межзерновых коллекторов при интерпретации данных АКШ по методике В.М. Добрынина.

4. Существенным дополнением АКШ для выделения трещинных зон являются исследования скважинным акустическим телевизором (аппаратура САТ) и акустическим сканером в сочетании с пластовым наклономером. Видеоизображение стенок скважины, получаемое с помощью САТ, подтверждает наличие трещин различной ориентации в трещинных зонах, выделенных АКШ. Наклономер четко выделяет трещинные зоны, в которых присутствуют вертикальные и субвертикальные трещины, которые по ориентации существенно отличаются от преобладающего напластования горных пород.

5. Применение дипольных зондов АКШ позволяет оценить азимутальную анизотропию пород, которая обусловлена трещиноватостью или напряженным состоянием пород. Метод позволяет выделить вертикальные трещины.

6. Исследования разрезов скважин электрическим микросканером в сочетании с пластовым наклономером позволяет выделить единичные трещины, в том числе и вертикальные, оценить их наклон и ориентацию в пространстве, густоту и раскрытость.

7. Полезную информацию для выделения трещинного коллектора можно получить, регистрируя повторные кривые СП при

изменении репрессии на породы между измерениями. Трещинные зоны выделяют в интервалах заметных, иногда весьма значительных изменений потенциала СП благодаря изменению во времени фильтрационной компоненты СП.

КАВЕРНОЗНО-ТРЕЩИННЫЙ КОЛЛЕКТОР

Отличие кавернозно-трещинного коллектора от трещинного заключается в наличии, дополнительно к трещинам, вторичных пор формы, близкой к сферической, и пустот неправильной формы, размер которых изменяется от нескольких миллиметров до метров и десятков метров для закарстованных карбонатных пород. Матрица этих коллекторов, как и трещинных, является непроницаемой. Общая пористость $k_{п.общ}$ такой породы

$$k_{п.общ} = k_{п.мз} + (k_{п.к} + k_{п.т})(1 - k_{п.мз}), \quad (93)$$

где $k_{п.мз}$, $k_{п.к}$, $k_{п.т}$ — коэффициенты соответственно пористости матрицы, кавернозности и трещиноватости. Обычно $k_{п.к}$ в 5–10 раз и более превышает $k_{п.т}$, поэтому, в отличие от трещинного, кавернозно-трещинный коллектор обладает значительной емкостью, соизмеримой с общей пористостью.

Проницаемость кавернозно-трещинного коллектора по крайней мере не уступает проницаемости трещинного. Вторичную пористость такого коллектора характеризуют суммарной пористостью $k_{п.вт}$: $k_{п.вт} = k_{п.к} + k_{п.т}$. Величину $k_{п.вт}$ нередко рассматривают как эффективную пористость, полагая $k_{п.вт} \approx k_{п.эф}$.

При проходке скважины кавернозно-трещинный коллектор отмечается более интенсивным поглощением бурового раствора и увеличением скорости (снижением продолжительности) проходки. Возможно полное поглощение промывочной жидкости до потёри циркуляции и провалы бурового инструмента («пролеты») до нескольких метров, характерные для закарстованных зон.

По данным стандартного комплекса ГИС кавернозно-трещинный коллектор не отмечается, как и трещинный, характерными для межзернового коллектора показаниями на кавернограмме, профилеграмме и на диаграммах микрозондов. Существенными отличиями кавернозно-трещинного коллектора от трещинного являются: а) более высокая общая пористость, позволяющая выделить его по значению $k_{п.общ}$ среди более плотных вмещающих пород; б) характерное отличие значения $k_{п.общ}$, определяемого по данным НМ или ГГМ, и коэффициента пористости $k_{п.ам}$, определяемого по данным акустического метода. В таком коллекторе $k_{п.ам}$ близко к $k_{п.мз}$ и существенно ниже $k_{п.общ}$. Эта закономерность

проявляется тем четче, чем больше размеры пустот и расстояние между ними. Сопоставляя значения $k_{п.общ}$ и $k_{п.ам}$ в изучаемом разрезе, можно по данным стандартного комплекса методов пористости выделить кавернозно-трещинный коллектор по признаку $k_{п.общ} > k_{п.ам}$ (рис. 106).

Специальные исследования ГИС для выделения кавернозно-трещинного коллектора. Все рассмотренные специальные ГИС и способы выделения трещинного коллектора применимы и для выделения кавернозно-трещинного. Кроме этого, для выделения и промышленной оценки кавернозно-трещинного коллектора проводят специальные исследования ГИС по программе «исследование – воздействие – исследование» («каротаж – воздействие – каротаж»). Стержнем программы является идея повторных замеров, позволяющих зафиксировать изменение показаний какого-либо метода ГИС во времени, отражающее процесс формирования или расформирования зоны проникновения в интервале коллектора. Воздействие состоит: а) в изменении физических свойств промывочной жидкости (активации ее) между первым и последующим замерами ГИС; б) в увеличении или уменьшении репрессии на породы перед повторным замером; в) в объединении приемов, указанных в пунктах «а» и «б», что, как правило, дает максимальный эффект.

Примером варианта «а» является метод двух растворов, когда проводят повторные замеры методом сопротивлений, изменяя минерализацию, а следовательно, удельное сопротивление бурового раствора.

Для выделения кавернозно-трещинного коллектора более эффективны другие модификации метода двух растворов.

1. Повторные замеры гамма-методом с закачкой в скважину после первого замера активированного радиоактивным изотопом (например, радоном) раствора – индикаторный метод по радону (ИМР).

2. Повторные замеры НГМ или ННМ-Т с закачкой в скважину после первого замера нейтронного меченого вещества – раствора, содержащего элемент с аномальными нейтронными характеристиками (например, хлор, бор, гадолиний).

3. Повторные исследования ИНМ с закачкой в скважину перед повторным исследованием раствора с повышенным содержанием хлора (увеличение концентрации NaCl или добавление в раствор HCl), бора или другого нейтронного меченого вещества.

В каждом из рассмотренных случаев при успешной реализации программы на диаграмме повторного замера в интервале кавернозно-трещинного коллектора фиксируют изменение показаний, амплитуда которых пропорциональна эффективной

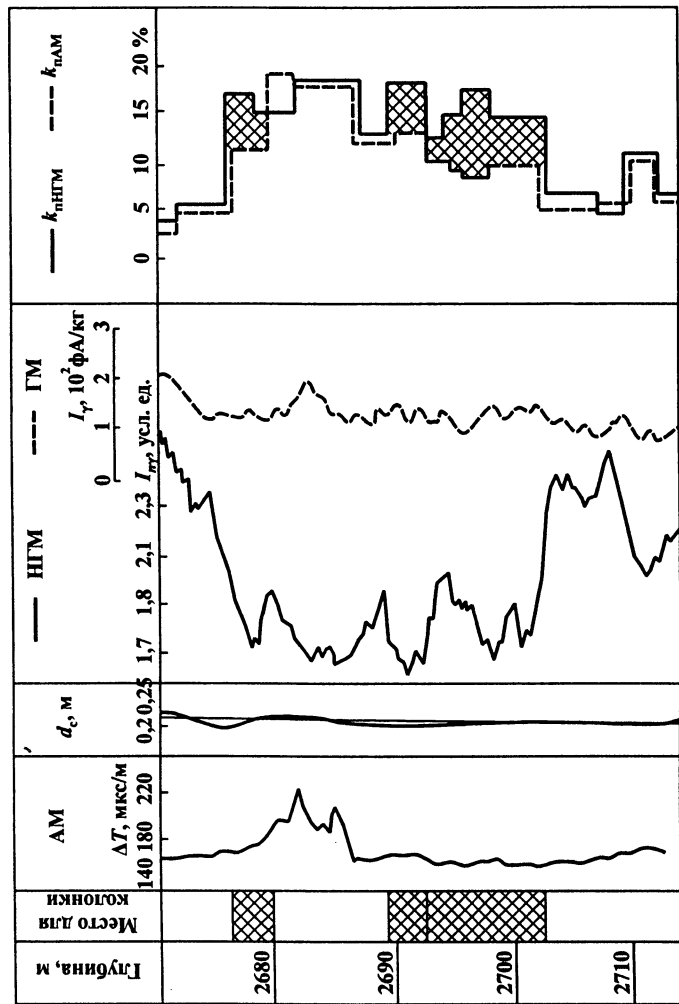


Рис. 106. Выделение сложных карбонатных коллекторов по результатам определения пористости нейтронным и акустическим методами

емкости коллектора, принявшего активированную жидкость (рис. 107).

Варианты «б» реализуют в следующих модификациях:

«исследование – репрессия – исследование» («каротаж – давление – каротаж» (КДК));

«исследование – испытание – исследование» («каротаж – испытание – каротаж» (КИК)).

В первом случае перед вторым замером создают дополнительную репрессию, ускоряя формирование зоны проникновения, во втором – производят испытание аппаратом КИИ, создавая депрессию и вызывая расформирование зоны. В обоих случаях обычно выполняют исследования БК или ИНМ; на диаграмме повторного замера фиксируют изменение показаний в интервале коллектора.

Исследования по программе КИК с контролем методом сопротивления БК позволяют по тенденции изменения удельного сопротивления коллектора во времени установить характер насыщения коллектора. Исследования КИК с контролем ИНМ позволяют выявить интервалы коллекторов. Если эти исследования сочетаются с исследованиями по схеме «каротаж – закачка меченного вещества – каротаж» (КЗК), то появляется возможность разделить коллекторы на типы по величине динамической пористости.

Ядерно-магнитный метод выделяет кавернозно-трещинный коллектор аномалиями ИСФ, величина которых близка к значению $k_{п.вт.}$. Для выделения трещинного коллектора ЯММ не пригоден, поскольку $k_{п.эф} \approx k_{п.т} < 1 \%$, т.е. ниже уровня помех при определении ИСФ.

Выделение кавернозного коллектора и количественная оценка емкости каверн возможны при исследованиях ядерно-магнитным методом в сильном поле (ЯМТК).

КОЛЛЕКТОРЫ СМЕШАННОГО ТИПА

К этому типу относят коллекторы, в которых наряду с эффективной емкостью вторичных пустот – каверн, трещин – присутствуют эффективные межзерновые поры в проницаемой матрице. Такие коллекторы характеризуются обычно высокой общей пористостью и выделяются в разрезе по данным ГИС на основе тех же признаков, что и межзерновой коллектор.

Характер насыщения коллекторов смешанного типа с межзерновой эффективной пористостью устанавливают теми же способами, что и в межзерновом коллекторе.

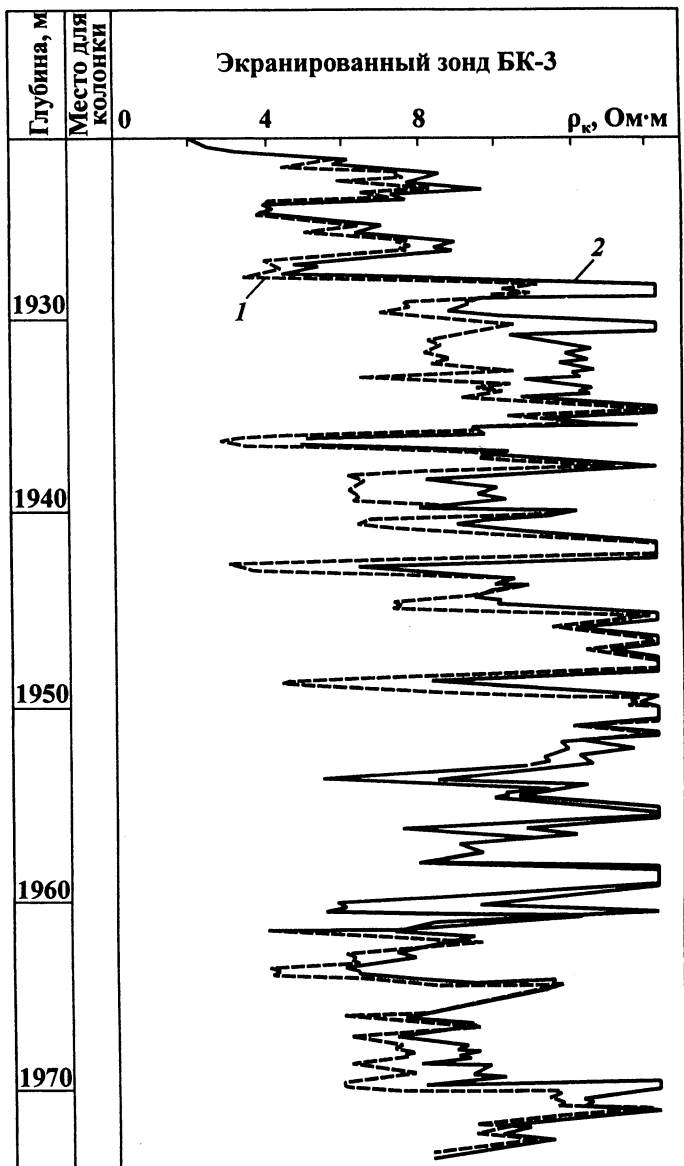


Рис. 107. Выделение коллекторов в карбонатном разрезе по методу двух растворов:

1 – первый замер, $\rho_{\phi} = 0,19 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; 2 – второй замер, $\rho_{\phi} = 0,47 \text{ Ом}\cdot\text{м}$

Характер насыщения трещинного коллектора устанавливают прямыми методами – испытанием в открытом стволе аппаратурой КИИ, опробованием после перфорации в колонне.

Продуктивность кавернозно-трещинного коллектора устанавливают по данным ГИС на основании результатов следующих специальных исследований.

1. Исследование по программе КИК. Продуктивные зоны выделяют в интервалах увеличения ρ_k на диаграмме повторного БК.

2. Исследования ВДМ или ИНМ в скважине, пробуренной на РНО, или в скважине-дублере, пробуренной на РНО, когда основная скважина пройдена на РВО. Продуктивные зоны выделяют по характерным показаниям ВДМ и ИНМ.

3. Исследования однозондовым прибором ИНМ или двухзондовым по методу ИНМ-КВ в обсаженной скважине в условиях расформированной зоны проникновения. Продуктивные коллекторы выделяют по данным комплексной интерпретации однозондового ИНМ и какого-либо метода пористости или по характерным превышениям малого зонда над показаниями большого зонда на диаграммах ИНМ-КВ.

Для определения ВНК и ГВК в массивной залежи с кавернозно-трещинным коллектором целесообразны исследования скважин сверхбольшими симметричными градиент-зондами.

КОЛЛЕКТОР СО СЛОЖНОЙ СТРУКТУРОЙ МАТРИЦЫ

Коллектор с неоднородным по размеру пор емкостным пространством часто относится к коллектору с преобладанием порового типа при небольшой кавернозности или трещиноватости. Характерной особенностью этого типа коллектора является наличие нескольких типов коллекторов, чередующихся друг с другом, с различным содержанием остаточной воды, что обусловлено разным размером пор. Величина $k_{во}$ для одного и того же объекта может изменяться от 4 до 70 %. Коллекторы этого типа наиболее часто встречаются в сульфатно-карбонатных и вулканических породах, однако нередко и в терригенных отложениях. Наличие этого типа коллектора устанавливается на этапе анализа результатов петрофизических исследований. На графиках сопоставления коэффициентов открытой пористости и абсолютной газовой проницаемости ($k_p - k_{пр}$), а также коэффициентов открытой пористости и остаточной воды ($k_p - k_{во}$) отмечается сильный разброс точек, что в лучшем случае позволяет выявить тенденции связи между этими параметрами. В подобных коллекторах выделяют несколько типов коллекторов по результатам анализа

петрофизических зависимостей. Каждый выделенный тип коллектора характеризуется индивидуальными связями $k_{пр} = f(k_{п})$ и $k_{во} = f(k_{п})$, а также имеет свои граничные значения параметров $k_{пр.гр}$, $k_{п.гр}$ и $k_{во.гр}$. При испытаниях таких коллекторов в продукции присутствуют некоторые количества воды, причем чем выше депрессия, тем большие количества пластовой воды появляются в продукте. Особые трудности возникают при обосновании ВНК в таких коллекторах. Для них характерны большие по высоте переходные зоны, наличие которых обусловлено капиллярными силами.

Задачи

128. По диаграммам рис. 106 выделить коллекторы разных типов и плотные участки. Воспользоваться данными двух методов пористости – акустического и нейтронного.

129. Выделить коллекторы трещинного типа по диаграммам (см. рис. 107) экранированного зонда, зарегистрированным в скважине при двух разных растворах, и оценить $k_{п.тр}$ для случая хаотической трещиноватости.

130. Найти интервал продуктивного карбонатного коллектора в разрезе, исследованном по схеме «исследование – испытание – исследование» (рис. 108).

131. Сделать обработку специальных исследований ГИС, выполненных в нефтематеринской баженовской толще Салымского нефтяного месторождения.

Исследования ГИС проведены по программе КЗК и КИК. В качестве нейтронного меченого вещества использован раствор NaCl концентрацией 150 г/л. Контроль воздействия на пласт осуществлен ИННМ. На рис. XXI приведены кривые декремента затухания плотности тепловых нейтронов $\lambda_{п}$: фоновые $\lambda_{ф}$, после закачки меченого вещества $\lambda_{п.з}$ и после испытания $\lambda_{п.и}$. Выделите прослои, которые приняли меченое вещество при его закачке путем сопоставления $\lambda_{ф}$ и $\lambda_{п.з}$, а также те интервалы, в которых произошли изменения после испытаний. Рассчитайте коэффициенты динамической пористости $k_{п.д}$, используя результаты исследований КЗК.

132. Выполнить интерпретацию радонового индикаторного метода (ИМР) на основании результатов ГИС, приведенных на рис. 109. Сделать сопоставление величины разности гамма-активности, зарегистрированной после закачки радона $I_{гп.з}$, и фонового гамма-метода $I_{гф}$ ($\Delta I_{\gamma} = I_{гп.з} - I_{гф}$), и коэффициента общей пористости.

В качестве третьего параметра используйте величину каверновой пористости $k_{п.к}$. Выделите три типа коллектора по результатам этого сопоставления.

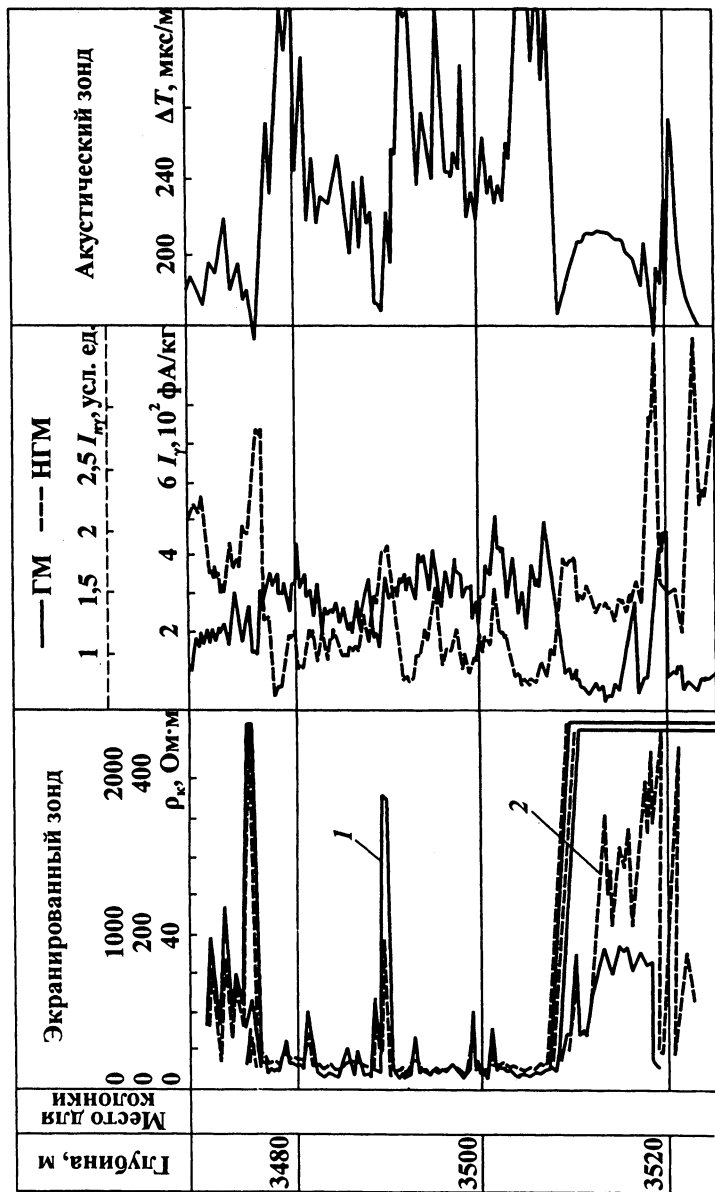


Рис. 108. Выделение коллекторов в сложном карбонатном разрезе по схеме «исследование – испытание – исследование» (по данным Я.Н. Абдухаликова).
1, 2 – замеры соответственно до и после испытания скважины

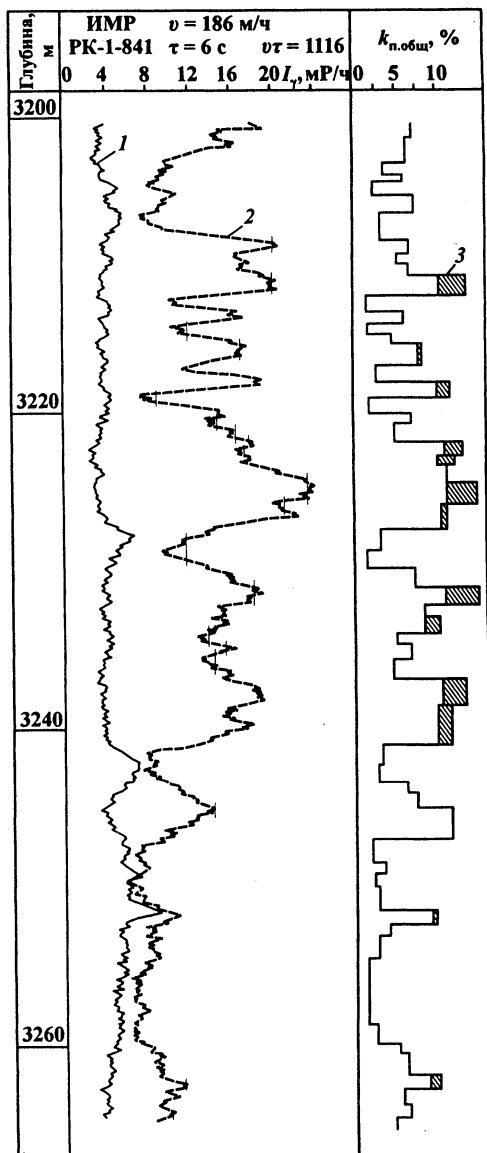


Рис. 109. Выделение коллекторов в сложном карбонатном разрезе с помощью индикаторного метода по радону (ИМР):

1 – фоновый замер $I_{\text{рф}}$; 2 – замер после закачки радона $I_{\text{рп}}$; 3 – каверновая составляющая пористости

§ 23. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПОРИСТОСТИ И ГЛИНИСТОСТИ

Основными методами определения коэффициентов пористости являются три независимых метода: стационарный нейтронный метод НМ, акустический АМ и гамма-гамма плотностной ГГМ-П. Показания этих методов определяются величиной коэффициента пористости и вкладом глинистого материала, присутствующего в горной породе. В связи с этим при решении задачи определения пористости по данным этих методов следует произвести учет влияния глинистого вещества в полезный сигнал каждого из них. Для этих целей необходимо оценить содержание глинистого материала в породе по показаниям методов ГИС и располагать информацией о свойствах глинистых минералов в породе – их минеральном составе и петрофизических свойствах, что определяется по результатам изучения образцов керна.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ГЛИНИСТОСТИ

Определение коэффициентов глинистости производится с помощью методов глинистости – ГМ и СП. Алгоритмы интерпретации этих методов приведены в главах II и III настоящего пособия. Кроме этих способов, оценка глинистости производится с помощью попарных комплексов методов пористости – НМ и ГГМ, НМ и АМ и ГГМ и АМ. Первый из перечисленных комплексов может использоваться для всех типов коллекторов, в том числе со сложной структурой емкостного пространства, а комплексы методов с привлечением АМ – только для межзерновых коллекторов. Использование комплексов перечисленных методов позволяет оценить значения коэффициентов общей пористости и содержание глинистого материала.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПОРИСТОСТИ

Различные геофизические методы позволяют определять разные виды пористости. По данным метода сопротивлений находят открытую межзерновую пористость в терригенных и межзерновых карбонатных породах. По диаграммам методов рассеянного гамма-излучения и нейтронных определяют общую пористость $k_{п.общ}$, по диаграммам акустического метода – межзерновую пористость $k_{п.мз}$. По данным комплекса методов можно установить компоненты пористости. Так, по комплексу методов НМ, ГГМ и АМ в сложных карбонатных коллекторах определяются $k_{п.общ}$ и

компоненты $k_{п.мз}$ и $k_{п.вт} = k_{пк} + k_{пт}$. Трещинная пористость находится по методу сопротивлений в варианте способа двух растворов или по комплексу методов сопротивлений и одного из методов пористости (нейтронный или гамма-гамма) при вскрытии разреза на минерализованном глинистом растворе.

Эффективную пористость коллекторов любого типа, кроме низкопористых трещинных, можно определить по диаграммам метода ЯМР, а в терригенных глинистых коллекторах — по комплексу методов пористости и глинистости^{*)}.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ МЕЖЗЕРНОВОЙ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ МЕТОДА СОПРОТИВЛЕНИЙ

Значение коэффициента межзерновой пористости $k_{п.мз}$ ^{**)} определяют по удельному сопротивлению $\rho_{вп}$ коллектора за контуром нефтяной или газовой залежи и удельному сопротивлению зоны проникновения $\rho_{зп}$ или промытой зоны $\rho_{пш}$ по законтурной и внутриконтурной частям пласта.

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

1. Определяют величину удельного сопротивления неизменной части пласта $\rho_{вп}$.

2. Рассчитывают значение удельного сопротивления воды для пластовых условий одним из способов, рассмотренных в § 1, либо используя уравнения (24), (98) метода потенциалов собственной поляризации.

3. Вычисляют значение $P_{п} = \rho_{вп}/\rho_{в}$ и по зависимости $P_{п} = f(k_{п})$, полученной для данных отложений, находят $k_{п}$. Если специфическая зависимость $P_{п} = f(k_{п})$ отсутствует, для определения $k_{п}$ используют одну из обобщенных зависимостей (см. рис. 4).

Определение $k_{п}$ по значению $\rho_{вп}$ имеет следующие недостатки: получаемое значение $k_{п}$ характеризует законтурную часть залежи и при изменчивости коллекторских свойств пласта по площади не может быть использовано при подсчете запасов внутри залежи; определяемое значение $\rho_{вп}$ может быть искажено глубоким проникновением фильтрата промывочной жидкости и помехами на диаграммах больших градиент-зондов.

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

^{*)}Здесь разбирается способ оценки глинистости в комплексе с пористостью коллекторов. Определение глинистости по диаграммам отдельных методов рассматривается в соответствующих параграфах настоящего руководства.

^{**)}Индекс «мз» при символе $k_{п}$ в дальнейшем изложении опускается.

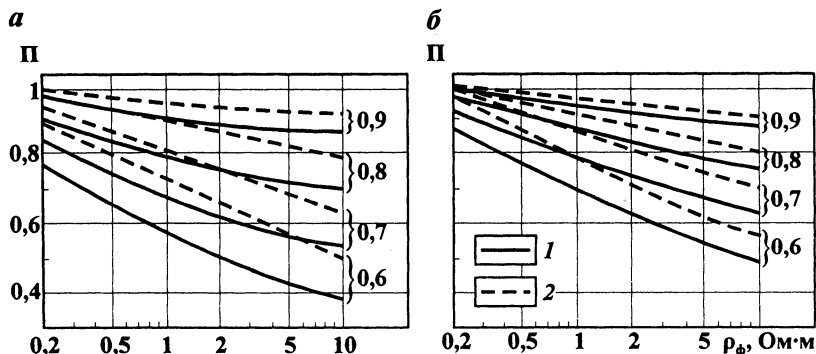


Рис. 110. Зависимости $\Pi = f(\rho_{\text{ф}})$ для различных значений $\alpha_{\text{сп}}$ (шифр кривых): $a - \rho_{\text{в}} = 0,045 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ($t = 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$); $б - \rho_{\text{в}} = 0,1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ($t = 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$); $1 - q_{\text{гл}} = 2 \text{ мг-экв/см}^3$; $2 - q_{\text{гл}} = 1 \text{ мг-экв/см}^3$

1. Определяют $\rho_{\text{пп}}$ по диаграммам микроэкранированных зондов.
2. По кривым рис. 3 определяют удельное сопротивление фильтрата промывочной жидкости $\rho_{\text{ф}}$.
3. Рассчитывают значение параметра пористости:

$$P_{\text{п}} = \rho_{\text{пп}} / (P_{\text{н.пп}} \Pi \rho_{\text{ф}}) = [\rho_{\text{пп}}(1 - k_{\text{но}})^n] / (\Pi \rho_{\text{ф}}), \quad (94)$$

где Π определяется по данным рис. 5 и 110 при известной глинистости пласта или связанной с ней величине $\alpha_{\text{сп}}$ и значению $\rho_{\text{ф}}$. Коэффициент остаточного нефте-, газонасыщения $k_{\text{но}}$ принимают равным нулю для водоносных пластов^{*)}, а для продуктивных определяют на основании экспериментальных исследований на образцах коллекторов изучаемого геологического объекта. При отсутствии таких данных принимают $k_{\text{но}} = 0,2 \div 0,3$, что соответствует типичным значениям $k_{\text{н}}^{**} = 1 - k_{\text{в}}^{**}$ для гидрофильных межзерновых коллекторов на кривых фазовой проницаемости (см. рис. 97). Значение n в формуле для $P_{\text{п}}$ берут аналогичным показателю степени в зависимости $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в}})$ при минерализации остаточной воды, равной средней минерализации фильтратов промывочной жидкости в данном районе. При отсутствии такой информации n принимают равным двум, что допустимо только в чистых и слабоглинистых коллекторах.

4. По величине $P_{\text{п}}$ находят значение $k_{\text{п}}$.

^{*)}Последнее не вполне справедливо, поскольку под водонефтяным контактом имеется зона, где нефтенасыщение равно остаточному и убывает с удалением от контакта.

Кроме описанного выше имеется и другой путь определения k_n по $\rho_{пп}$, изложенный в работе [3]. Он используется в случае, когда информация о коэффициентах Π и $P_{н.пп}$ не может быть получена с достаточной достоверностью, но пористость некоторых пластовых пересечений коллекторов установлена по данным какого-либо другого геофизического метода или по данным представительного керна. По этим пластам сопоставляют значения параметров

$$q = \rho_{пп}/\Pi P_{ф} = P_{н.пп} \Pi$$

и k_n , получая зависимость q от k_n . Величина q является отношением фактического значения $\rho_{пп}$, определяемого по диаграммам, к расчетному значению

$$\rho_{пп.расч} = P_{п} \rho_{ф}$$

и учитывает одновременное влияние поверхностной проводимости и остаточного нефте-, газонасыщения. Располагая зависимостью $q = f(k_n)$, значение k_n , точнее, две неизвестные – q и k_n – определяют по значению $\rho_{пп}$, пользуясь способом последовательных приближений: на основании средней пористости по данному коллектору находят q , устанавливают $P'_n = \rho_{пп}/q\rho_{ф}$, по которому находят k'_n . Процесс таких определений повторяют, пока последнее значение k_n не совпадает практически с предыдущим.

Зависимости $q = f(k_n)$ для различных районов позволяют не только оценить пористость коллекторов, но также выделить группы коллекторов по признаку q : при $q > 1$ – слабоглинистые высокопористые; при q , близком к 1, – со средней глинистостью и пористостью; при $q < 1$ – низкопористые глинистые коллекторы, пористость которых приближается к нижнему пределу k_n^* .

Определять пористость по величине $\rho_{пп}$ не рекомендуется для частично гидрофобных коллекторов, содержащих нефть с высокой вязкостью и твердые битумы.

Для оценки пористости по удельному сопротивлению зоны проникновения выполняют следующие операции.

1. Определяют удельное сопротивление зоны проникновения $\rho_{зп}$ способами, изложенными выше.
2. Находят $\rho_{ф}$ по ρ_p и t .
3. Рассчитывают параметр P_n по формуле

$$P_n = \rho_{зп}/(P_{н.зп} \Pi \rho_{вф}) = [\rho_{зп}(1 - k_{н.зп})^n]/(\Pi \rho_{вф}),$$

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

$$1/\rho_{вф} = z/\rho_в + (1 - z)/\rho_ф,$$

где z – доля остаточной пластовой воды в порах коллектора в зоне проникновения.

Значение z оценивают опытным путем, поскольку оно зависит от пористости, глинистости и диаметра зоны проникновения в коллекторах (наиболее распространено значение $z = 0,05 \div 0,07$).

Значение $k_{но}$ принимают равным нулю для водоносных пластов и определяют опытным путем для продуктивных коллекторов. При неглубоком проникновении $k_{но}$ находят из уравнения (по данным фирмы «Шлюмберже»)

$$(1 - k_{но}) = (1 - k_n)^{1/5}.$$

Параметр Π , как и в предыдущем случае, определяют по $\alpha_{СП}$ и значению $\rho_{вф}$ (см. рис. 110).

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

При оценке пористости по сопротивлению зоны проникновения возможен также подход с использованием комплексного параметра q по схеме, изложенной выше.

В межзерновых карбонатных коллекторах $k_{п.мз}$ также можно определить по значениям $\rho_{вп}$, $\rho_{пп}$ или $\rho_{зп}$ рассмотренными выше способами при условии, если зона проникновения не очень глубока (для определения $k_{п.мз}$ по $\rho_{вп}$) и $k_{п.мз} > 10\text{--}12\%$ (для определения $k_{п.мз}$ по $\rho_{пп}$).

Определение коэффициента общей пористости методами НМ и ГГМ-П рассмотрено в гл. III (§ 13 и 14).

Определение коэффициентов межзерновой пористости, типа коллектора и оценка элементов вторичной емкости с использованием показаний акустического метода – коэффициентов трещинной и кавернозной составляющих пористости – приведено в гл. IV (§ 15).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ ГАЗОНАСЫЩЕННОГО КОЛЛЕКТОРА

Определение коэффициента пористости газонасыщенного коллектора с межзерновым типом емкости с применением методов пористости выполняется с учетом влияния остаточного газонасыщения по формулам (43) и (44), (56), (57) и (73), преобразованным применительно к газонасыщенному коллектору:

$$\begin{aligned} \text{ГГМ-П: } \delta_n &= k_n \delta_{фл} + (1 - k_n) \delta_{ск}, \\ \delta_{фл} &= k_в \delta_в + k_{го} \delta_г; \end{aligned}$$

$$\text{НМ: } w_{\text{гп}} = k_{\text{п}}(k_{\text{в}}w_{\text{в}} + k_{\text{го}}w_{\text{г}}) + \Delta w_{\text{лит}} = k_{\text{п}}(1 - k_{\text{го}})w_{\text{в}} + k_{\text{п}}k_{\text{го}}w_{\text{г}} + \Delta w_{\text{лит}};$$

$$\begin{aligned} \text{АМ: } \Delta T &= k_{\text{п}}\Delta T_{\text{фл}} + (1 - k_{\text{п}})\Delta T_{\text{ск}}, \\ \Delta T_{\text{фл}} &= k_{\text{го}}\Delta T_{\text{г}} + (1 - k_{\text{го}})\Delta T_{\text{ф}}, \end{aligned}$$

где $\Delta T_{\text{г}}$ – интервальное время пробега упругой волны в газе, а $\Delta T_{\text{ф}}$ – интервальное время пробега упругой волны в фильтрате промывочной жидкости.

Если в комплексе методов имеется микробоковой метод, то сопротивление полностью промытой зоны $\rho_{\text{пп}}$ для него в условиях газонасыщенного коллектора определится формулой

$$\rho_{\text{пп}} = \Pi P_{\text{п}} P_{\text{н.пп}} \rho_{\text{ф}} = \Pi P_{\text{п}}(1 - k_{\text{го}})^n \rho_{\text{ф}}.$$

При определении коэффициентов пористости газонасыщенного коллектора для перечисленных выше методов необходимо учесть влияние остаточного газонасыщения в показаниях каждого из этих методов. Таким образом, в газоносном коллекторе по показаниям только одного метода пористости невозможно оценить коэффициент пористости. Решение этой задачи возможно при комплексировании методов пористости попарно. Для решения этой задачи можно использовать комплекс методов НМ и ГГМ-П, НМ и АМ, ГГМ-П и АМ, АМ и МБМ, НМ и МБМ, ГГМ-П и МБМ. При наличии того или иного комплекса методов, используемых для решения задачи определения $k_{\text{п}}$, требуется оценить значения тех параметров, которые входят в приведенные выше уравнения для каждого из используемых методов. После этого производится расчет палетки для решения задачи определения пористости и остаточного газонасыщения. Входными величинами для палетки являются показания двух методов, используемых для решения задачи, выходными – значения коэффициентов пористости и остаточного газонасыщения.

Пример 62. Построить палетки для определения коэффициентов пористости и остаточного газонасыщения в газонасыщенном коллекторе, представленном известняком. Карбонатный коллектор порового типа. Выполненный комплекс методов ГИС приведен на рис. XXII. Температура пласта равна 80 °С, пластовое давление – 21 МПа, минерализация пластовой воды – 150 г/л, сопротивление фильтрата ПЖ $\rho_{\text{ф}}$ в условиях пласта составляет 0,1 Ом·м, газ представлен метаном.

Для определения коэффициентов пористости используем два парных комплекса методов: АМ и НМ; АМ и МБМ, для которых используем уравнения, приведенные выше. Определим значения

входящих в уравнения величин: $\delta_r = 0,134 \text{ г/см}^3$, $w_r = 0,3$, значение литологической поправки равно 0, поскольку коллектор представлен чистым известняком; $\Delta T_{\text{ск}} = 155 \text{ мкс/м}$, $\Delta T_{\text{ф}} = 560 \text{ мкс/м}$, $\Delta T_r = 1500 \text{ мкс/м}$, $\Pi = 1$, так как коллектор не содержит глинистого вещества.

Построим расчетные палетки, изменяя значения коэффициентов пористости в диапазоне от 0 до 30 %, коэффициентов остаточного газонасыщения – в диапазоне от 0 до 60 %, что соответствует возможным значениям этих параметров в рассматриваемом разрезе. Полученные палетки приводятся на рис. 111 и 112.

Задача 133. Определить коэффициенты пористости и остаточного газонасыщения по показаниям трех методов – НГМ, АК и МБМ, приведенным на рис. XXII, с использованием расчетных палеток, приведенных на рис. 111 и 112. При интерпретации методов выполните необходимые коррекции их показаний.

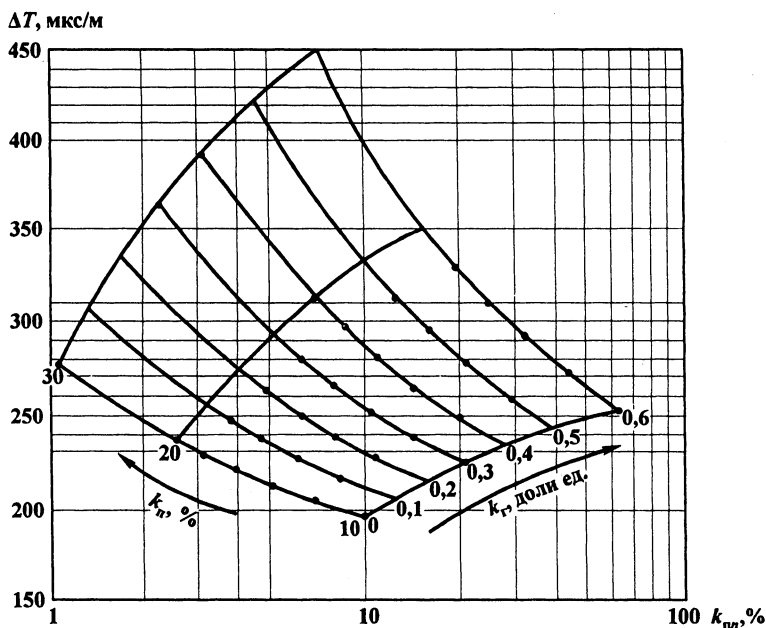


Рис. 111. Палетка для определения коэффициентов пористости k_n и остаточного газонасыщения k_r в карбонатном поровом коллекторе по показаниям акустического и микробокового методов.

Известняк – $\Delta T_{\text{ск}} = 155 \text{ мкс/м}$; $\Delta T_{\text{ф}} = 560 \text{ мкс/м}$, $\rho_{\text{ф}} = 0,1 \text{ Ом·м}$

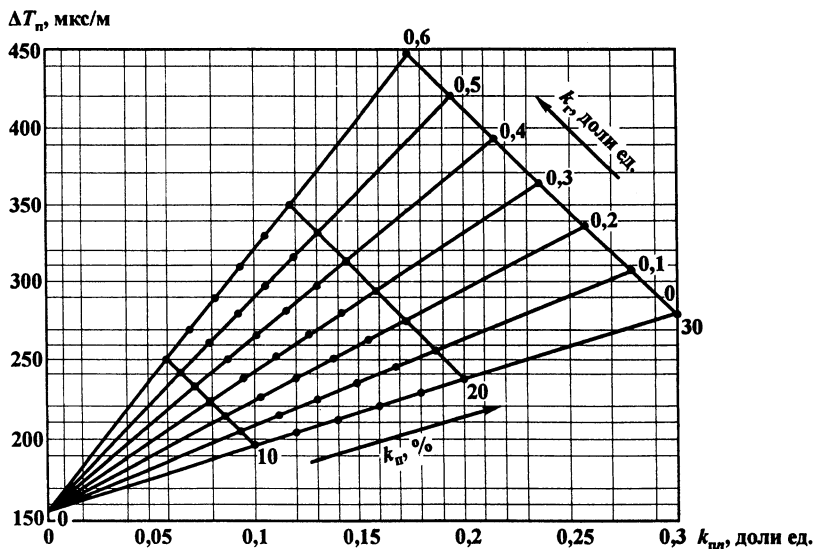


Рис. 112. Палетка для определения коэффициентов пористости $k_{\text{п}}$ и остаточного газонасыщения $k_{\text{г}}$ в карбонатном межзерновом коллекторе по показаниям акустического и нейтронного методов (аппаратура ДРСТ-3-90). Известняк – $\Delta T_{\text{ск}} = 155$ мкс/м; $\Delta T_{\text{ф}} = 560$ мкс/м

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ОБЩЕЙ ПОРИСТОСТИ В КОЛЛЕКТОРАХ СО СЛОЖНЫМ МИНЕРАЛЬНЫМ СОСТАВОМ СКЕЛЕТА [13, 19, 20, 25]

Для определения коэффициента общей пористости при сложном минеральном составе коллекторов должен использоваться комплекс методов, показания которых зависят от пористости и литологии (НМ, ГГМ, АМ). Если разрез представлен терригенными породами и сложен песчаными коллекторами с разной глинистостью, определению подлежат два параметра: пористость $k_{\text{п}}$ и глинистость $k_{\text{гл}}$ или $S_{\text{гл}}$. Если матрица коллектора составлена преимущественно двумя минералами (известняк + доломит), петрофизические уравнения для плотности, нейтронной пористости $k_{\text{пл}}$ и среднего времени ΔT включают также константы, характеризующие скелет породы, представленный смесями этих минералов. В этом случае комплекс методов пористости позволяет определить пористость и минеральный состав.

В первом и втором случаях интерпретация основывается на решении систем уравнений относительно главных неизвестных с помощью процедур, представленных графически на рис. 113, а, б.

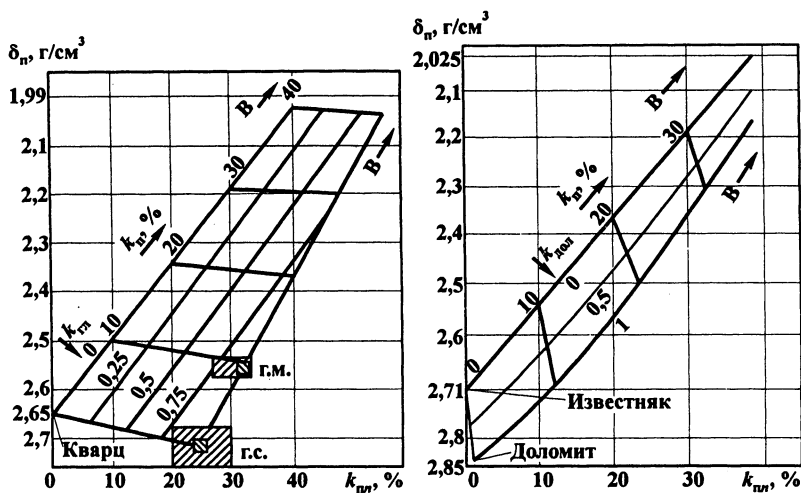


Рис. 113. Кросс-плоты $\delta_n - k_{nn}$:

a – для песчано-глинистого разреза (кварц – глина); г.м., г.с. – области разброса параметров глин – «мокрой» и «сухой», поля наиболее вероятных значений выделены штриховкой; *б* – для карбонатного разреза (известняк – доломит); В – направление на точку, соответствующую воде; $\delta_a = 1 \text{ г/см}^3$

В этих случаях обязательным условием является наличие в комплексе ГИС (в исходных данных) не менее двух (а лучше трех) достаточно надежных методов пористости. Кросс-плоты^{*)} (см. рис. 113, *a*, *б*) представляют собой сопоставление показаний двух методов. В двухкоординатной системе (например, $\delta_n - k_{nn}$) наносятся точки и линии, соответствующие чистому кварцу SiO_2 , известняку CaCO_3 , доломиту $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, воде H_2O , параметры которых известны. Обычно кросс-плот строится только в пределах поля реальных значений пористости от 0 до 40 %, поэтому точка, соответствующая воде ($k_n = 100 \%$), на графике не фигурирует. Линии, соединяющие эти точки, проводятся либо в соответствии с уравнениями среднего (тогда они – прямые), либо с учетом аппаратурных особенностей используемых приборов (в этом случае они не являются прямыми).

По данным кросс-плота на рис. 113, *a* определяются два параметра – пористость и глинистость, по данным рис. 113, *б* – пористость и содержание доломита $k_{\text{дол}}$: в смеси известняк–доло-

^{*)}Cross – пересекать, перекрещивать, plot – наносить, вычерчивать чертеж. (В нашем понимании кросс-плот – двухкоординатное сопоставление двух (или трех) видов измерений.)

мит. На кросс-плоте, представленном рис. 113, а, должны быть определены две точки: г.с. — «глина сухая» (минеральная плотность сухой глины $\delta_{г.с.}$) и ее водородный индекс или содержание кристаллизационной воды $w_{г.л.} = k_{пл.г.л.}$. Поскольку последнее не всегда возможно, по данным обработки диаграмм на значительном участке разреза определяется область, где располагаются значения $\delta_{п.}$ и $k_{пл.}$ для чистых глин данного разреза. Продолжение линии от точки В через точку «глина пористая», или «глина мокрая» (г.м.) до пересечения с координатой $\delta_{п.} = \delta_{г.с.}$ дает точку «глина сухая» (г.с.).

Полученный треугольник позволяет определять по двум методам пористости ГМ-П и НМ с помощью двух семейств кривых значения $k_{п.}$ и $k_{г.л.}$. Использование таких кросс-плотов для интерпретации комплекса методов сводится к определению шифров кривых $k_{п.} = \text{const}$ и $k_{дол.} = \text{const}$ (или $k_{г.л.} = \text{const}$), проходящих через точку с координатами $\delta_{п.}$ и $k_{пл.}$ для исследуемого пласта.

Пример 63. Вычислить координаты опорных точек для кросс-плотов на рис. 113, а, б при $k_{п.} = 0$ и $k_{п.} = 0,4$ (40 %) для чистых пород (кварц, известняк, доломит, глина сухая) и воды пресной.

Координаты точек, соответствующие чистым минералам, определяются при $k_{п.} = 0$, для воды при $k_{п.} = 100$ %. Следовательно, координаты для известняка (стандартной породы) — $\{\delta_{изв.} = 2,71 \text{ г/см}^3, w = k_{пл.} = 0\}$; кварца — $\{\delta_{кв.} = 2,65 \text{ г/см}^3, w = 0, k_{пл.} = -3 \%\}$; доломита — $\{\delta_{дол.} = 2,85 \text{ г/см}^3, w = 0, k_{пл.} = +3 \%\}$; глины сухой — $\{\delta_{г.с.} = 2,7 \text{ г/см}^3, w = 0,2, k_{пл.} = 30 \%\}$; воды пресной — $\{\delta_{в.} = 1 \text{ г/см}^3, w = k_{пл.} = 100 \%\}$.

Точки, соответствующие $k_{п.} = 0,4$ (40 %), вычислим по формуле $\delta_{п.} = \delta_{ск.} - 0,4 (\delta_{ск.} - \delta_{в.})$. Получим $\delta_{п.кв.} = 1,99 \text{ г/см}^3$; $\delta_{п.изв.} = 2,025 \text{ г/см}^3$; $\delta_{п.дол.} = 2,11 \text{ г/см}^3$; $\delta_{г.л.} = 2,02 \text{ г/см}^3$.

Пример 64. Рассчитать палетку для определения коэффициентов пористости и глинистости в нефтеносном терригенном разрезе, представленном полимиктовыми песчаниками, для комплекса методов — ГМ-П и многозондового нейтрон-нейтронного метода по тепловым нейтронам (аппаратура К-7).

Определим значения параметров, входящих в уравнения (43), (44), (56) и (57): $\delta_{ск.} = 2,68 \text{ г/см}^3$, $\delta_{фл.} = 1 \text{ г/см}^3$; состав глинистого материала плотностью $\delta_{г.л.} = 2,72 \text{ г/см}^3$ представлен в равных количествах каолинитом, хлоритом и гидрослюдами; водородный индекс глин $w_{г.л.} = 0,3$; скелет представлен полевыми шпатами и кварцем в равных количествах. Оценим литологическую поправку в показания нейтронного метода, используя данные рис. 73, в. Подставим в формулы значения коэффициентов пористости и глинистости, изменяющиеся в диапазоне от 0 до 30 %. Значение

коэффициента нейтронной пористости представим в единицах пористости полимиктового песчаника. По оси абсцисс отложим значение коэффициента пористости, по оси ординат – объемной плотности. Рассчитанная палетка приведена на рис. 114.

Задача 134. Используя палетку, приведенную на рис. 114, и исходный комплекс методов ГИС на рис. IV, V, определить коэффициенты пористости в коллекторах разреза, в уплотненных и глинистых разностях пород. Оцените коэффициенты пористости по показаниям акустического метода с помощью палетки, изображенной на рис. 115. Сравните полученные результаты.

Пример 65. Рассчитать палетку для определения коэффициентов общей пористости и состава пород по показаниям ГМ-П (аппаратура РГП-2) и НГМ (прибор ДРСТ-3-90) в сложном карбонатном разрезе, представленном известняками, доломитами и их переходными разностями. В отдельных интервалах отмечается ангидритизация пород. Породы чистые, не содержат глинистого материала.

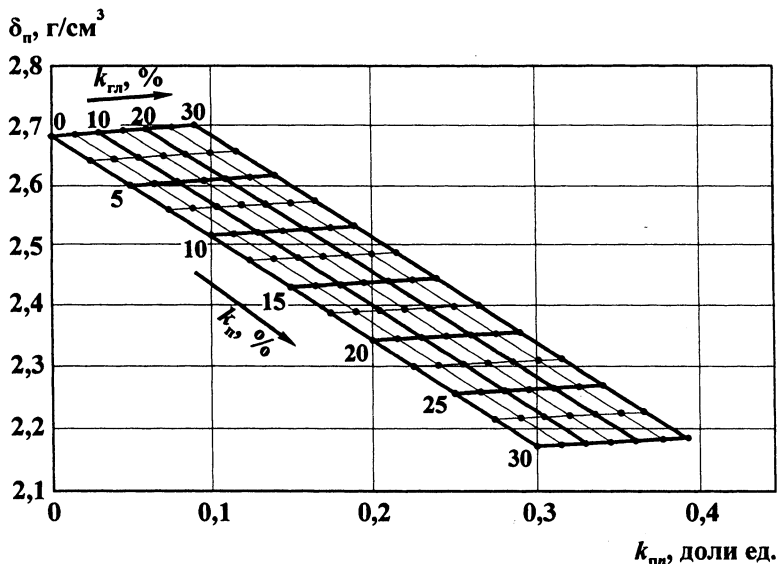


Рис. 114. Палетка для определения коэффициентов пористости k_n и глинистости $k_{гн}$ для полимиктовых коллекторов. Комплекс плотностного ГМ-П и мнгозондового нейтронного методов (аппаратура К-7); $k_{пн}$ дано в единицах пористости полимиктового песчаника

Для построения палетки воспользуемся соответствующими формулами, приведенными выше, и оценим значения плотностей скелета известняка, доломита и ангидрита. В соответствии с результатами изучения образцов керна, значения их скелетных плотностей равны соответственно 2,71, 2,87 и 2,95 г/см³. С помощью номограмм, изображенных на рис. 74, а, оценим величину литологической поправки в показания нейтронного метода. Нанесем результаты расчетов на график с координатами: коэффициент пористости (в единицах пористости известняка) и объемная плотность. В поле графика нанесем шифры кривых – коэффициент общей пористости и состав пород (количество доломита в известняке). Расчетная палетка для рассмотренного случая показана на рис. 116.

Задача 135. С помощью палетки, изображенной на рис. 116, определить коэффициент пористости и состав пород в интервале разреза, приведенном на рис. XXIII.

Определение коэффициентов общей пористости и состава матрицы породы выполняется также с помощью кросс-плота значений, регистрируемых литолого-плотностным методом, – объемной плотности и сечения фотоэлектрического поглощения (см. рис. 68).

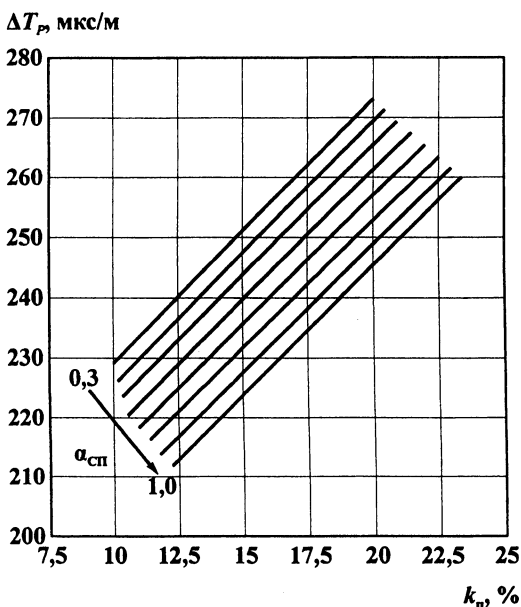


Рис. 115. Зависимость интервального времени пробега продольной волны ΔT_p и коэффициента пористости k_n с учетом содержания глинистого материала ($\alpha_{сп}$) для отложений валанжин-готеривбарремского возраста Уренгойского газоконденсатного месторождения

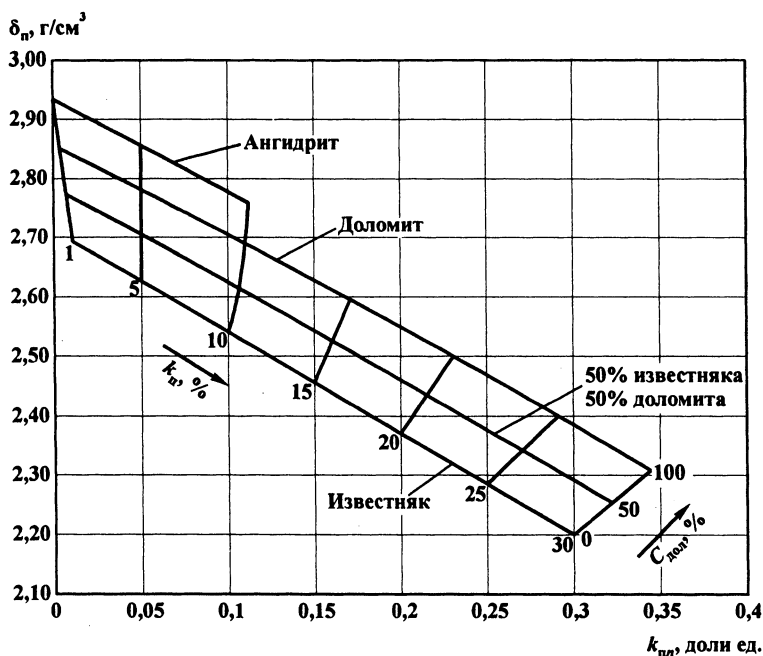


Рис. 116. Палетка для определения коэффициента общей пористости k_n и состава карбонатных пород (аппаратура ДРСТ-3-90, заполнитель емкостного пространства – пресный фильтрат ПЖ и нефть в равных количествах)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВТОРИЧНОЙ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДИАГРАММ НМ (ИЛИ ГГМ) И АКУСТИЧЕСКОГО МЕТОДА

В карбонатных коллекторах со сложной структурой емкостного пространства определение типа структуры сложного коллектора (порово-кавернозного или порово-трещинного) и оценку коэффициентов каверновой $k_{п.к}$ и трещинной $k_{п.т}$ пористости рекомендуется выполнять с применением методики, предложенной В.М. Добрыниным. Сущность методики изложена в гл. IV. Значение $k_{п.общ}$ определяют изложенными выше способами по диаграммам нейтронных методов и гамма-гамма метода; затем с помощью палеток, приведенных на рис. 88 для соответствующего состава матрицы породы и значений коэффициента общей пористости, оценивают тип структуры коллектора и количественные характеристики коэффициентов трещинной и каверновой

пористости. Вторичная емкость коллекторов определяется как сумма компонентов: $k_{п.вт} = k_{п.к} + k_{п.т}$.

Кроме того, в сложных карбонатных коллекторах – кавернозно-трещинных с плотной матрицей или кавернозно-трещинно-межзерновых с проницаемой матрицей – оценку $k_{п.вт}$ можно выполнять по формуле

$$k_{п.вт} = (k_{п.общ} - k_{п.мз}) / (1 - k_{п.мз}). \quad (95)$$

Значение $k_{п.общ}$ определяют также изложенными выше способами с привлечением нейтронных методов и гамма-гамма метода, а значение $k_{п.мз}$ – по диаграмме ΔT акустического метода. Последний дает наиболее правильный результат при наличии в породе достаточно крупных полостей выщелачивания, размер которых приближается к длине продольной волны (15–20 см) или превышает ее (карстовый коллектор). В кавернозных породах с незначительными размерами вторичных полостей (до 1–2 см) по ΔT определяют промежуточное значение пористости между $k_{п.мз}$ и $k_{п.общ}$. В этом случае определяемое по перечисленному комплексу методов значение вторичной пористости будет занижено.

Для определения $k_{п.мз}$ применяют также метод сопротивления при заполнении системы вторичных пор пресным фильтратом глинистого раствора либо нефтью [3, 13] или данные представительного керна.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕЩИННОЙ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ МЕТОДА СОПРОТИВЛЕНИЙ ИЛИ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ

В трещинном карбонатном или терригенном коллекторе с плотной непроницаемой матрицей значение коэффициента трещинной-пористости определяется разными способами.

Способ двух растворов. В этом случае используются две диаграммы метода сопротивления (обычно экранированного зонда – БК-3), одна из которых зарегистрирована на растворе с удельным сопротивлением фильтрата $\rho_{ф1}$, а вторая – после промывки скважины с дополнительным противодавлением в исследуемом интервале с другим раствором, имеющим удельное сопротивление фильтрата $\rho_{ф2}$.

Значение $k_{п.т}$ рассчитывают по формуле

$$k_{п.т} = \rho_{ф1} \rho_{ф2} (\rho_{зп2} - \rho_{зп1}) / [A \rho_{зп1} \rho_{зп2} (\rho_{ф2} - \rho_{ф1})], \quad (96)$$

где $\rho_{зп1}$, $\rho_{зп2}$ – удельные сопротивления зоны проникновения трещинного коллектора по данным первого и второго замеров. Значения A для принятой системы трещин берут по табл. 2.

Исследование коллектора, вскрываемого на минерализованном растворе. В данном случае используется однократный замер методом сопротивления (БК-3) при вскрытии коллектора на растворе с $\rho_{\text{ф}} \approx \rho_{\text{в}}$ и диаграмма одного из методов пористости (НМ или ГГМ).

Значение $k_{\text{п.т}}$ рассчитывают по формуле

$$k_{\text{п.т}} = (1/A)(\rho_{\text{в}}/\rho_{\text{зп.т}} - 1/P_{\text{п.бл}}), \quad (97)$$

где $P_{\text{п.бл}}$ – параметр пористости блоков трещинного коллектора, который можно принять равным $k_{\text{п.бл}}^{-2}$ при $k_{\text{п.бл}} = k_{\text{п.мз}}$.

Как видно из формул, используемых в процессе определения пористости пород, а также при определении коэффициента нефтегазонасыщения, интерпретатору должно быть известно удельное сопротивление пластовой воды $\rho_{\text{в}}$. Помимо способов определения указанного параметра по данным анализов ионного состава пластовых вод, для этого используется метод потенциалов собственной поляризации. Уравнение

$$\Delta E = -k_{\text{СП}} \lg(\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}})$$

содержит два неизвестных, поэтому $\rho_{\text{в}}$ может определяться с помощью двух подходов.

1. Установление $\rho_{\text{в}}$ путем решения двух уравнений. Для этого требуется регистрация диаграмм СП в скважине с двумя растворами, имеющими значения сопротивления фильтрата $\rho'_{\text{ф}}$ и $\rho''_{\text{ф}}$. Такие измерения дают два уравнения:

$$\begin{aligned} \Delta E' &= -k_{\text{СП}} \lg(\rho'_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}); \\ \Delta E'' &= -k_{\text{СП}} \lg(\rho''_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}). \end{aligned} \quad (98)$$

Уравнения (98) удобно решать графически, используя бланк полулогарифмической бумаги, где оси ΔE соответствует арифметический масштаб, а оси $\rho_{\text{ф}}$ – логарифмический. Отложив в этой системе координат две точки с координатами $\Delta E'$ и $\rho'_{\text{ф}}$ и $\Delta E''$ и $\rho''_{\text{ф}}$ и соединив их прямой линией, получаем в точке пересечения прямой с осью $\Delta E = 0$ значение $\rho_{\text{ф}} = \rho_{\text{в}}$, что является ответом на поставленную задачу.

2. Определение $\rho_{\text{в}}$ путем решения одного уравнения. Для этого требуется знать значение $k_{\text{СП}}$ пласта, которое должно определяться по данным петрофизических исследований. Поскольку обычно значений $k_{\text{да}}$ для исследуемого коллектора и опорных

глин в разрезе скважины не имеется, для определения ρ_v используют уравнение (24), где в качестве $\Delta E_{\max}$ берут опорную амплитуду, равную максимальной в разрезе амплитуде СП (расстояние от «линии глин» до «линии чистых песчаников»). Для этой амплитуды с большей вероятностью можно использовать $k_{СП\max} = -69,6$ мВ при $t = 18$ °С. Для определения ρ_v на основании этого уравнения требуется, таким образом, определить максимальную статическую амплитуду по диаграмме СП $\Delta E_{\max}$; найти ρ_f по ρ_r ; привести $k_{СП\max}$ к температуре пласта по формуле

$$k_{СПt} = k_{СП18}(273 + t)/291. \quad (99)$$

Уравнение $\Delta E_{\max} = -k_{СПt} \lg(\rho_f/\rho_v)$ решается относительно ρ_v .

Определение трещинной пористости по данным широкополосного акустического метода рассмотрено в гл. IV.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ МЕТОДОМ СП

В ряде районов, где пористость коллекторов связана со степенью заполнения пор глинистым цементом, т.е. когда имеются корреляционные связи между k_n и $k_{гн}$, определение коэффициентов пористости возможно производить по данным метода глинистости, в частности метода СП. В этом случае необходимо иметь корреляционную зависимость $\alpha_{СП} = f(k_n)$. Эти связи строятся при обобщении материала по районам и имеют вид, подобный приведенному на рис. 117. Для определения коэффициента пористости вычисляется $\alpha_{СП}$ по правилам, изложенным выше, и затем устанавливается k_n по специфической для данных условий зависимости $\alpha_{СП} = f(k_n)$. Следует отметить, что в случае отсутствия связи между k_n и $k_{гн}$, что имеет место при наличии слоистого типа коллектора или при изменении пористости, обусловленном влиянием алевритовой компоненты, определение пористости с помощью методов глинистости нецелесообразно. Оценить возможность использования метода глинистости для решения задачи определения пористости можно, используя результаты определения коэффициентов пористости и глинистости, выполненные на образцах керна. На рис. 118 показано сопоставление k_n и $k_{гн}$ для разных типов коллекторов, присутствующих в разрезах данного продуктивного пласта. Как следует из данных рис. 118, определение пористости с помощью метода глинистости возможно только для коллекторов третьего типа.

Задачи

136. Определить коэффициент пористости коллекторов, если удельное сопротивление неизменной части пласта в двух за-

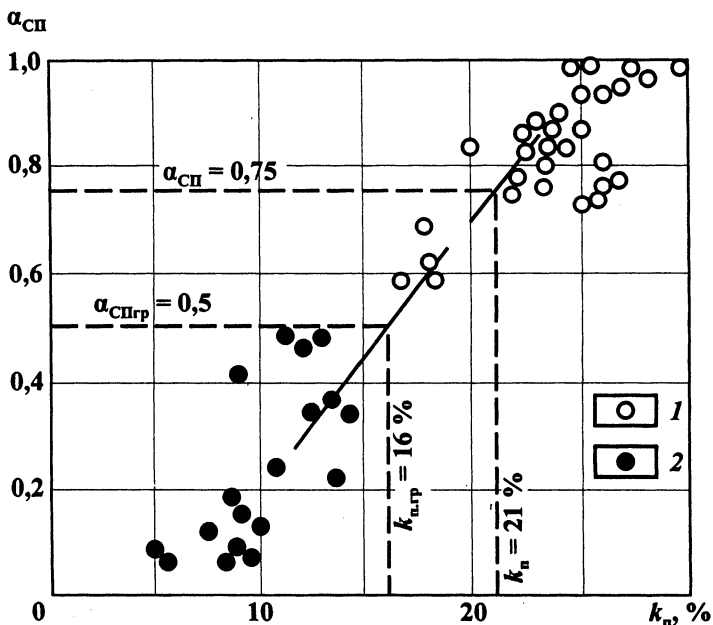


Рис. 117. Характерная корреляционная зависимость $\alpha_{сп} = f(k_n)$ для терригенного коллектора:

1 – коллектор; 2 – неколлектор; $\alpha_{спгр} = 0,5$, $k_{n,гр} = 16 \%$

контурных скважинах по данным БЭЗ равнялось 1,4 и 2,2 Ом·м, температура в пластах соответственно 62 и 70 °С. Характер пластовых вод аналогичен таковому Александровского месторождения (см. табл. 1).

137. Определить коэффициент пористости слабосцементированных коллекторов пласта БВ₈ месторождения Самотлор, если по данным фокусированных зондов его удельное сопротивление изменяется в законтурных скважинах от 2,5 до 4 Ом·м. Сведения о пластовой воде и температуре в пластовых условиях взять из табл. 1.

138. Оценить пределы изменения пористости среднесцементированного песчаника (месторождение Озек-Суат), если его удельное сопротивление в законтурной части колеблется в пределах от 0,8 до 0,3 Ом·м. Сведения о пластовой воде приведены в табл. 1.

139. Определить коэффициент пористости коллекторов, выделенных на основании интерпретации диаграмм, приведенных на рис. 15, 60 и 119. Для случая, приведенного на рис. 119, для решения задачи использовать данные микроэкранированного зонда.

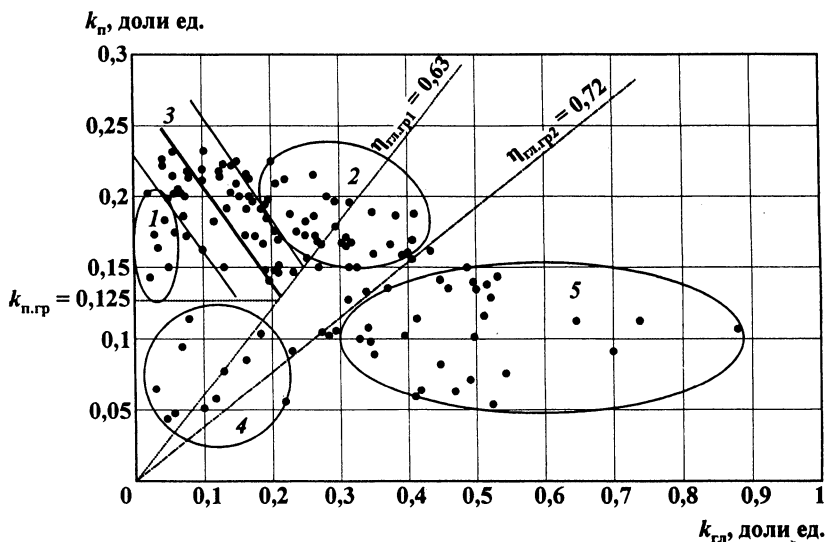


Рис. 118. Сопоставление коэффициентов пористости и глинистости для продуктивного пласта месторождения, полученных на образцах керна.

1 – песчано-алевритовый коллектор; 2 – слоистый коллектор; 3 – песчаник с глинистым цементом; 4 – плотные породы; 5 – глинистые неколлекторы

140. Определить коэффициент пористости коллектора, выделенного на основании интерпретации диаграмм, приведенных на рис. 60. Удельное сопротивление неизменной части коллектора по данным БЭЗ 1,2–1,6 Ом·м; температура в пластовых условиях 45 °С; $\rho_v = 0,04$ Ом·м.

141. Определить пределы изменения коэффициента пористости турнейского известняка (межзерновой тип порового пространства), если его удельное сопротивление в зоне проникновения изменяется от 90 до 280 Ом·м при $D/d_c = 8+16$ по данным БЭЗ. Пласт вскрыт на буровом растворе с $\rho_p = 2,2$ Ом·м; $\delta_p = 1,2$ г/см³; температура в пластовых условиях 21 °С.

142. Оценить удельное сопротивление пластовых вод по диаграмме СП в разрезе скв. 247 площади Таш-Кала (рис. 54). Значение $k_{сп}$ при 18 °С, определенное в лабораторных условиях, равняется 52 мВ.

143. Определить коэффициент трещинной пористости на основании диаграмм, приведенных на рис. 107. Исходить из трещинной пористости, ориентированной перпендикулярно к напластованию и параллельно ему.

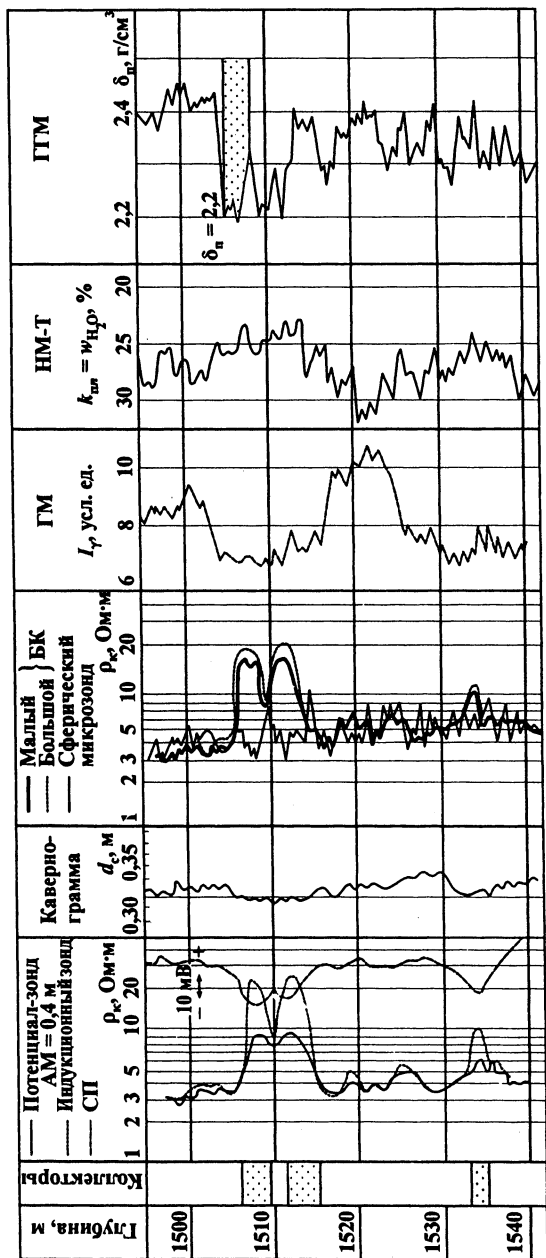


Рис. 119. Комплекс диаграмм ГИС по участку одной из скважин шельфа Сахалина (геофизический комплекс фирмы «Шлом-берже»)

144. Определить вторичную пористость карбонатного коллектора, если по данным нейтронных методов он характеризуется пористостью 16 %, а по данным определений по керну при небольшом его выносе средняя пористость образцов составляет 4,2 % при отклонениях от среднего $\pm 1,4$ %.

145. Установить пористость двух интервалов доломитизированных известняков, если их плотность по данным метода рассеянного гамма-излучения составляет 2,5 и 2,66 г/см³, а пористость по данным нейтронных методов – соответственно 19 и 17 %. Рассчитать плотность скелета породы.

146. Определить пористость и глинистость песчаника, если его плотность по данным метода рассеянного гамма-излучения 2,49–2,40 г/см³, а пористость по данным нейтронного метода $k_{\text{пн}} = 11,5 \div 12,4$ %.

147. Определить коэффициент пористости и глинистости терригенных полимиктовых коллекторов продуктивного нефтеносного пласта АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения, используя комплекс радиоактивных методов ННМ-Т и ГМ (рис. XVIII). В качестве опорных пластов при интерпретации данных ННМ-Т используйте пласты размытых глин (эквивалентная влажность $w_{\text{н1}} = 40$ %) и среднестатистические характеристики коллекторов пласта АВ₄₋₅ (эквивалентная влажность $w_{\text{н2}} = 29$ %).

§ 24. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ $k_{\text{нп}}$ ПО ДАННЫМ МЕТОДА СОПРОТИВЛЕНИЙ

В основе метода определения коэффициента нефтегазонасыщения лежат выражения (10), (11). Коэффициент водонасыщения порового пространства $k_{\text{в}}$ может быть определен по величине параметра насыщения:

$$P_{\text{н}} = \rho_{\text{нп}}/\rho_{\text{вп}} = \rho_{\text{нп}}/(P_{\text{п}}\rho_{\text{в}}) = a_{\text{н}}/(k_{\text{в}})^n.$$

При определении коэффициента нефтегазонасыщения коллектора используется весь комплекс методов, включающий методы определения сопротивления неизменной части коллектора ($\rho_{\text{нп}}$), методы пористости для определения по ней параметра пористости ($P_{\text{п}}$) и методы, позволяющие получить информацию об удельном сопротивлении пластовой воды. Если интерпретационная служба располагает петрофизическими исследованиями относительно фазовой проницаемости (см. рис. 97, а), по которым получены связи типа изображенных на рис. 97, б, по величине

параметра насыщения не только определяется коэффициент водонасыщения, а следовательно и $k_{\text{нг}} = 1 - k_{\text{в}}$, но может прогнозироваться и характер флюидов в получаемой продукции. Для этого параметр насыщения должен определяться особенно тщательно.

В большинстве случаев исследователи не располагают зависимостями $P_{\text{н}}^* = f(k_{\text{в}}^*)$ и $P_{\text{н}}^{**} = f(k_{\text{в}}^{**})$. В этом случае для определения $k_{\text{в}}$ используются усредненные зависимости $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в}})$ (см. рис. 7, а).

В ряде районов, где пористость коллекторов изменяется в нешироких пределах и, следовательно, величина параметров пористости изменяется мало, для определения $k_{\text{в}}$ используют связи

$$P_o = \rho_{\text{нп}}/\rho_{\text{в}} = f(w_{\text{в}}) \quad (100)$$

или $\rho_{\text{нп}} = f(w_{\text{в}})$ (см. рис. 8),

где $w_{\text{в}} = k_{\text{п}}k_{\text{нг}}$ — коэффициент объемной влажности породы, связанный с коэффициентом объемного нефтегазосодержания выражением

$$w_{\text{нг}} = 1 - w_{\text{в}}.$$

Таким образом, определение коэффициента нефтегазонасыщенности межзернового коллектора проводится по следующей схеме.

1. Выбирают зависимость $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в}})$, соответствующую данному типу коллектора.

2. Определяют удельное сопротивление неизменной части пласта методами, изложенными выше.

3. Определяют коэффициент пористости коллектора на основании методов пористости. Для этого может использоваться и прямая информация, получаемая на основании исследований кернового материала, если он отобран в данном пластовом пересечении.

4. По величине пористости коллектора, по формулам (2), (3) или данным рис. 4 (для конкретных условий требуется иметь специфическую зависимость) находят параметр пористости $P_{\text{п}}$.

5. Определяют удельное сопротивление пластовой воды $\rho_{\text{в}}$ по данным анализов образцов вод, отобранных при опробовании законтурных скважин. Если такая информация отсутствует или данные опробования не достоверны, удельное сопротивление

пластовой воды оценивают как среднее многих определений на основании формул (70), (71) по данным метода потенциалов собственной поляризации.

6. Вычисляют удельное сопротивление пласта при 100%-м водонасыщении $\rho_{\text{вп}} = P_{\text{н}} \rho_{\text{в}}$.

7. Вычисляют параметр насыщения $P_{\text{н}} = \rho_{\text{вп}} / \rho_{\text{в}}$ и по нему находят $k_{\text{в}}$, а затем $k_{\text{нг}} = 1 - k_{\text{в}}$.

В продуктивных коллекторах, содержащих слоистую глинистость, найденные таким способом значения $P_{\text{н}}$ и $k_{\text{в}}$ не являются истинными, поскольку удельное сопротивление слоистого коллектора в действительности является продольным сопротивлением $\rho_{\text{г}}$ в соответствии с формулами (90) и (92).

В этом случае выражение (90) является уравнением с тремя неизвестными: $\chi_{\text{гл}}$, $\rho_{\text{гл}}$ и $\rho_{\text{вп}}$. Для определения $\rho_{\text{вп}}$ нужно комплексовать метод сопротивления с методом глинистости для независимого определения $\chi_{\text{гл}}$. Удельное сопротивление глин можно взять по близлежащим пластам чистых глин, а величину $\chi_{\text{гл}}$ — по данным методов СП и ГМ. Если $\chi_{\text{гл}}$ и $\rho_{\text{гл}}$ известны, уравнение (90) решается относительно $\rho_{\text{вп}}$ (с помощью номограммы на рис. 120). Дальнейший путь определения $k_{\text{в}}$ и $k_{\text{нг}}$ прослоев коллектора по $\rho_{\text{вп}}$ такой же, как и для монолитных однородных пластов.

Если удельное сопротивление нефтенасыщенных прослоев велико ($\rho_{\text{вп}} / \rho_{\text{гл}} > 20$), по данным рис. 120 лучше находить величину $\chi_{\text{гл}}$ и определять эффективную толщину коллекторов по формуле (91).

При определении коэффициента нефтегазонасыщения для подсчета запасов величина $\rho_{\text{вп}}$ в выражении для $P_{\text{н}}$ иногда определяется не только по методам пористости, но также по результатам измерений в законтурной части залежи и данным определений на керне. Поскольку последние два типа измерений не являются непосредственными характеристиками изучаемых пластовых пересечений (кern взят из соседних скважин, $\rho_{\text{вп}}$ установлено за контуром залежи), их используют часто для получения среднего значения $\rho_{\text{вп.ср}}$ по законтурным скважинам, среднего $\rho_{\text{вп.ср.кern}}$ по керновым определениям. В этом случае $P_{\text{н}}$ находят в результате деления удельных сопротивлений, полученных в отдельных пластовых пересечениях залежи, на среднюю величину $\rho_{\text{вп.ср}}$. Этот подход может быть использован при малом диапазоне изменения пористости в коллекторе (узкие пределы изменения $\rho_{\text{вп}}$), отсутствии систематического ее изменения от центра к периферии залежи, наличии представительного керна.

Определение $k_{\text{в}}$, $k_{\text{г}}$, $k_{\text{нг}}$ по данным волнового диэлектрического метода рассмотрено в § 7.

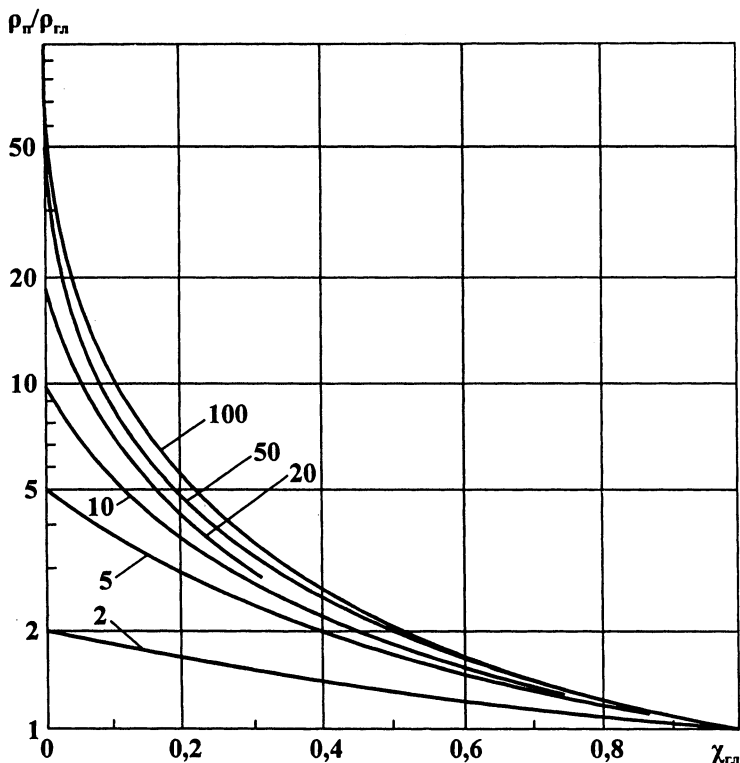


Рис. 120. Зависимость $\rho_n/\rho_{гг} = f(\chi_{гг})$.
Шифр кривых – $\rho_{пп}/\rho_{гг}$

Оценка коэффициентов нефтегазонасыщенности по показаниям импульсных нейтронных методов изложена в § 14.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ k_r ПО ДИАГРАММАМ НЕЙТРОННЫХ МЕТОДОВ СО СТАЦИОНАРНЫМ ИСТОЧНИКОМ

Коэффициент газонасыщения k_r определяют по диаграммам НГМ или ННМ-Т, полученным в обсаженной скважине в условиях полностью расформированной зоны проникновения в газонасыщенных терригенных коллекторах с $k_{пп} > 15\%$ при $p_{пл} \leq 50$ МПа, т.е. при глубине залегания пластов не более 3,5–4 км.

Физической предпосылкой для определения k_r по данным НМ является зависимость нейтронной пористости коллектора $k_{пп}$ от содержания в породе газа, обусловленная существенным отли-

нием водородного индекса газа w_g от водородных индексов нефти w_n и пластовой воды w_b . С глубиной величины w_g , w_n , w_b сближаются, что исключает возможность выделения газоносных коллекторов и определения в них k_r при $p_{пл} > 50$ МПа.

Значение k_r находят, решая уравнение

$$k_{пл} = k_{п.общ} [w_b(1 - k_r) + w_g k_r], \quad (101)$$

где $k_{пл}$ – нейтронная пористость (водородный индекс) газоносного коллектора; w_g , w_b – водородные индексы газа в пластовых условиях и пластовой воды (см. § 14).

В чистом песчаном коллекторе k_r рассчитывается по формуле

$$k_r = (k_{п.общ} w_b - k_{пл}) / [k_{п.общ}(w_b - w_g)]; \quad (102)$$

в глинистом коллекторе

$$k_r = (k_{п.общ} w_b - k_{гг} w_{гг} - k_{пл}) / [k_{п.общ}(w_b - w_g)]; \quad (103)$$

в чистом коллекторе с трехфазным насыщением

$$k_r = (k_{п.общ} [w_b(1 - k_n) + w_n k_n] - k_{пл}) / [k_{п.общ}(w_b - w_g)],$$

где $w_{гг}$ и w_n – водородные индексы глинистого цемента и нефти (см. § 14).

Учет поправки на плотностной эффект рассмотрен в § 14 пособия.

Так же, как при определении k_n , k_r , $k_{нг}$ по удельному сопротивлению и диэлектрической проницаемости породы, для определения k_r по данным стационарных нейтронных методов НМ требуется комплексная интерпретация материалов ГИС, дающих информацию о пористости и глинистости коллектора.

РАЗДЕЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ k_n И k_r В КОЛЛЕКТОРАХ С ТРЕХФАЗНЫМ НАСЫЩЕНИЕМ

Для решения этой задачи определяют $k_{нг}$ по удельному сопротивлению, k_r по материалам НМ, k_n рассчитывают как $k_{нг} - k_r$.

Материалы НМ должны включать результаты повторных исследований по программе: первый замер до спуска колонны, второй – сразу после цементирования колонны, третий и последующие – через различное время после обсадки вплоть до полного расформирования зоны проникновения в продуктивном коллекторе.

Задачи

148. Определить коэффициент нефтегазонасыщения песчаника, если $\rho_{пп} = 25$ Ом·м; $k_{п} = 25$ % по данным акустического мето-

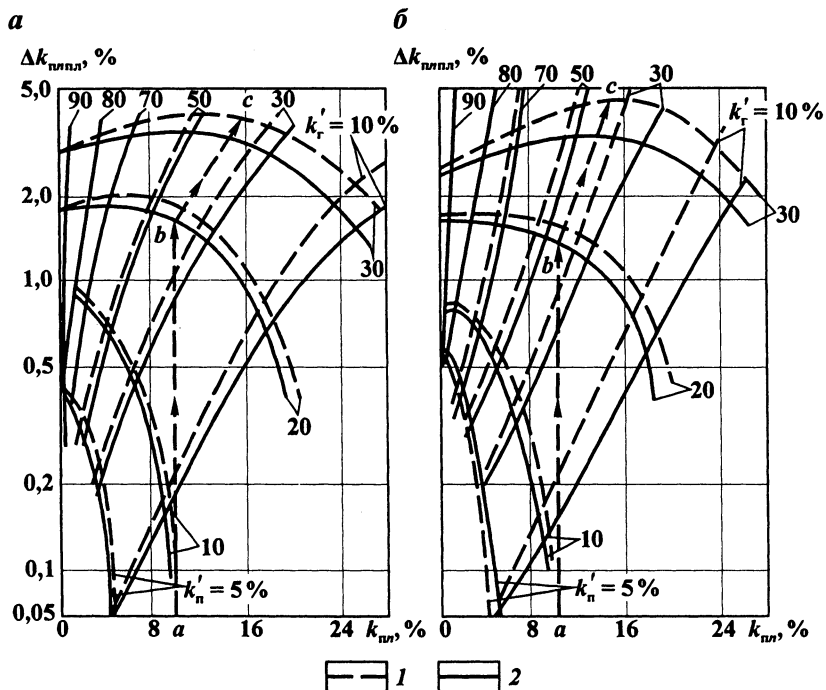


Рис. 121. Палетка для определения коэффициента кажущегося газонасыщения k'_r и поправки $\Delta k_{пл.пл}$ на плотностной эффект, обусловленный газонасыщенностью:

a , b – минерализация пластовой воды 0 и 200 г/л соответственно; 1, 2 – зонды НГК-60 и ННК-Т соответственно

да; удельное сопротивление пластовой воды $\rho_v = 0,22$ Ом·м при температуре пласта; относительная амплитуда СП – 0,85. Кривые $P_n = f(k_v)$ см. на рис. 7.

149. Определить коэффициент нефтенасыщения коллекторов, выделяемых на диаграммах рис. 93; $t = 46$ °С; $\rho_v = 0,05$ Ом·м.

150. Установить коэффициент нефтегазонасыщения тонких прослоев продуктивного коллектора в пачке, представленной чередованием коллекторов с глинами ($\rho_{гн} = 2,6$ Ом·м); доля глинистых прослоев в общей толщине пачке по данным СП – $\chi_{гн} = 0,3$; удельное сопротивление пачки 5,5 Ом·м; пористость прослоев 25 %; удельное сопротивление воды 0,06 Ом·м. Коллекторы гидрофильные слабосцементированные.

151. Определить $k_{нт}$ того же коллектора, что и в задаче 150, если в пачке содержится 25 % (от общей мощности) плотных прослоев с $\rho_n = 23$ Ом·м.

152. Выделить газонасыщенные коллекторы в продуктивном пласте АВ_{2.3} Самотлорского месторождения на основании комплекса методов ГИС, представленных на рис. XVII. Определить коэффициенты их газонасыщения по показаниям стационарного нейтрон-нейтронного метода по тепловым нейтронам с учетом поправки на плотностной эффект (рис. 121). Значения коэффициентов пористости коллекторов оцените по данным метода СП, используя уравнение $k_n = 13,2\alpha_{СП} + 17$. Эквивалентную влажность w_v коллекторов определите по показаниям ННМ-Т. Водородный индекс газа w_r оцените, считая, что газ на 95 % состоит из метана, пластовая температура соответствует 58 °С, пластовое давление – 19 МПа. С помощью палетки на рис. 121 оцените значение коэффициента кажущегося газонасыщения k'_r и затем определите газонасыщение пласта k_r по формуле: $k_r = k'_r / (1 - w_r)$.

153. Оцените коэффициенты газонасыщенности в условиях задачи 152 по результатам интерпретации комплекса методов электрометрии и СП. Дайте объяснение различию результатов определения k_r , полученных в данной и предыдущей задаче.

§ 25. СХЕМА ОЦЕНКИ ДОСТОВЕРНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПО ПАРАМЕТРУ НАСЫЩЕНИЯ

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности возможно с использованием разнообразной информации о пористости: прямых определений на керне, способов оценки пористости с помощью разных геофизических методов и методик обработки. Для оценки достоверности определяемого подсчетного параметра существуют два подхода, первый из которых – непосредственное сравнение k_v , найденного по данным лабораторных исследований на представительном керне, с косвенными геофизическими определениями, а второй – статистический метод. В первом случае сравниваются значения $k_{v, \text{геоф}}$ и $k_{v, \text{керна}}$ по тем пластовым пересечениям, для которых имеются те и другие данные. В этом случае достоверность оценивается величиной абсолютных и относительных погрешностей.

В практике подсчета запасов, однако, часто бывает трудно найти достаточное число пластовых пересечений, где имеется полный комплекс качественных геофизических определений в интервалах, где вынесен достоверный керновый материал. В свя-

зи с этим вместе с первым способом оценки достоверности возможно применение и других, одним из которых является статистический способ, использующий качественную прямую информацию о характере насыщения коллектора. Эта информация поступает в распоряжение исследователя на том этапе разведки, когда происходит оконтуривание залежи и определяется среднестатистическое положение контактов (ВНК или ГВК). В этом случае с большой достоверностью характер насыщения коллектора устанавливается по гипсометрии пластового пересечения относительно отметки контакта. Если использовать сведения о положении пластов относительно контакта, можно выделить два класса объектов с достоверно установленным характером насыщения: продуктивные – выше контакта; водоносные – ниже контакта. При этом все объекты, попадающие в зону неоднозначного определения отметки ВНК (ГВК), из массива данных исключаются. На этом, так называемом эталонном, массиве проводится анализ данных по схеме, соответствующей общей схеме интерпретации.

Последняя при определении коэффициента нефтенасыщения включает переход от удельного сопротивления к параметру насыщения с учетом информации о коэффициенте пористости. Если этот переход осуществляется с использованием достоверных исходных данных и физически обоснованных методик, характеристики распределений параметров в разных классах объектов должны изменяться в соответствии со следующей логикой (рис. 122) [16].

1. Распределение исходного параметра ρ_n для класса продуктивных пластов $\rho_{п.н} = P_n P_{\rho_v}$ должно быть смещено относительно распределения для класса водоносных пластов $\rho_{п.в} = P_n \rho_v$ за счет влияния $P_n \gg 1$ в сторону больших значений. Чем больше несовпадение распределений $\rho_{п.н}$ и $\rho_{п.в}$, тем выше чувствительность метода сопротивления к коэффициенту нефтегазонасыщения.

2. Распределение $\rho_{п.н}$ должно давать большую вариацию по сравнению с распределением $\rho_{п.в}$, так как в классе продуктивных объектов изменяются две переменные – P_n и P_{ρ_v} , а в классе водоносных – одна – P_n .

3. При переходе к параметру насыщения, вычисляемому для обоих классов, распределение $P_{н.в} = \rho_{п.в}/\rho_{вп}$ должно иметь практически нулевую вариацию, поскольку параметр насыщения водоносных объектов должен быть равным либо единице, либо величине $P_{но}$, мало отличающейся от единицы. Требуется также, чтобы распределение $P_{н.н} = \rho_{п.н}/\rho_{вп}$ сократило вариацию, поскольку делением $\rho_{п.н}$ на $\rho_{вп}$ снимается вариация за счет пористости и остается лишь вариация за счет коэффициента нефтенасыщения.

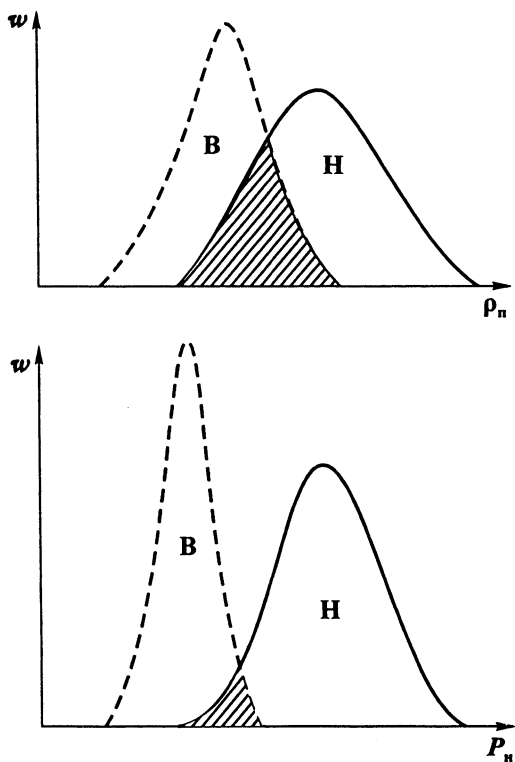


Рис. 122. Схематические распределения значений ρ_n и P_n для классов вода (В) и нефть или газ (Н). Заштрихована область перекрытия параметров ρ_n и P_n

4. В результате сокращения вариаций зона пересечения распределений должна уменьшиться, а эффективность деления на классы увеличиться.

Перечисленные критерии приведены в табл. 33. Методика обработки, наилучшим образом удовлетворяющая критериям, принимается как более достоверная.

Мерой ширины распределения служит коэффициент вариации параметра (в %)

$$v_x = \sigma / x_{cp},$$

где $\sigma = [(1/n) \sum (x_i - x)^2]^{1/2}$ ($i = 1 \div n$) – среднеквадратичное отклонение параметра от среднего x_{cp} , рассчитываемого как

$$x_{cp} = \sum (x_i) / n.$$

Таблица 33

Критерии достоверности при статистической обработке данных [16]

Номер критерия	Критерий
1	$\rho_{п.н} > \rho_{п.в}; \nu\rho_{п.н} > \nu\rho_{п.в}$
2	$P_{п.н} > P_{п.в}; \nu P_{п.н} > \nu P_{п.в}$
3	$\nu\rho_{п.н} > \nu P_{п.н}; \nu\rho_{п.в} > \nu P_{п.в}$
4	$\beta = ef(P_n)/ef_0(\rho_n) > 1$

Мерой эффективности служит доля (в %) правильных ответов, получаемых при совмещении накопленных распределений параметра для двух классов объектов эталонного массива данных. Эффективность определяется по следующей методике [16]. Число объектов в каждом классе принимают за 100 %. Для каждого класса строят накопленное распределение (рис. 123). Для этого ниже оси абсцисс ставят точки, соответствующие отдельным значениям ρ_n или P_n и обозначаемые разными значками для

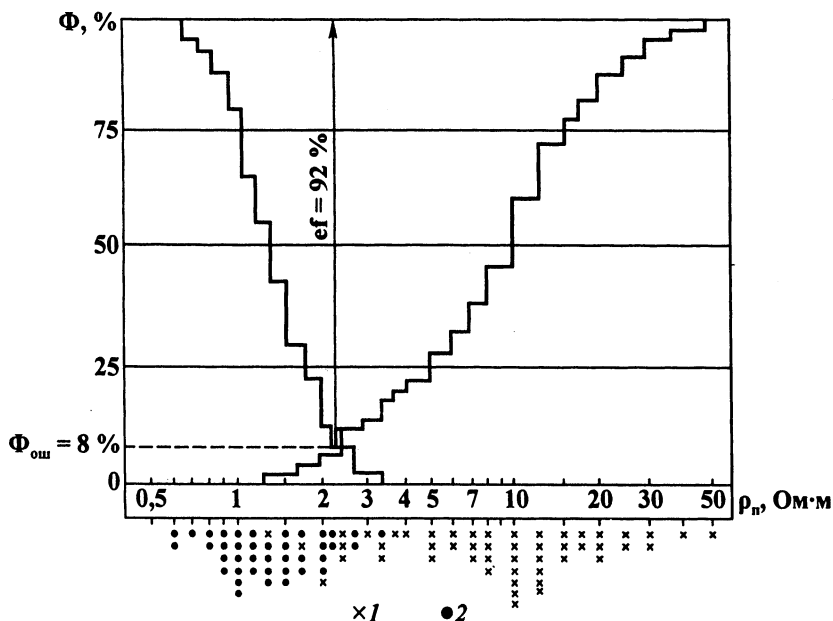


Рис. 123. Пример построения накопленных распределений Φ параметра ρ_n (или P_n) для определения эффективности деления объектов на классы.
1 – нефть ($n_n = 50$); 2 – вода ($n_v = 40$)

двух классов объектов. По этим точкам строят накопленные распределения с таким расчетом, чтобы класс с меньшими абсолютными значениями параметра накапливался слева, а с большими – справа. Точка пересечения распределений дает на оси ординат процент ошибок методики $n_{\text{ош}}$, а эффективность ее определяется как $ef = 100 - n_{\text{ош}}$ (в %). Коэффициент $\beta = ef/ef_0$ подсчитывается как отношение эффективности разделения объектов на классы по параметру насыщения P_n к эффективности разделения по исходному параметру p_n . Он показывает полезность обработки материала по данной методике.

Задачи

154. Определить коэффициент полезности обработки данных при получении параметра насыщения с использованием коэффициента пористости по удельному сопротивлению промытого пласта $p_{\text{пп}}$, если при использовании критического сопротивления на эталонном массиве данных продуктивные и водоносные коллекторы разделяются с ошибкой 22 %, а по величине параметра насыщения зона перекрытия даст 16 % ошибок.

155. Выбрать оптимальную методику обработки материала, используя эталонный массив данных, приведенный в табл. 34. Для определения параметра насыщения использовано три метода оценки пористости: первый – по удельному сопротивлению зоны проникновения; второй – по нейтронному гамма-методу; третий – по ультразвуковому методу. Эффективность разделения на классы по удельному сопротивлению, определяемому по комплексу фокусированных зондов, $ef_0 = 84$ %; $vr_{\text{п.н}} = 130$ %; $vr_{\text{п.в}} = 48,8$ %. Данные табл. 34 получены С.А. Симоненко.

Таблица 34

Данные к задаче 155

Номер скважины	Номер пласта	1-й метод			2-й метод			3-й метод			Класс
		$k_n p$, %	$P_{\text{нр}}$	$P_{\text{пр}}$	$k_{\text{ннм}}$, %	$P_{\text{ннм}}$	$P_{\text{пнм}}$	$k_{\text{пам}}$, %	$P_{\text{пам}}$	$P_{\text{нам}}$	
36	2	8,5	97	5,9	13,5	52	11	13,6	52	11	Продуктивные породы
	3	8	109	10,9	11	70	17	12,6	58	20,5	
	4	9,5	85	10,5	9	94	9,5	12,2	60	14,9	
	5	9,5	85	42	18	34	102	18,6	32	112	
	6	9	91	–	12	62	–	14,9	44	–	
	7	20	30	8,7	20	28	9,3	20,5	28	9,3	
	8	20	30	26	18	34	23	20,5	28	28,3	
	9	20	30	60	18	34	53	21,8	26	69	
	10	14,5	46	14,1	24	22	30	23,2	25	26	

Продолжение табл. 34

Номер скважины	Номер пласта	1-й метод			2-й метод			3-й метод			Класс
		$k_{np}, \%$	P_{np}	P_{np}	$k_{пнм}, \%$	$P_{пнм}$	$P_{пнм}$	$k_{пам}, \%$	$P_{пам}$	$P_{пам}$	
35	1	6,5	152	9,3	12	62	23	17,2	38	112,8	Продуктивные породы
	2	5,5	202	9,3	10	80	24	17,2	38	150,4	
	3	7,5	121	9,3	15	44	26	23,7	22	155,8	
	4	7	141	9,3	10	80	16,7	19,5	33	121	
	5	7,5	121	9,4	13	54	21,2	23,7	22	156	
	6	11	71	9,5	15	44	15,1	21,4	39	51,3	
	7	5,5	202	9,3	10,5	74	27	17,2	38	158	
	8	9	91	9,4	17	37	23	25	21	122	
	9	8,5	101	9,5	12	62	13,4	17,7	34	184	
	10	8,5	101	9,4	13	54	17,6	15,9	40	71	
	11	4,5	250	9,6	9	91	25	20	30	240	
	12	12	61	9,4	13	54	10,6	26	20	86	
	13	14	51	9,3	11	68	7	21,8	26	19	
	14	11	71	9,5	13	54	12,3	26	20	100	
	15	10	81	9,4	12	62	12,3	21,8	26	88	
	16	14	50	9,3	8,5	100	4,8	14,9	45	32	
	17	11	71	9,5	11,5	85	10,3	15,9	40	50	
	18	25	22	9,3	15	44	4,8	23,2	25	25	
28	1	7,3	120	23,4	9	94	34	21,8	26	110	То же
	2	12	61	39	10	80	30	25,5	17	114	
	3	7,5	122	9,7	10	80	15	25,3	20	60	
	4	7	146	12,2	7	135	13,2	12,3	58	31	
	5	9,5	85	12	6	170	6	17,2	38	27	
	6	8	98	10,4	9	94	10,9	13,3	52	19,6	
	7	8	98	9,1	10	80	11,2	14,5	46	19,4	
	8	7	134	3	8	110	3,5	14,9	45	8,6	
	9	6,5	140	4,6	8	110	6	19,5	33	19,7	
	10	7,5	122	7,3	7	135	6,6	23,2	25	35,7	
	11	6,5	146	5	8	110	6,5	23,2	25	28,6	
34	1	4,5	250	5,6	16	40	16,2	9,4	88	7,4	»
	2	5,8	182	6	16	40	27	8,0	110	10	
	3	5,5	205	4,3	9,5	84	10,6	8,5	100	9	
	4	—	—	—	12	61	12	8,2	108	22	
	5	8	117	15,3	15	44	41	12,6	58	31	
36	18	10	80	3,9	14	48	4,5	13,6	52	6	»
	19	10,5	75	5,6	11,5	66	6,4	11,7	65	6,5	
	20	12	63	4,1	12,5	58	4,5	12,2	60	4,3	
	21	38	11,6	11,2	17	37	3,5	14,9	44	3	
28	12	9	93	1,5	18	34	4	13,1	53	2,6	Водонесные породы
	13	4,5	250	1,9	9	94	5,1	8,5	100	4,8	
	14	5,5	185	4,3	8	105	7,5	7,6	120	6,6	
	15	6	160	1,5	10	80	3	9,9	80	3	
	16	6	160	2,5	12	62	6,6	8,9	94	4,3	
	17	9,5	86	1,1	18	34	2,8	13,1	53	1,8	
	18	7,5	124	3,8	9	94	5,1	8,5	100	4,8	
22	19	7,5	124	2,6	12	62	5,1	9,9	80	4	То же
	1	5,5	185	4,1	9	94	3,6	—	—	—	
	2	25	20	3,1	25	21	3	—	—	—	
	3	10,5	77	3,1	22	25	9,6	—	—	—	
	4	15,5	44	3,1	9	94	1,5	—	—	—	

Продолжение табл. 34

Номер скважины	Номер пласта	1-й метод			2-й метод			3-й метод			Класс
		$k_{\text{пр}}, \%$	$P_{\text{пр}}$	$P_{\text{пр}}$	$k_{\text{пнм}}, \%$	$P_{\text{пнм}}$	$P_{\text{пнм}}$	$k_{\text{пам}}, \%$	$P_{\text{пам}}$	$P_{\text{пам}}$	
22	5	4,5	257	3,1	10	80	10	—	—	—	Водоносные породы
	6	6,5	226	3,1	9	94	5,2	—	—	—	
	7	2,8	550	3,1	9,5	86	19,9	—	—	—	
	8	6,5	147	3,1	17	34	13,4	—	—	—	
	9	10,5	74	3,1	15	44	5,2	—	—	—	
	10	7	138	3,1	10,5	74	5,8	—	—	—	
	11	9	92	3,1	15	44	6,5	—	—	—	
	12	10,5	74	3,1	13	54	4,2	—	—	—	
	13	6,5	147	3,1	14	50	9,1	—	—	—	
	14	10,5	74	3,1	16	40	5,7	—	—	—	
	15	6,5	147	3,1	14	50	9,1	—	—	—	
	16	10,5	74	3,1	16	40	5,7	—	—	—	
	17	7,5	128	3,1	21	27	14,8	—	—	—	
	18	15,5	46	2,8	9	94	1,5	—	—	—	
	19	5	220	3,0	8	110	6,2	—	—	—	
	20	5	220	3,0	12	62	12	—	—	—	
	21	9	92	3,0	18	34	8,4	—	—	—	
	22	15,5	46	3,2	18	34	3,4	—	—	—	
	23	11,5	63	2,8	18	34	5,7	—	—	—	
	24	13	55	2,8	12	62	2,8	—	—	—	
	25	8,5	101	3,0	9	94	3,3	—	—	—	
	26	9	92	3,1	8	110	2,6	—	—	—	
	27	5	202	3,0	14	65	10,5	—	—	—	
28		5,5	184	3,2	8	110	5,4	13,1	53	2,2	То же
		11,5	64	3,0	8	110	1,8	12,2	60	3,0	
		5,5	184	1,8	7	135	4,1	10,3	74	6,2	
		8	106	2,9	7	135	4,4	13,1	54	9,1	
		6	172	5,6	6	170	3,5	12,6	58	8,4	
		5,5	198	3,5	6	170	4,2	10,3	74	1,7	

§ 26. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОНИЦАЕМОСТИ

Коэффициент проницаемости нужен при определении эффективной толщины коллектора и выяснении его однородности как объекта разработки. Карта проницаемости для разрабатываемого пласта в целом и профили изменения проницаемости для пластового пересечения объекта разработки в разрезе отдельных скважин характеризуют неоднородность объекта и средние значения проницаемости отдельных блоков залежи. Эти данные являются основой для правильного выбора коэффициентов охвата залежи заводнением β_0 , вытеснения нефти (газа) β_n и коэффициента нефте(газо)отдачи $\beta_{\text{но}} = \beta_0 \beta_n$.

Известны следующие геофизические способы оценки коэффициента проницаемости $k_{\text{пр}}$ терригенных межзерновых гидро-

фильных коллекторов: 1) определение $k_{пр}$ в предельно нефте(газо)насыщенном коллекторе по его удельному сопротивлению ρ_n ; 2) определение $k_{пр}$ в коллекторе с любым характером насыщения (включая коллекторы недонасыщенные, в переходной зоне и полностью водоносные) по диаграммам метода собственных потенциалов, гамма-метода и связей $k_{пр} = f(k_n)$.

Оценка проницаемости в межзерновых карбонатных коллекторах возможна с применением связей $k_{пр} = f(k_n)$ и $k_{пр} = f(k_n, k_{во})$. Коэффициент эффективной проницаемости оценивается с помощью гидродинамического каротажа в терригенных и карбонатных коллекторах с межзерновым типом емкости.

Проницаемость измеряют в дарси (Д) или в системе СИ – в м^2 . В практике пользуются величинами мкм^2 . Соотношение внесистемной единицы дарси и единицы СИ следующее: $1\text{Д} = 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 1,02 \text{ мкм}^2$.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ $k_{пр}$ ПО ДАННЫМ МЕТОДА СОПРОТИВЛЕНИЙ

Физической основой данного способа является наличие теоретической связи, вытекающей из формулы Козени, между коэффициентами пористости k_n , проницаемости $k_{пр}$ и минимального (неснижаемого) водонасыщения $k_{в.св}$:

$$k_{пр} = [(1 - k_{в.св})^3 \tau_{св}^2 k_n] / (f T_s^2 k_{в.св}^2), \quad (104)$$

где f , T_s – соответственно коэффициенты формы сечения и извилистости поровых каналов; $\tau_{св}$ – толщина слоя связанной воды.

При подстановке в выражение (104) известных соотношений (3), (11) получена формула [5, 6]

$$k_{пр} = \tau_{св}^2 (1 - P_n^{-1/2})^3 P_n^{n/2} / P_n, \quad (105)$$

где n – показатель степени в формуле (11), связывающей параметры P_n и $k_{в.}$.

При $n = 2$ выражение (105) упрощается:

$$k_{пр} = \tau_{св}^2 (1 - P_n^{-1/2})^3 P_n / P_n. \quad (106)$$

Учитывая сложность определения $\tau_{св}$, которая зависит от химического состава пластовой воды, природы поверхности твердой фазы и условий формирования нефтяной (газовой) залежи, нередко используют упрощенную эмпирическую зависимость

$$k_{пр} = a P_n^b, \quad (107)$$

где a и b – константы, характерные для коллекторов изучаемой залежи.

Таблица 35

Значения a и b в формуле (107) для некоторых объектов

Месторождение, горизонт	a	b	По данным
Туймазы, девон	50	0,5	Г.С. Морозова
Балаханы, Сабун- чи, Романы, свита ПК	0,063	3,5	Л.А. Буяковского
Самотлор: AB ₁ AB ₂₋₅ BB ₈₋₁₀	– 0,107 1,774 1,37	3,12 0,77 0,99	Е.И. Леонтьева

В табл. 35 приведены значения a и b для конкретных геологических объектов.

Для вычисления $k_{пр}$ с помощью зависимостей, описываемых формулами (105)–(107), выполняют следующие операции: 1) определяют по данным метода сопротивлений значение ρ_n в пластовом пересечении продуктивного коллектора; 2) рассчитывают значение P_n при известных P_n и ρ_n ; 3) находят значение $k_{пр}$, соответствующее вычисленному P_n , используя конкретную зависимость между P_n и $k_{пр}$ для исследуемого объекта.

Такой способ определения $k_{пр}$ в переходной зоне залежи или в недонасыщенных углеводородами коллекторах даст заниженные значения $k_{пр}$.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ $k_{пр}$ ПО ДИАГРАММАМ СП И ГМ

Если продуктивный горизонт представлен терригенными коллекторами с глинистым цементом, содержание которого меняется в широком диапазоне, наблюдается корреляционная связь между коэффициентом проницаемости $k_{пр}$ и параметрами, характеризующими глинистость: $C_{гл}$, $k_{гл}$, $\eta_{гл}$. Это является причиной существующей связи между $k_{пр}$ и относительными амплитудами $\alpha_{СП}$ и ΔJ_γ . В чистых и слабоглинистых коллекторах $\alpha_{СП}$ и ΔJ_γ практически не связаны с параметром $k_{пр}$, поскольку в таких коллекторах $k_{пр}$ зависит главным образом от среднего диаметра пор и степени отсортированности скелетных зерен. Примеры корреляционных связей параметров $\alpha_{СП}$ и ΔJ_γ с $k_{пр}$ приведены на рис. 124. Для отдельных месторождений с глинистыми коллекторами более тесной является корреляционная связь между комплексным параметром $\alpha_{СП}/\Delta J_\gamma$ и $k_{пр}$ (см. рис. 124, в) [3].

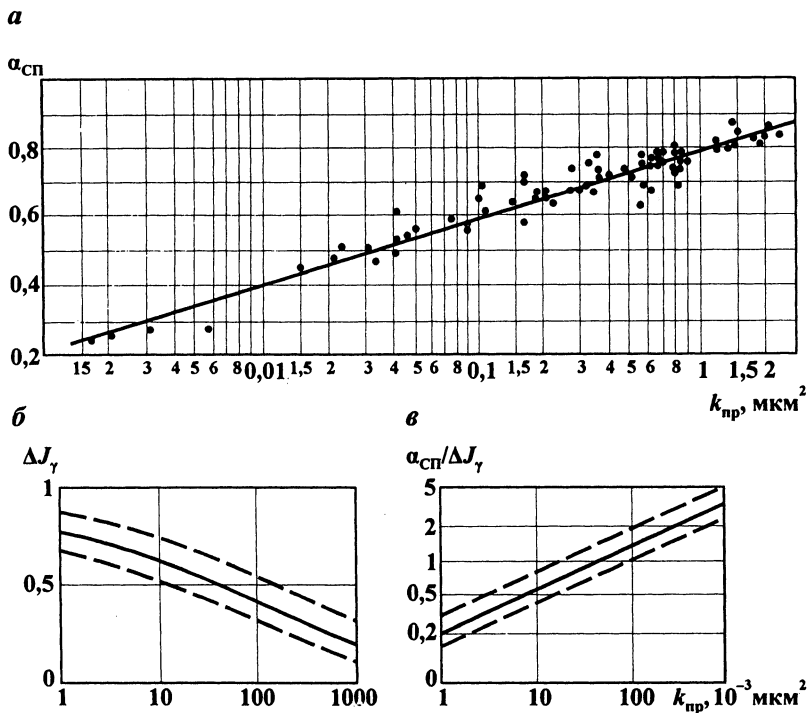


Рис. 124. Статистические связи $\alpha_{сп} = f(k_{пр})$ (а), $\Delta J_{\gamma} = f(k_{пр})$ (б) и $\alpha_{сп}/\Delta J_{\gamma} = f(k_{пр})$ (в) (по В.Н. Дахнову, Л.П. Долиной): а – связь для продуктивных отложений Шаймского месторождения [19]; б–в – для песчаных коллекторов девона Западной Башкирии, Восточной Татарии и коллекторов юрского возраста месторождения Узень (Южный Мангышлак). Пунктиром показана полоса разброса значений параметров

Описанные способы определения $k_{пр}$ реализуют следующим образом: 1) по диаграммам методов СП, ГМ в исследуемом пласте определяют значения $\alpha_{сп}$ и ΔJ_{γ} и, если необходимо, рассчитывают отношение $\alpha_{сп}$ к ΔJ_{γ} ; 2) по значению выбранного параметра находят $k_{пр}$.

Особенности рассмотренных способов: 1) определение $k_{пр}$ по диаграммам СП и ГМ возможно для любых участков нефтяной (газовой) залежи – как предельно нефте(газо)насыщенных, так и недонасыщенных, например в переходной зоне, а также за контуром залежи; 2) благоприятным условием для применения указанных способов является преобладание глинистого и практическое отсутствие других видов цемента, особенно силикатного и карбонатного.

Задачи

156. Определить $k_{пр}$ продуктивного песчаника в пласте Д₁ месторождения Туймазы, если известно, что $\rho_n = 50$ Ом·м, а $k_n = 0,26$.

157. Определить $k_{пр}$ продуктивного коллектора месторождения Узень, если известно, что $\alpha_{СП} = 0,6$, а $\Delta J_\gamma = 0,3$.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ $k_{пр}$ ПО СТАТИСТИЧЕСКИМ СВЯЗЯМ, ПОЛУЧЕННЫМ НА ОСНОВАНИИ ИССЛЕДОВАНИЯ ОБРАЗЦОВ КЕРНА

Определение $k_{пр}$ на основе парных связей производят, используя эмпирические зависимости между коэффициентом проницаемости ($k_{пр}$) и коэффициентами общей (k_n) или эффективной ($k_{нэф}$) пористости (рис. 125). Исходные эмпирические за-

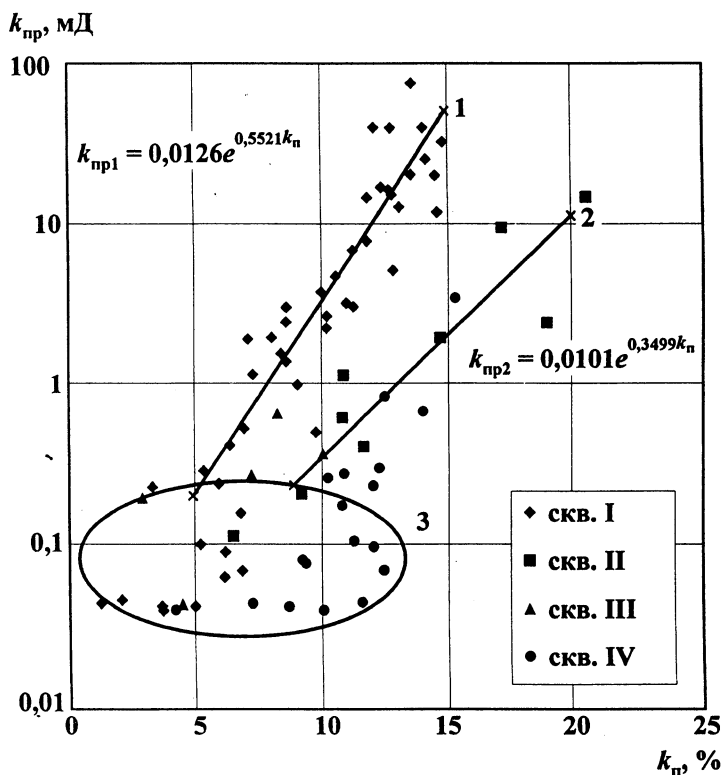


Рис. 125. Сопоставление $k_{пр}$ и k_n для карбонатных коллекторов ассельско-сакмарского возраста одного из месторождений ТПП.
1-2 – коллекторы; 3 – неколлектор

зависимости получают с помощью связей типа «керна–керна» или «керна–ГИС». При определении $k_{пр}$ значение коэффициента пористости находят по материалам акустического, гамма-гамма плотностного, нейтронных методов ГИС или их комплексов, а также по показаниям ядерно-магнитного метода. При использовании этих зависимостей для прогноза проницаемости по данным ГИС необходимо учитывать изменение вида этих связей при смене литотипа пород или условий осадконакопления. В этом случае определение $k_{пр}$ производится по характерным для каждого литотипа связям (см. рис. 125). Следует отметить, что обоснование граничных значений для каждого литотипа в этом случае производится отдельно, и при интерпретации данных ГИС в целях выделения коллектора следует использовать разные $k_{п.гр}$ в соответствии с типом коллектора.

Помимо двумерных связей для определения $k_{пр}$ используют трехмерные связи, в частности, типа $k_{пр} = f(k_{п}, k_{во})$, полученные в результате анализа петрофизических исследований на образцах керна. При использовании этих связей следует учитывать узкие рамки их использования, ограниченные типом отложений, для которых они получены.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО ДАННЫМ ГДК

Уверенное определение проницаемости терригенных коллекторов могут обеспечить данные ГДК (см. рис. 99 и 103). Полученные значения $k_{пр.эф}$ могут быть искажены за счет кольматации ближней зоны коллектора. Эти значения тем ближе к реальным, чем меньше кольматация пород продуктами бурения. Последнее достигается при бурении на облегченных промысловых жидкостях, обеспечивающих неглубокое проникновение фильтрата в пласты (водоинвертные эмульсионные, известково-битумные, полимерные). Достоверное определение $k_{пр.эф}$ в карбонатных разрезах по данным ГДК возможно только в коллекторах порового типа. В низкопористых и трещино-каверновых коллекторах высока вероятность искажения значения $k_{пр.эф}$ коллектора ввиду прижатия приемного отверстия измерительного баллона к плотным участкам породы [8].

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Проницаемость трещиноватых коллекторов определяется взаимным соотношением направления фильтрации и системы трещин. При фильтрации флюида по равномерной системе трещин,

распространяющихся в трех взаимно перпендикулярных направлениях, коэффициент проницаемости равен [9]

$$k_{\text{пр}} = 5,6 \cdot 10^{-2} b^2 k_{\text{п.т}}, \quad (108)$$

где раскрытость трещин b выражена в мкм, $k_{\text{п.т}}$ – в долях единицы, $k_{\text{пр}}$ – в мкм². При двух взаимно перпендикулярных системах трещин и фильтрации, направленной параллельно одной из них, проницаемость оценивается по формуле [9]

$$k_{\text{пр}} = 8,3 \cdot 10^{-2} b^2 k_{\text{п.т}} \quad (109)$$

(размерности те же, что в предыдущем случае).

Глава VI

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГАЗОМЕТРИИ СКВАЖИН

Газометрия является прямым геохимическим методом, позволяющим установить в разрезе скважины наличие пластов, содержащих газ или нефть. В результате интерпретации данных газометрии продуктивные пласты в разрезе устанавливаются по повышению содержания в буровом растворе углеводородных газов, поступающих туда в момент разбуривания коллектора. В интервалах повышения газопоказаний определяется также компонентный состав газов. Содержание (в %) предельных углеводородов в газовоздушной смеси получают с помощью хроматографического анализа в отдельных точках разреза скважины, чаще всего в пределах интервалов с аномально высокими суммарными показателями $\Gamma_{\text{сум}}$.

Кроме чисто качественного определения характера насыщения коллекторов, в задачи интерпретации данных газометрии входит количественное определение содержания углеводородов в продуктивных интервалах или оценка коэффициентов газо-, нефте-насыщения порового пространства. Последнее, однако, практически определено быть не может, поскольку при разбурировании коллекторов перед долотом идет фронт опережающей инфильтрации бурового раствора, что приводит к оттеснению подвижного газа (нефти) в глубину пласта. В связи с этим выбуриваемая порода содержит лишь остаточные количества газа (нефти). Поэтому в конечном счете по данным газометрии может быть определено лишь остаточное содержание углеводородов в пласте (F_r или $F_{\text{нr}}$) в кубических метрах газа, объем которого приведен к пластовым условиям, на кубический метр выбуренной породы. Величина остаточного газосодержания для водоносных пластов обычно минимальна (меньше 2 %), для высокопродуктивных коллекторов с хорошей проницаемостью – несколько выше (2–8 %), для коллекторов с плохой проницаемостью увеличивается, достигая 20–25 % и более.

Регистрация диаграмм газометрии производится автоматически, при этом выполняется измерение и запись комплекса исходных параметров, иногда переводимых в результирующие. Главным исходным параметром являются суммарные газопоказания $\Gamma_{\text{сум}}$ – содержание углеводородных газов в газовоздушной смеси (в %), попадающей в газоанализатор в результате дегазации бурового раствора. Чтобы найти газосодержание бурового раствора q , следует знать глубину дегазации, которая характеризуется коэффициентом дегазации k : $q = k\Gamma_{\text{сум}}$. Содержание газа в буровом растворе зависит не только от количества поступившего из выбуренной породы газа, но и от условий бурения, точнее, от того, в какой объем раствора попадает выбуренная порода. Поэтому, чтобы учесть влияние условий бурения, определяются приведенные газопоказания, характеризующие объем газа при нормальных условиях, содержащийся в единице объема выбуренной из пласта части породы:

$$\Gamma_{\text{пр}} = qE = kE\Gamma_{\text{сум}}. \quad (110)$$

Здесь E – коэффициент разбавления, показывающий, какой объем прокаченного через скважину глинистого раствора $V_{\text{пж}}$ приходится на единицу объема выбуренной породы $V_{\text{вп}}$:

$$E = V_{\text{пж}}/V_{\text{вп}} = Q_{\text{вых}} T_1 / (\pi d_{\text{н}}^2 / 4), \quad (111)$$

где $Q_{\text{вых}}$ – расход глинистого раствора на выходе из скважины; T_1 – время бурения 1 м ствола скважины; $d_{\text{н}}$ – номинальный диаметр скважины. Все перечисленные параметры регистрируются в процессе газометрии скважины, и величина $\Gamma_{\text{пр}}$ иногда записывается автоматически по точкам в функции истинных глубин. Если такой диаграммы нет, $\Gamma_{\text{пр}}$ вычисляется в процессе интерпретации. Величины k , T_1 , $Q_{\text{вых}}$ регистрируются в практических единицах, удобных для установки масштаба записи диаграмм. Поэтому

$$\Gamma_{\text{пр}} = 0,076 Q_{\text{вых}} T_1 / d_{\text{н}}^2. \quad (112)$$

Пример практических диаграмм, полученных по участку разреза одной из скважин, приведен на рис. 126, данные которого будут использоваться для решения задач по настоящей главе.

Схема интерпретации данных газометрии. Интерпретация данных газометрии проводится с целью получения информации о характере насыщения пласта, для чего определяется остаточное газо- или нефтесодержание. Не во всех случаях процесс интерпретации проводится до конца. Если задача оценки характера

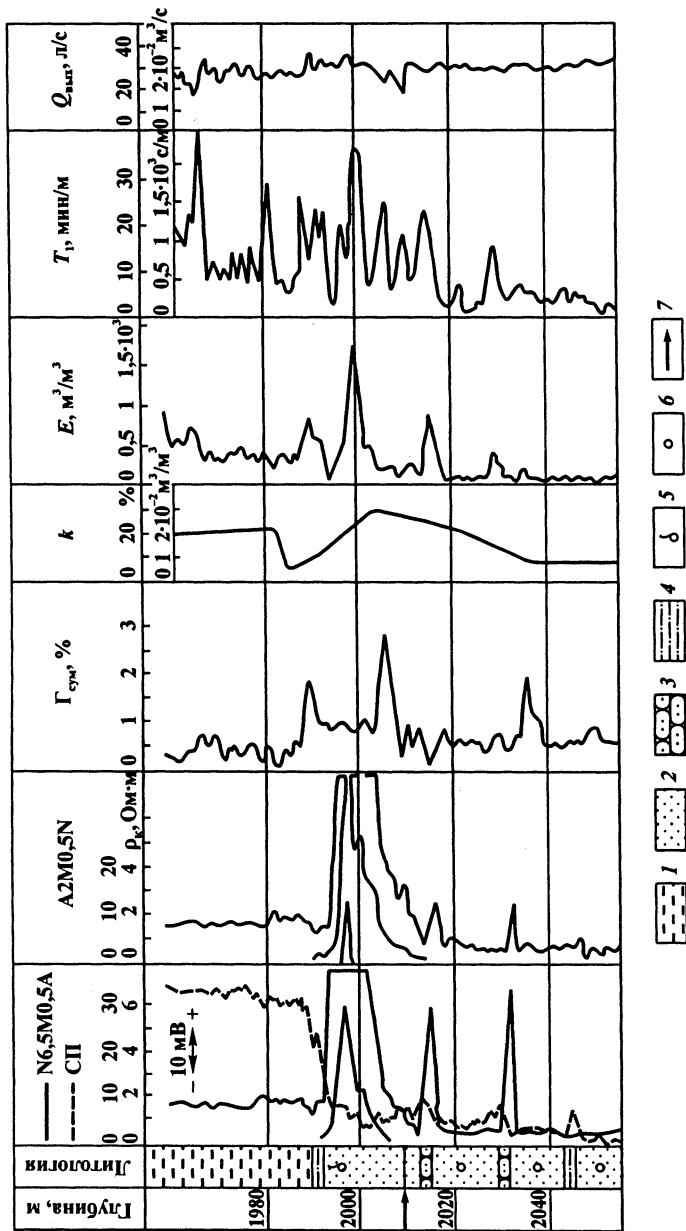


Рис. 126. Комплекс газометрических и геофизических исследований по участку терригенного разреза.
 1 – глина; 2 – песчаник; 3 – песчанник уплотненный; 4 – глинистый коллектор; 5 – газ; 6 – вода; 7 – нижняя граница переходной зоны

насыщения удовлетворительно решена на этапе качественной интерпретации, количественные определения F_r и $F_{нг}$ могут потерять смысл.

Последовательность обработки данных следующая.

1. Основные сведения о наличии пластов, насыщенных углеводородами (газоносных, нефтеносных с растворенным в нефти газом и т.д.), дает диаграмма $\Gamma_{\text{сум}}$. Если в пределах пласта-коллектора $\Gamma_{\text{сум.ср}} > \Gamma_{\text{ф}}$, делают первое предположение о продуктивности пласта. Здесь $\Gamma_{\text{сум.ср}}$ – средние газопоказания; $\Gamma_{\text{ф}}$ – значение фона, снимаемое как средние газопоказания над пластом.

2. Газовую аномалию против пласта восстанавливают в пределах эффективной мощности. Влияние фона при этом исключают. Для этого определяют истинную аномалию за вычетом фоновых значений

$$\Gamma_{\text{зум.и}} = (h_{г.а}/h_{\text{эф}})(\Gamma_{\text{сум.ср}} - \Gamma_{\text{ф.ср}}), \quad (113)$$

где $h_{г.а}$ и $h_{\text{эф}}$ – соответственно интервал газовой аномалии и эффективная толщина коллектора. Это восстановление аномалии необходимо в связи с тем, что газовая аномалия размывается по глубине и за счет этого уменьшается по величине. Поправка $h_{г.а}/h_{\text{эф}}$ как бы собирает газ, выделившийся из пласта, в пределы эффективной толщины коллектора.

3. В интервале пласта определяют средние коэффициенты разбавления $E_{\text{ср}}$ и дегазации $k_{\text{ср}}$ и вычисляют средние истинные приведенные газопоказания:

$$\Gamma_{\text{пр.и}} = 10^{-3} k_{\text{ср}} E_{\text{ср}} \Gamma_{\text{сум.и}}. \quad (114)$$

4. В пределах аномалии в отдельных точках производят также компонентный анализ смеси углеводородных газов (рис. 127, а).

При обработке этих данных в пределах аномалии по всем анализам определяют средний компонентный состав и строят график, аналогичный рис. 127, б. Особенностью координатной сетки этого графика является то, что масштаб оси ординат, где откладывается содержание (в %) углеводородов в смеси, для метана в пять раз более грубый, чем для всех остальных углеводородов, именуемых тяжелыми (ТУ). Ось абсцисс условная – здесь на равных расстояниях размещены отдельные компоненты смеси: слева – метан CH_4 (C_1), далее этан C_2H_6 (C_2), бутан C_4H_{10} (C_4), пропан C_3H_8 (C_3), пентан C_5H_{12} (C_5) и гексан C_6H_{14} (C_6). На график наносят среднее значение концентрации (кружок) каждой компоненты и пределы отклонения индивидуальных значений от среднего. Сравнение обработанных таким образом анализов с эталонными анализами газов газовых и нефтяных месторожде-

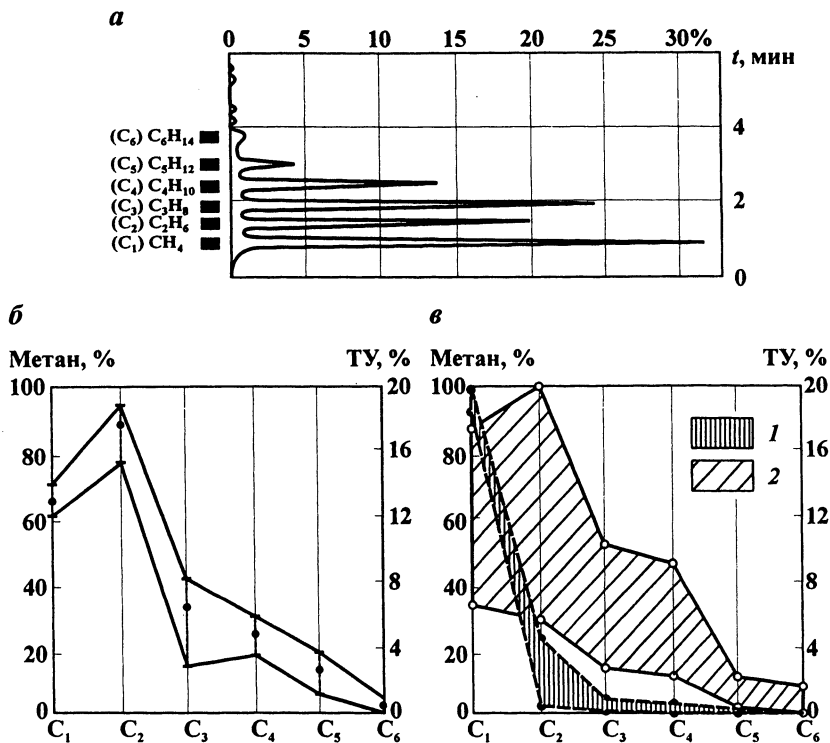


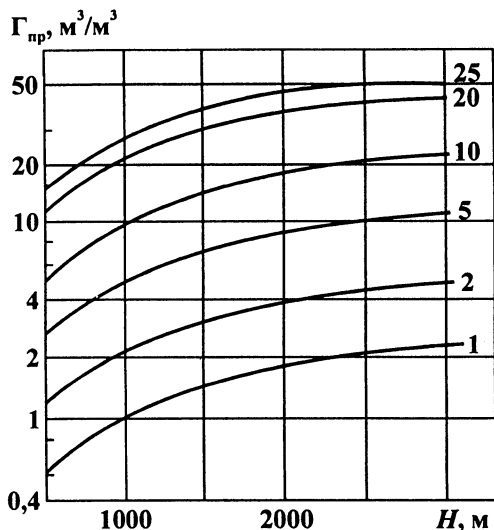
Рис. 127. Интерпретация данных компонентного анализа.

а – пример хроматограммы одиночного анализа; графики: *б* – среднего компонентного состава проб газа в пределах одной газовой аномалии (точками показаны средние по пробам); *в* – эталонного компонентного состава газов и нефтей данного региона: 1 – газ; 2 – нефть; ТУ – тяжелые углеводороды

ний данного региона (см. рис. 127, *б*) дает возможность сделать заключение о насыщении пласта нефтью либо газом. Водоносные пласты при этом не могут быть выделены указанным способом, поскольку состав газов, растворенных в пластовых водах, не отличается от такового газовых и нефтяных пластов. Данные рис. 127, *б* свидетельствуют о том, что средняя характеристика компонентного состава для приведенного конкретного пласта относится к нефтяной залежи (сравните с рис. 127, *в*), поскольку для газовых залежей характерно более высокое содержание метана и низкие значения концентрации тяжелых углеводородов.

5. После установления характера насыщения залежи может быть определено остаточное газосодержание F_r , если это газоносный пласт, или нефтегазосодержание $F_{нг}$, если он нефтеносный.

Рис. 128. Пример номограммы для определения F_r (шифр кривых, %) по $\Gamma_{пр}$ и H



Величина F_r определяется по $\Gamma_{пр.н}$ путем приведения объема газа, выделившегося из пласта, к пластовым условиям. Для этого требуется знать давление $p_{пл}$, абсолютную температуру T , коэффициент сжимаемости газа, зависящий в свою очередь от его плотности, давления и температуры. Поскольку пластовое давление, температура и плотность газа связаны с глубиной залегания коллектора и различны для разных месторождений, номограммы для определения F_r рассчитываются для каждого района отдельно. Пример такой номограммы для одного из районов приведен на рис. 128.

Если пласт отнесен к нефтегазоносным, тогда при определении $F_{нг}$, кроме перечисленных параметров, при построении номограмм учитывается еще изменение объема нефти при растворении в ней газа и газовый фактор нефти, приведенный к пластовым условиям^{*)}. В этом случае используется номограмма вида приведенной на рис. 128, но с дополнительным учетом перечисленных параметров.

Получение этих номограмм требует знания параметров пласта, многие из которых становятся известными лишь в конце разведки, а не в самом ее начале, когда применение газометрии особенно необходимо. Отсутствие нужной информации снижает достоверность заключений о характере насыщения, базирующихся на определении F_r или $F_{нг}$, поэтому часто данные га-

^{*)}Подробное рассмотрение этих вопросов – предмет специального курса газометрии и в данном пособии не приводится.

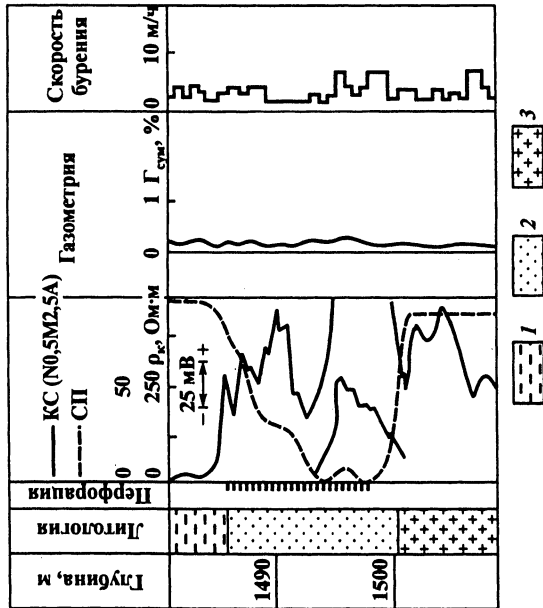
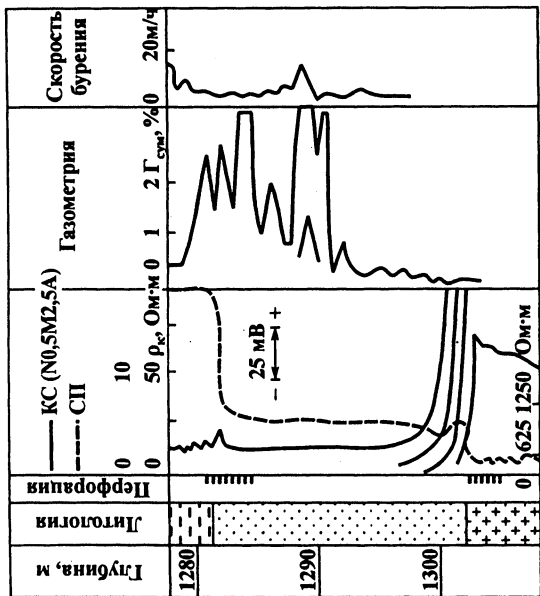


Рис. 129. Примеры искажений диаграмм газометрии.

зометрии используются только в виде исходных параметров $\Gamma_{\text{сум}}$ или $\Gamma_{\text{пр}}$.

Недостатком газометрии часто является потеря этой главной информации. Причины искажения диаграмм суммарного газосодержания заключаются в следующем.

1. Недостаточно надежно учитываются условия бурения, такие как перерывы циркуляции промывочной жидкости, изменение параметров бурового раствора, его свойств и др.

2. Опережающая инфильтрация приводит к резкому снижению газовых аномалий против продуктивных пластов с хорошими коллекторскими свойствами (рис. 129, а) при достаточно высоком уровне газосодержания в плохих и очень плохих коллекторах.

3. Определение фоновых газопоказаний $\Gamma_{\text{ф.ср}}$ по величине среднего газосодержания над изучаемым пластом недостаточно надежно, поскольку поступающий в скважину буровой раствор содержит большие количества газа, не удаляющиеся из него в процессе циркуляции. Для устранения этого недостатка необходима регистрация газосодержания входящего и выходящего раствора, что позволит по разности этих содержаний определить количество газа, поступившего в глинистый раствор при вскрытии нового объекта [5].

4. Большие искажения в результаты газометрии вносят добавки нефти, которые улучшают качества бурового раствора. Определение суммарного газосодержания в этом случае теряет смысл. Использование газометрии по метану по результатам хроматографического анализа в этом случае – единственный выход [5].

5. К недостаткам также могут быть отнесены случаи регистрации значительных газовых аномалий в водоносных коллекторах, отличающихся большим содержанием растворенных в воде газов (см. рис. 129, б). Все перечисленные случаи искажений данных газометрии должны анализироваться особо с привлечением всей информации о процессе бурения, условиях вскрытия коллекторов, изменениях характера бурового раствора и др.

Задачи

158. По диаграммам комплекса газометрических исследований рис. 126 получить диаграмму приведенных газопоказаний. Скважина пробурена долотом, $d_c = 0,21$ м.

159. По результатам интерпретации данных $\Gamma_{\text{сум}}$ и $\Gamma_{\text{пр}}$ предыдущей задачи определить величину остаточного газосодержания в интервале исследованного разреза. Сравнить значения F_g в интервале глин, продуктивной и водоносной частях коллектора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных. – М. Недра, 1984. – 162 с.
2. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник/А.А. Молчанов, В.В. Лаптев, В.Н. Моисеев, Р.С. Челокьян. – М.: Недра, 1987. – 263 с.
3. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений). – М.: Недра, 1978. – 318 с.
4. Воронков Л.Н., Баженов В.В., Нуретдинов Я.К., Кормильцев Ю.В., Юсупов Р.И. Опыт применения углеродно-кислородного каротажа на нефтяных месторождениях Татарстана//Каротажник. – 2004. – Вып. 12–13. – С. 89–95.
5. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – М.: Недра, 1982. – 448 с.
6. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 299 с.
7. Дзевань И.П. Акустический метод выделения коллекторов с вторичной пористостью. – М.: Недра, 1981. – 172 с.
8. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Промысловая геофизика: Учеб. для вузов/Под ред. В.М. Добрынина, Н.Е. Лазуткиной. – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 400 с.
9. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород): Учеб. для вузов/Под ред. Д.А. Кожевникова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 368 с.
10. Еникеева Ф.Х., Жуков А.М., Журавлев Б.К., Тропинин А.Н. Использование импульсных ядерно-физических методов исследований нефтегазовых скважин при мониторинге разрабатываемых месторождений//Каротажник. – 2004. – Вып. 12–13. – С. 63–76.
11. Инструкция по интерпретации диаграмм методов электрического каротажа (с комплектом палеток). – М.: изд. Мингео СССР, 1983. – 63 с.
12. Инструкция по обработке БКЗ с комплектом палеток и теоретических кривых электрического каротажа. – Л.: изд. Мингео СССР, 1985. – 28 с.
13. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: Справочник/Под ред. В.М. Добрынина. – М. Недра, 1988. – 475 с.
14. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин: Учеб. пособие для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1991. – 219 с.
15. Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин: Учеб. для техникумов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 312 с.
16. Латышова М.Г., Дьяконова Т.Ф., Цирульников В.П. Достоверность геофизической и геологической информации при подсчете запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1986. – 121 с.
17. Малинин А.В. О некоторых возможностях ядерно-магнитного каротажа при геолого-технологическом моделировании//Каротажник. – 2004. – Вып. 3–4. – С. 23–44.
18. Методические рекомендации по интерпретации данных АИК-5 с комплектом палеток (проект). – Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1985. – 29 с.

19. *Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов*/Под ред. Б.Ю. Вендельштейна, В.Ф. Козяра, Г.Г. Яценко. – Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1990. – С. 261.

20. *Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом*/Под ред. В.И. Петерилье, В.И. Пороксуна, Г.Г. Яценко. – Москва–Тверь: ВНИГНИ, НПП «Тверьгеофизика», 2003.

21. *Методическое руководство по интерпретации электромагнитного каротажного зондирования, выполняемого по методу ВИКИЗ с альбомом палеток и номограмм*/Сост.: Ю.Н. Антонов, С.С. Жмаев, М.Н. Никитенко. – Новосибирск: СОРАН, Институт геофизики, 1993 г.

22. *Методические указания по комплексной интерпретации данных БКЗ, БК, ИК*/ Сост.: Е.В. Чаадаев, И.П. Бриченко, А.А. Левченко, А.В. Малинин, В.А. Пантюхин. – Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1990. – 85 с.

23. *Методические указания по проведению нейтронного и гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СРК и обработке результатов измерений*. – Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1989. – 81 с.

24. *Многозондовый нейтронный каротаж с аппаратурой К-7: Методическая инструкция по проведению измерений и интерпретации данных*. – М.: изд. Мингео СССР, 1980. – 61 с.

25. *Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа: Наставление по интерпретации (с комплектом палеток)*. – Калинин: изд. Мингео СССР, 1984. – 110 с.

26. *Оценка коэффициента нефтенасыщенности коллекторов по данным углеродно-кислородного каротажа*/Е.С. Кучурин, Р.Г. Гайнетдинов, О.Е. Рыскаль, А.Г. Коротченко, А.Н. Огнев//Каротажник. – 2004. – Вып. 12–13. – С. 24–35.

27. *Расчеты, проводимые в процессе разработки газовых месторождений*/Ю.П. Коротаев, А.Л. Козлов, М.Л. Фиш и др. – М.: Недра, 1971.

28. *Румак Н.П., Селиванова Е.Е., Соколовская О.А., Таужнянский Г.В.* Региональные и локальные петрофизические зависимости для определения коэффициента нефтегазонасыщенности коллекторов месторождений Западной Сибири// Вести недропользователя Ханты-Мансийского округа. – 2005. – № 16.

29. *Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ: Метод. руководство*/Под ред. М.И. Эпова, Ю.Н. Антонова. – Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, Изд-во СО РАН, 2000. – 121 с.

30. *Хаматдинов Р.Т., Велижанин В.А., Черменский В.Г.* С/О-каротаж – перспективная основа современного мониторинга нефтяных месторождений//Каротажник – 2004. – Вып. 12–13. – С. 3–24.

31. Schlumberger. Log Interpretation Principles/Application, 1998.

32. Western Atlas. Log Interpretation Principles/Application, 1995.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

А

- Акустические методы 197
 - характеристики горных пород 200, 202
- Анизотропные породы 250, 256, 299

Б

- Боковое электрическое зондирование 57

В

- ВИКИЗ 95
- Водородный индекс 168
- Водородосодержание 168
- Волна Лэмба 197, 209
 - поперечная 197, 209
 - продольная 197, 209
- Выделение коллекторов 233
 - продуктивных 240, 262, 264

Г

- Гамма-метод 135
- Гамма-гамма-метод 152, 160
- Геологическая интерпретация 228
- Геометрический фактор 43, 83, 85
- Гидродинамический каротаж 252, 314
- Глинистая корка 31–33, 52, 88
- Глинистость объемная 137, 227
 - относительная 131, 227
 - слоистая 250, 256, 299
- Глинистый раствор 13, 223
- Глубина проникновения 31, 34

Д

- Диффузионная ЭДС 113
- Диффузионно-адсорбционная ЭДС 114
- Диэлектрическая проницаемость 105
- Достоверность измерений 303

З

- Зона проникновения 19, 30, 35
- Зонд 36, 37

И

- Изорезистивная методика 94
- Импульсные нейтронные методы 185
- Индукционные зонды 82
- Интервальное время 199

К

- Кажущееся удельное сопротивление 35
- Карбонатный разрез 236
- Коллекторы межзерновые 226, 233
 - кавернозно-трещинные 226, 269
 - со смешанной пористостью 272
 - трещинные 265
- Комплексная интерпретация данных ГИС 228
- Контакт водонефтяной 189, 222, 252, 262
 - газожидкостной 222, 252, 255
- Коэффициент водонасыщения 26, 297
 - газонасыщения 26, 300
 - нефтенасыщения 26, 297, 300
 - остаточного газонасыщения 282
- Коэффициент глинистости 142
- Коэффициент пористости 16
 - вторичной 19, 291
 - межзерновой 19, 233, 279
- Коэффициент проницаемости 309
- Коэффициент сжимаемости 208
- Кросс-плот 286

Л

- Литологическое расчленение разреза 228

М

- Микрозонды 51
- Микросканер электрический 52
- Многозондовый нейтронный метод 182
- Метод ядерно-магнитного резонанса 217

Н

- Наблюдаемая амплитуда СП 128
- Нейтронная пористость 172
- Нейтронные методы 164

О

- Определение глинистости 175
 - границ пластов 45, 46, 51, 54, 55, 257
- Относительная амплитуда СП 126
 - ГМ 141
 - НМ 170

Оценка достоверности статистическая 303

– продуктивности 240, 262

Эспробывание пластов на кабеле 252

П

Палетки бокового зондирования 38

– однозондовые 88

– двухзондовые 91

– трехзондовые 92

– многозондовые 94

Параметр насыщения 26

– пористости 16

Пачка пластов 251

Плотность породы 152

Промывочные жидкости 223

Проницаемость 309

Р

Радиальная характеристика 31

Радиоактивность естественная 135, 147

– наблюдаемая в скважине 139

С

Скин-эффект 82

Статическая амплитуда СП 113

Т

Трехслойные кривые БЭЗ 58, 64, 71

У

Удельное электрическое сопротивление 7, 35

– водоносных пород 16

– глинистой корки 32

– нефтегазоносных пород 25

– пластовых вод 7

– промывочных жидкостей 13

– промытого пласта 19

– слоистой породы 250, 256, 299

– фильтра бурового раствора 19

Углеродно-кислородный метод 190

Ф

Фильтрационная ЭДС 122

Фокусированные зонды 40, 80, 82

Ш

Широкополосный акустический метод 208

Э

Экранированный зонд 80

Экранные эффекты 37

Электронная плотность 152

Электропроводность породы 82

Электрохимическая активность 113

Эффективная толщина коллекторов 233, 253

Я

Ядерно-магнитный резонанс 217

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Латышова Мария Геннадиевна
Мартынов Виктор Георгиевич
Соколова Татьяна Федоровна

ПРАКТИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС

Заведующий редакцией *С.А. Скотникова*
Редактор издательства *В.И. Мыскин*
Художники-графики *М.А. Латышова, Н.П. Новикова*
Технический редактор *Л.Н. Фомина*
Корректор *Е.М. Федорова*
Компьютерная верстка *Ю.А. Титова, Л.П. Ушанкина*

Изд. лиц. № 071678 от 03.06.98. Подписано в печать с репродуцированного оригинал-макета 27.12.07. Формат 60×90 ¹/₁₆. Гарнитура «Петербург». Печать офсетная. Печ. л. 22,5 с вкл. Уч.-изд. л. 23,0 с вкл. Тираж 1500 экз. Заказ 2561/1166/2

ООО «Недра-Бизнесцентр»

125047, Москва, пл. Тверская застава, 3

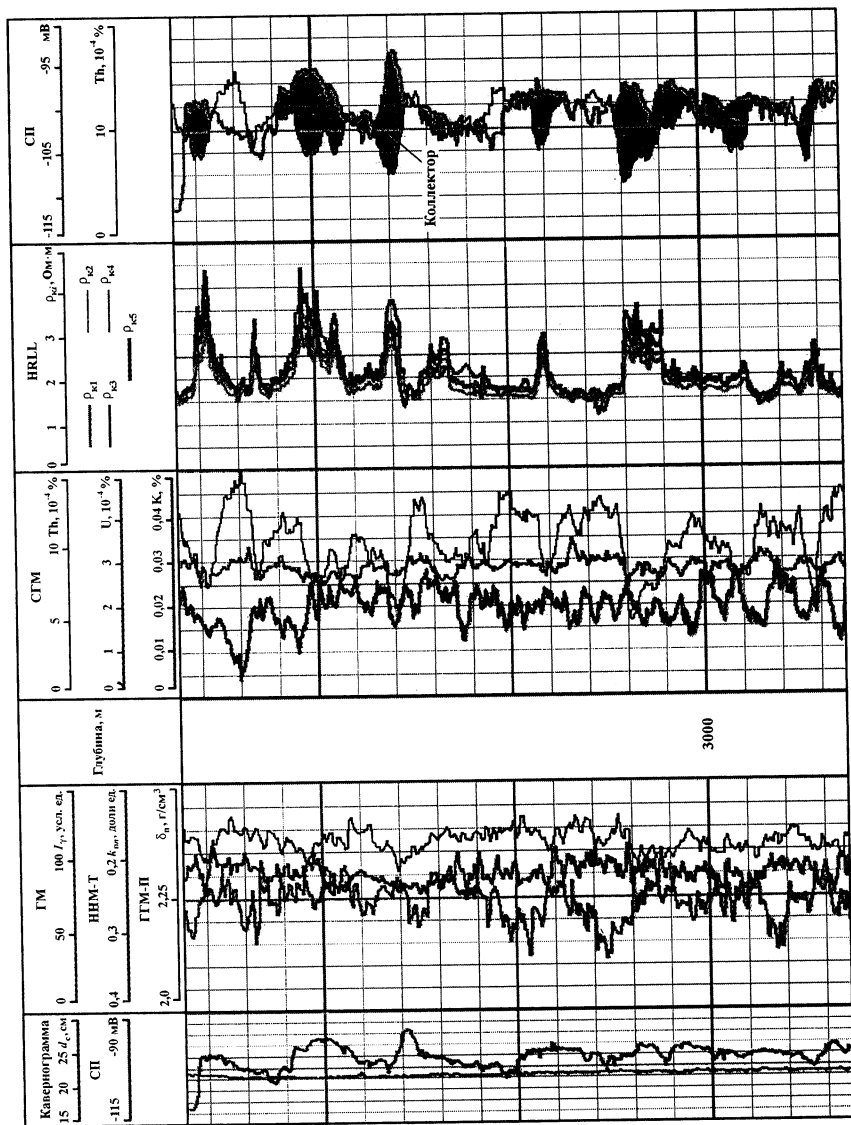
E-mail: business@nedrainform.ru, biblioteka@nedrainform.ru

www.nedrainform.ru

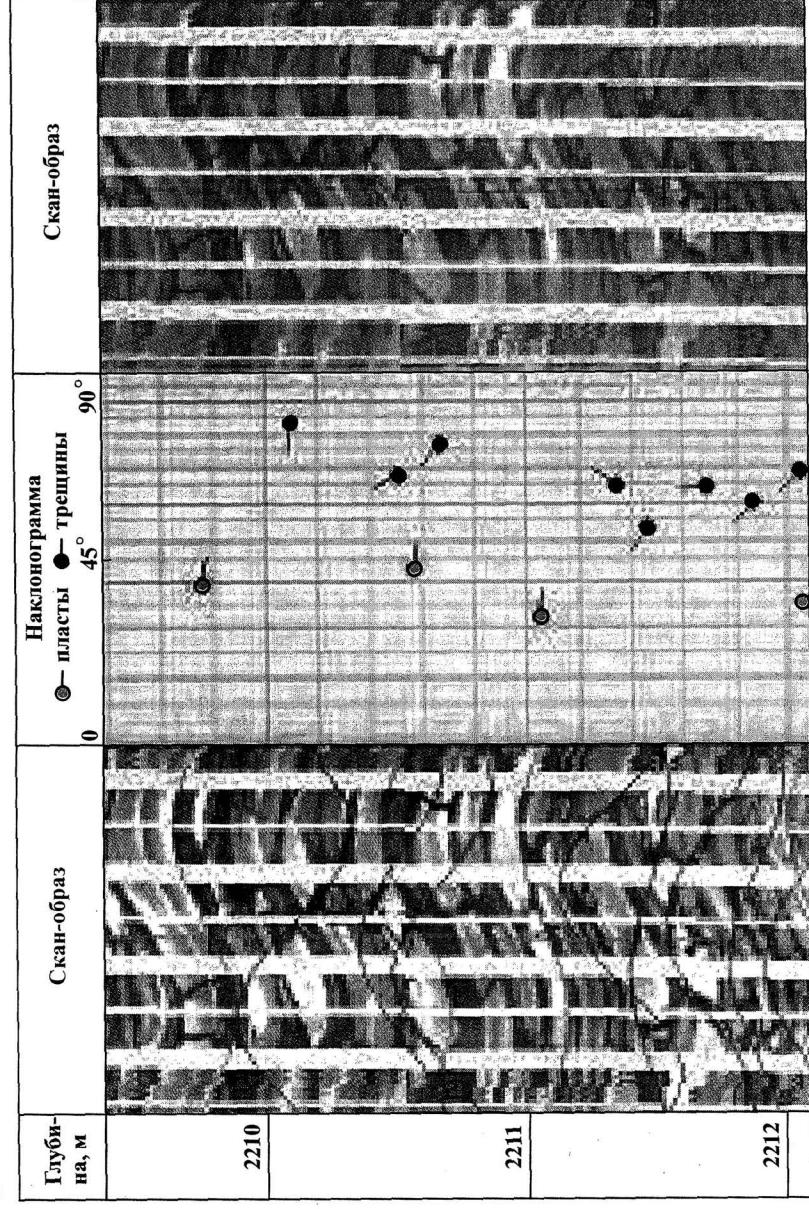
ППП «Типография «Наука» Академиздатцентр РАН

121099, Москва, Шубинский пер., 6

Рис. 1. Комплекс методов ГИС, выполненный в территориальном газонасыщенном разрезе:
 $\rho_{\Phi} = 0,085 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_B = 0,14 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. HRLL — многозондовый (пять зондов) боковой метод с высокими вертикальным разрешением (комплекс методов фирмы «Schlumberger»)



a



6

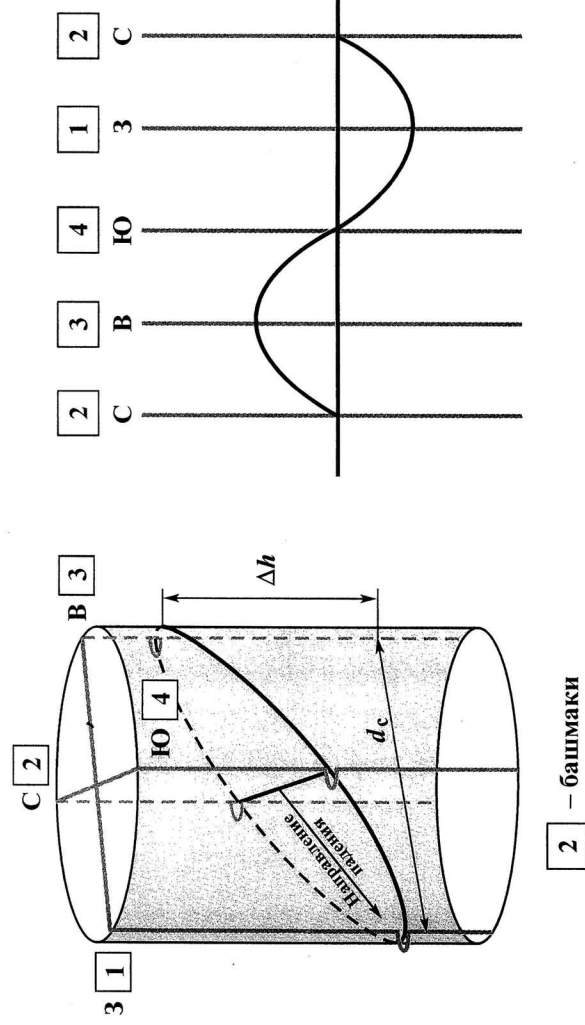


Рис. 2. Изучение разреза скважины с помощью электрического микросканера: *а* – фрагмент разреза скважины с результатами интерпретации микросканера; *б* – схема отражения образа единичной трещины на электрическом сканере (по материалам фирмы «Schlumberger»)

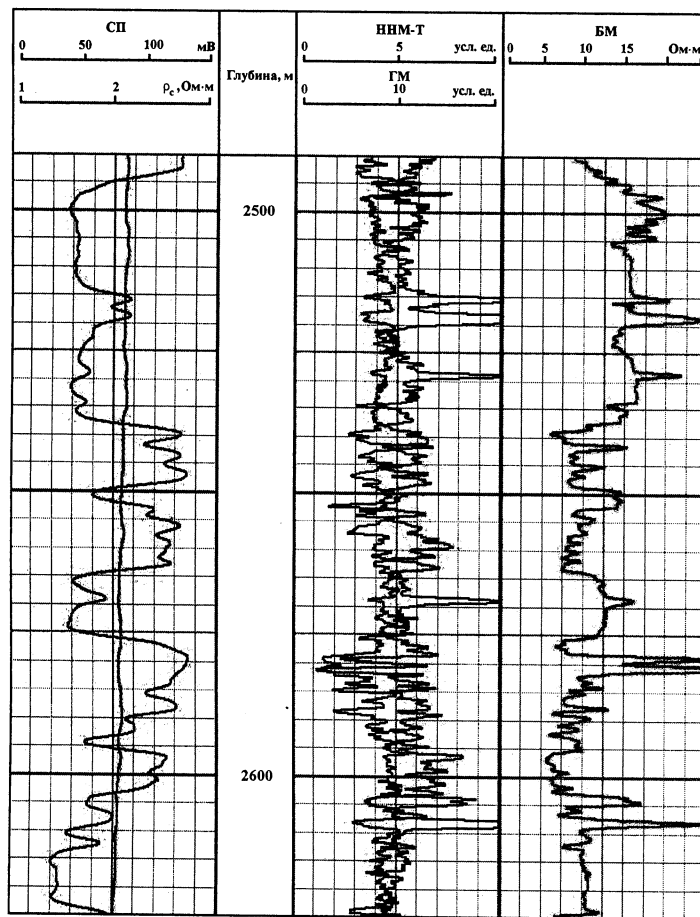
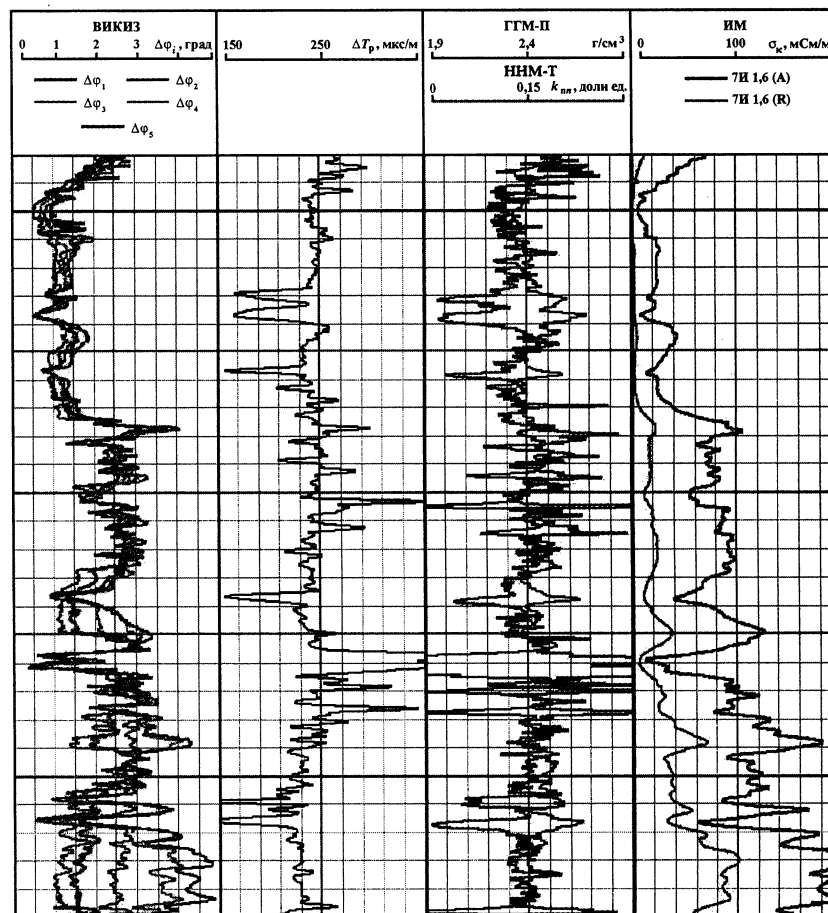


Рис. III. Пример записи кривых ВИКИЗ в комплексе с другими
ний Среднего Приобья.
Коллекторы нефтеводонасыщенные



методами ГИС в терригенном разрезе юрского возраста одного из месторожде-

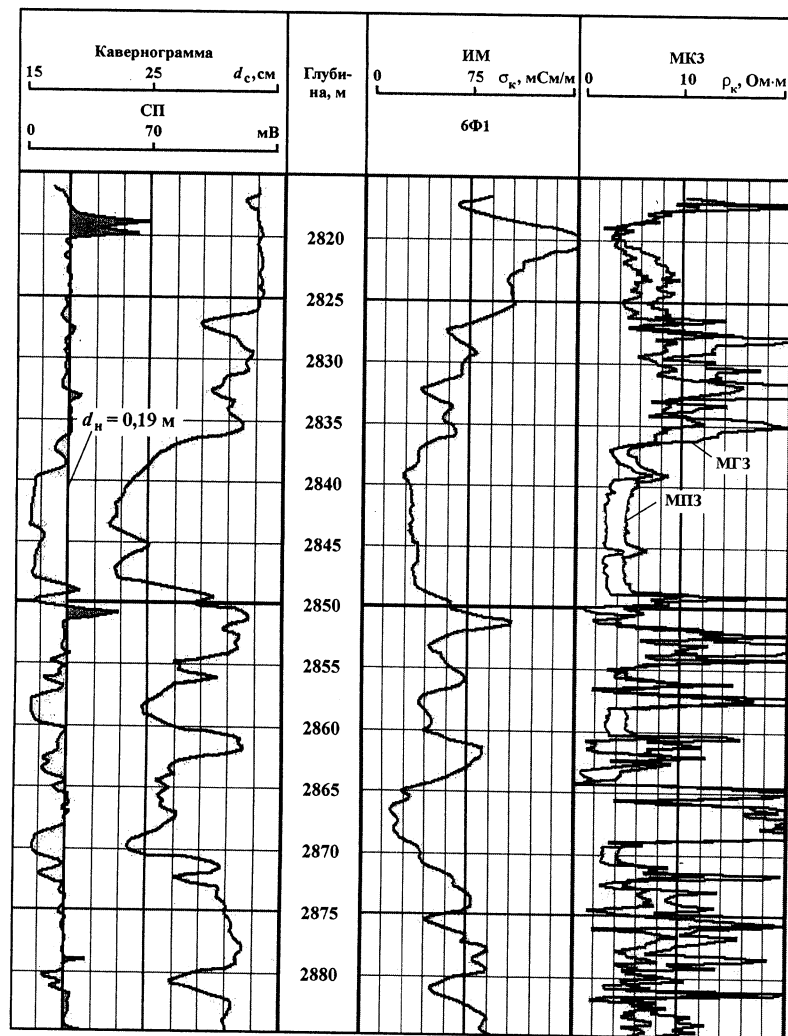
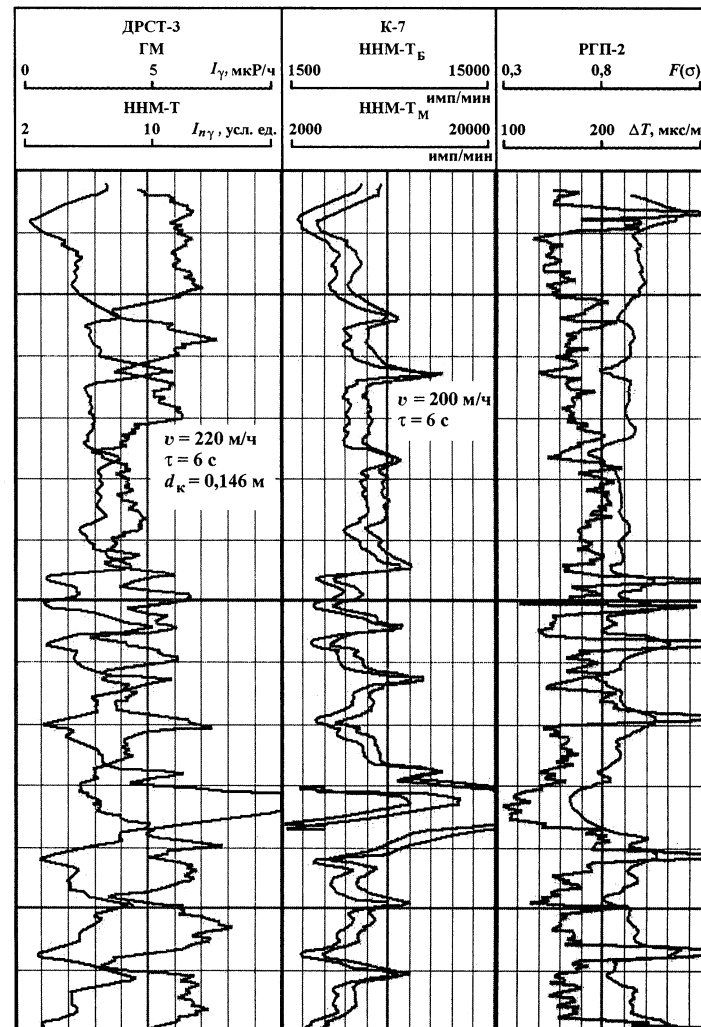


Рис. IV. Комплекс методов ГИС по участку терригенного разреза.
Насыщение коллекторов – нефть и газовый конденсат; $\rho_{ct} = 3,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$,



$t_{пл} = 70 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $\delta_p = 1,14 \text{ г/см}^3$

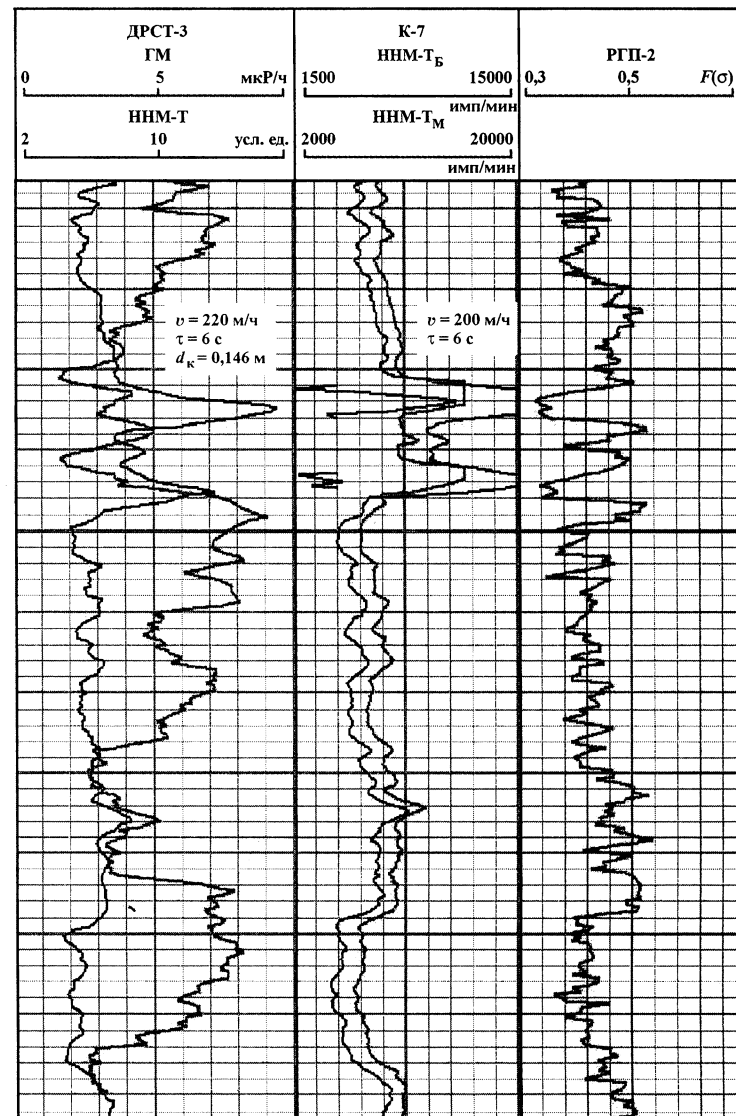
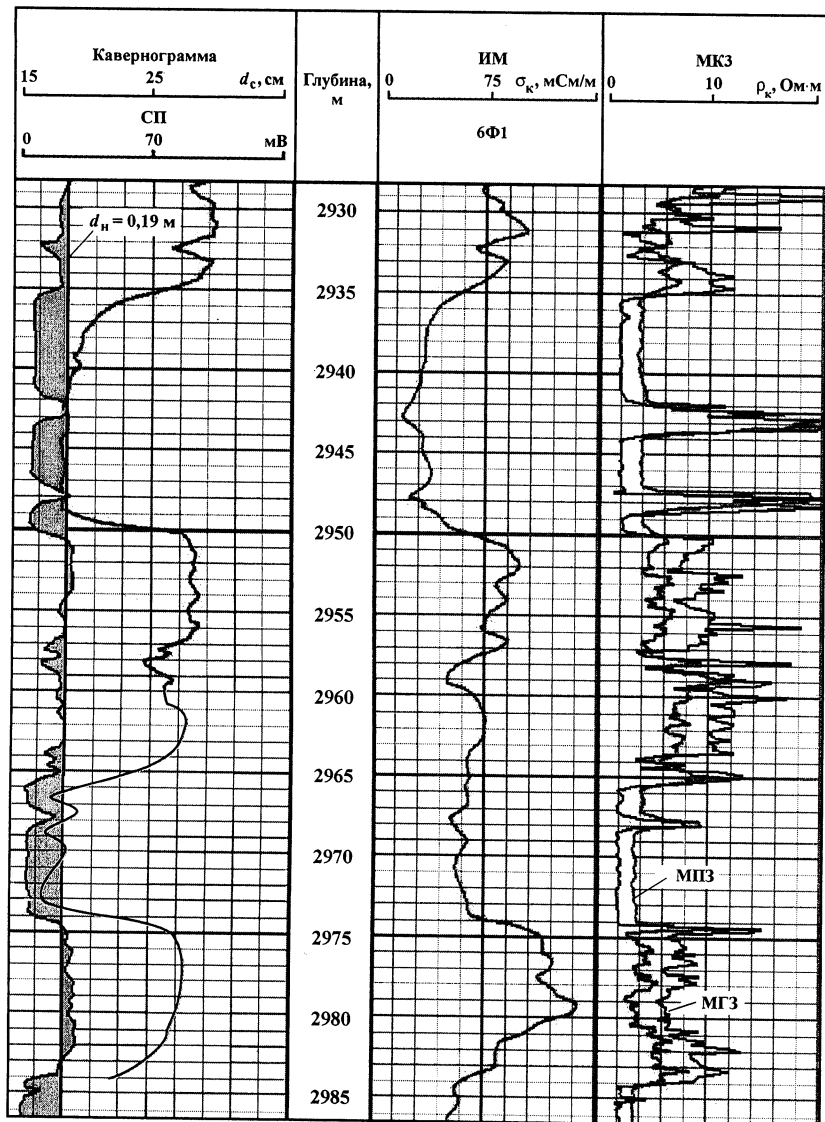
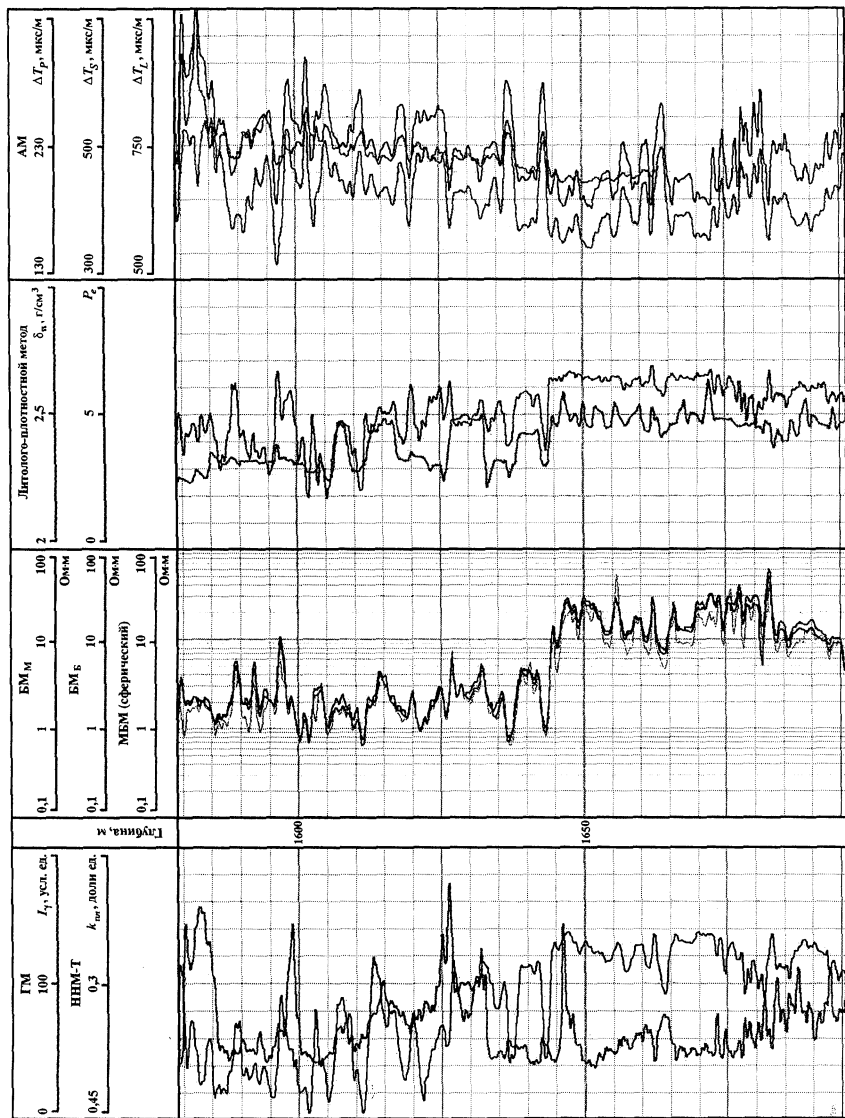


Рис. V. Комплекс методов ГИС по участку терригенного разреза.
Насыщение коллекторов – нефть и вода: $\rho_{ct} = 3,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $t_{пл} = 70^\circ\text{C}$, $\delta_p = 1,14 \text{ г/см}^3$

Рис. VI. Комплекс методов ГИС, выполненный в разрезе карбонатных пород юрского возраста одного из нефтяных месторождений юга России (геофизический комплекс фирмы «Schlumberger»)



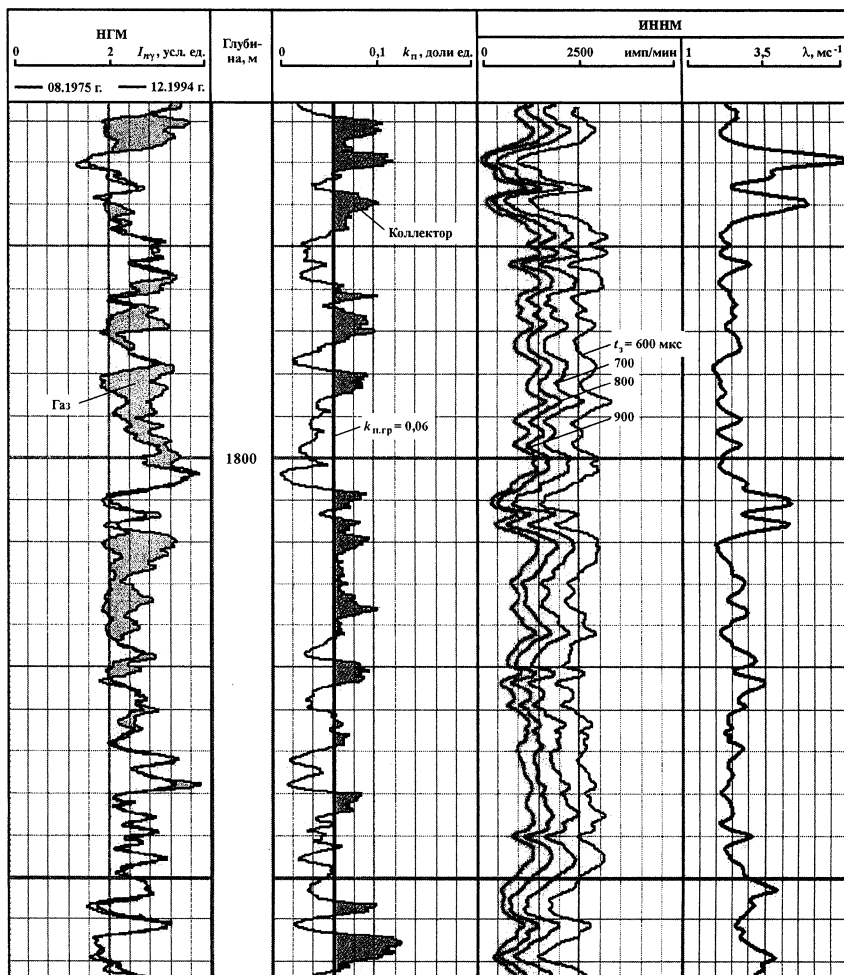
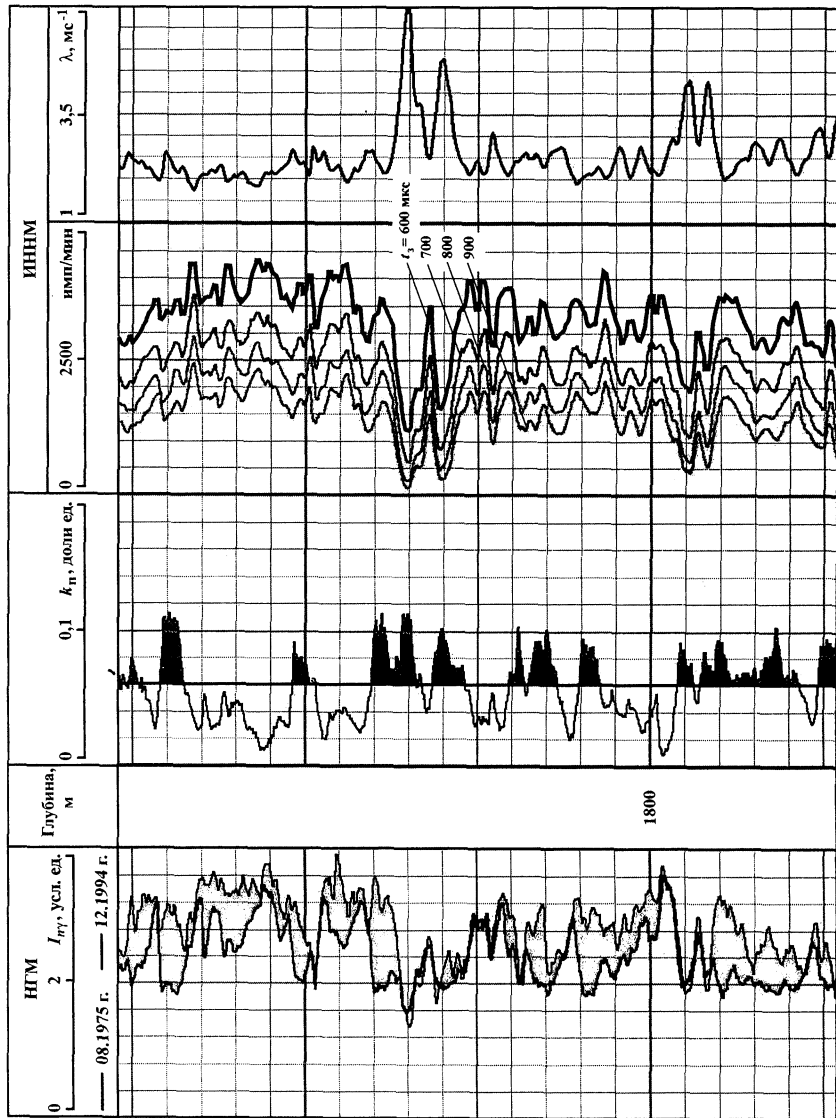


Рис. VII. Комплекс методов ГИС в глинисто-карбонатных породах нижнего и среднего карбона одного из месторождений Оренбургской области.
Коллекторы нефтегазонасыщенные

Рис. IX. Комплекс методов ГИС в глинисто-карбонатных породах нижнего и среднего карбона одностороннего из месторождений Оренбургской области.

Коллекторы изначальное газонасыщенные, через 19 лет после начала разработки залежи в некоторых интервалах отмечаются прорывы пластовой воды



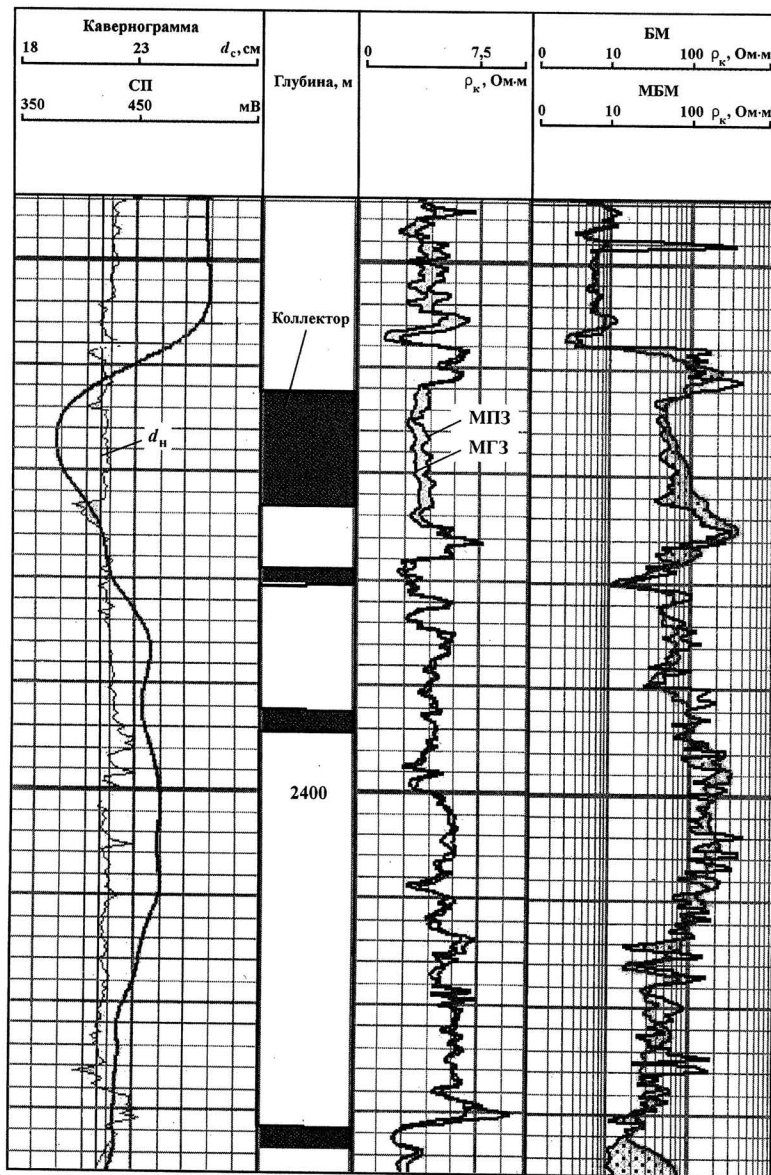
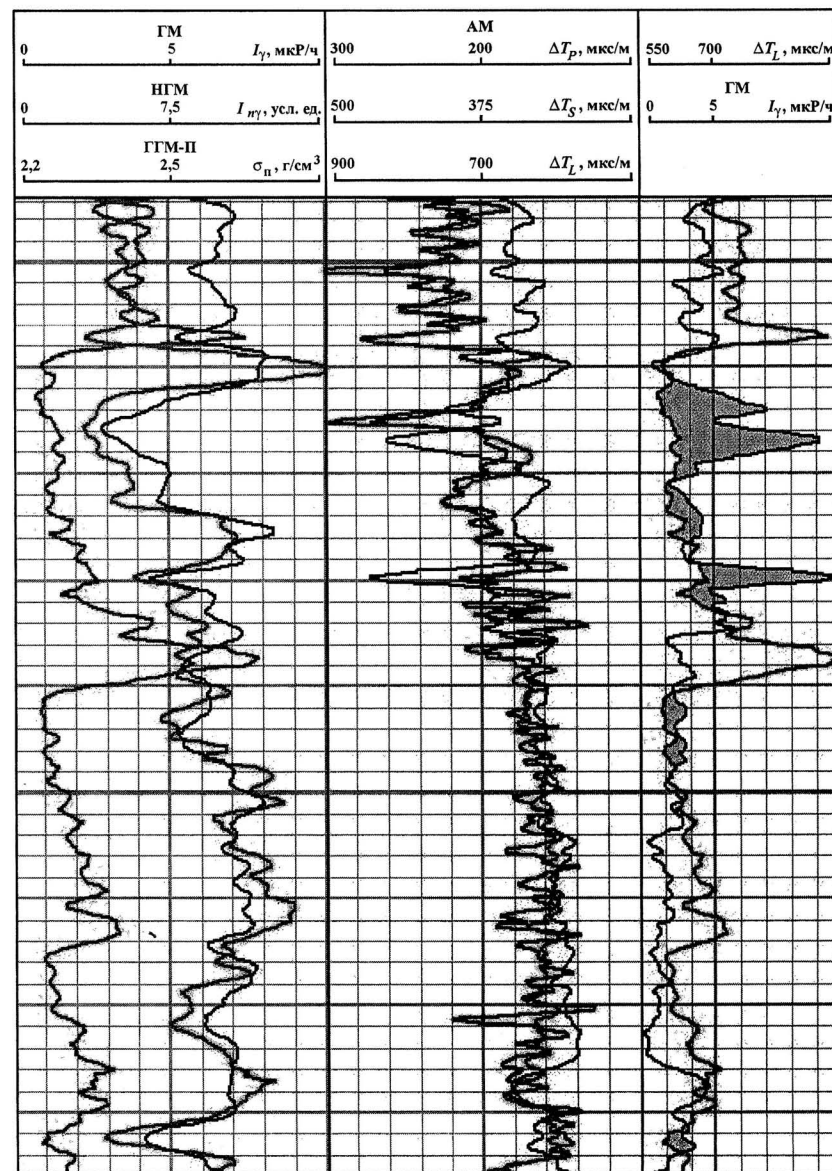


Рис. XI. Комплекс методов ГИС по участку карбонатного разреза чорской НПП:
 $d_n = 216 \text{ мм}$, $\rho_c = 1,1 \text{ Ом-м}$ в пластовых условиях



ассельско-сакмарского возраста одного из нефтяных месторождений Тимано-Печорской НПП

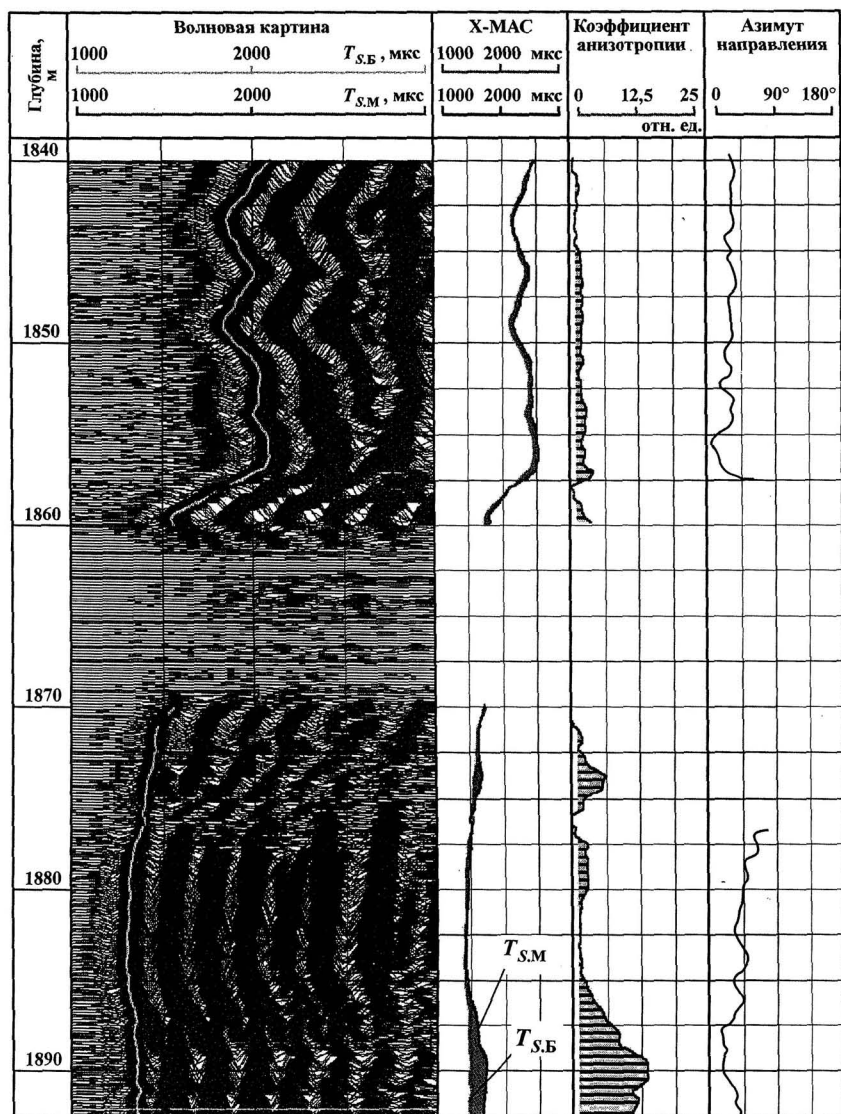


Рис. XII. Выделение зон трещиноватости, определение азимута направления трещин и коэффициента анизотропии по быстрой и медленной компонентам поперечной волны.

Аппаратура ХМАС; по материалам В.М. Кузнецова (ВНИИГеофизика), В.И. Рыжкова (ИПНГ) и компании «Шлюмберже»

Рис. XIII. Комплекс методов ГИС, включающий диаграммы ядерно-магнитного метода в варианте ССП, в терригенном разрезе покурской свиты одного из месторождений Вартовского свода

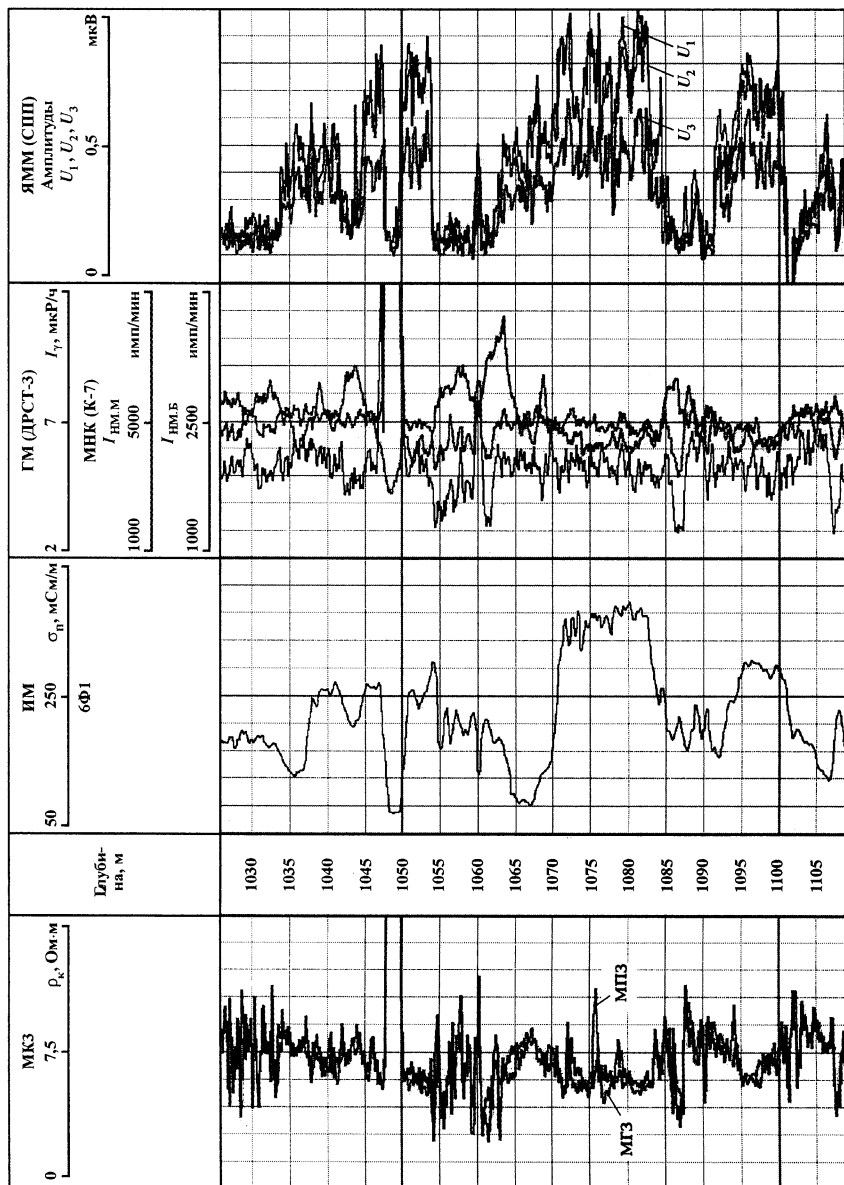


Рис. XIII. Комплекс методов ГИС, включающий диаграммы ядерно-магнитного метода в варианте СПП, в терригенном разрезе покурской свиты одного из месторождений Вартовского свода

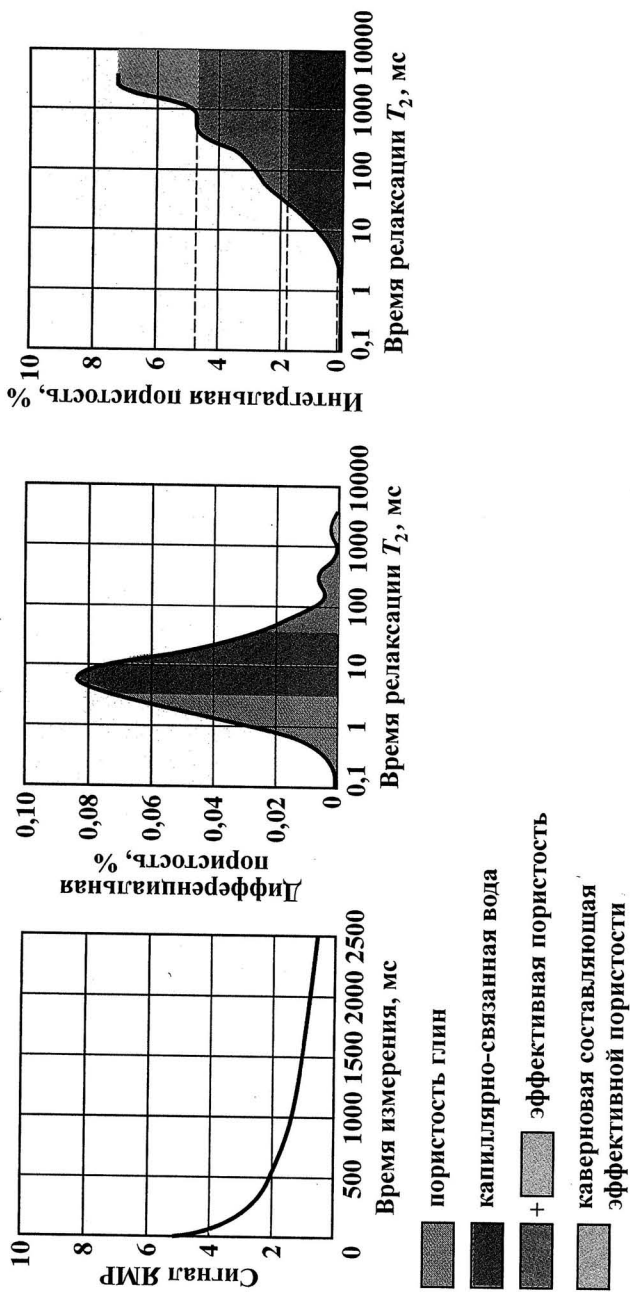


Рис. XIV. Выделение различных типов воды в емкостном пространстве коллекторов по результатам исследований образцов керна на ЯМР-релаксометре (по данным ООО «Нефтегазгеофизика»)

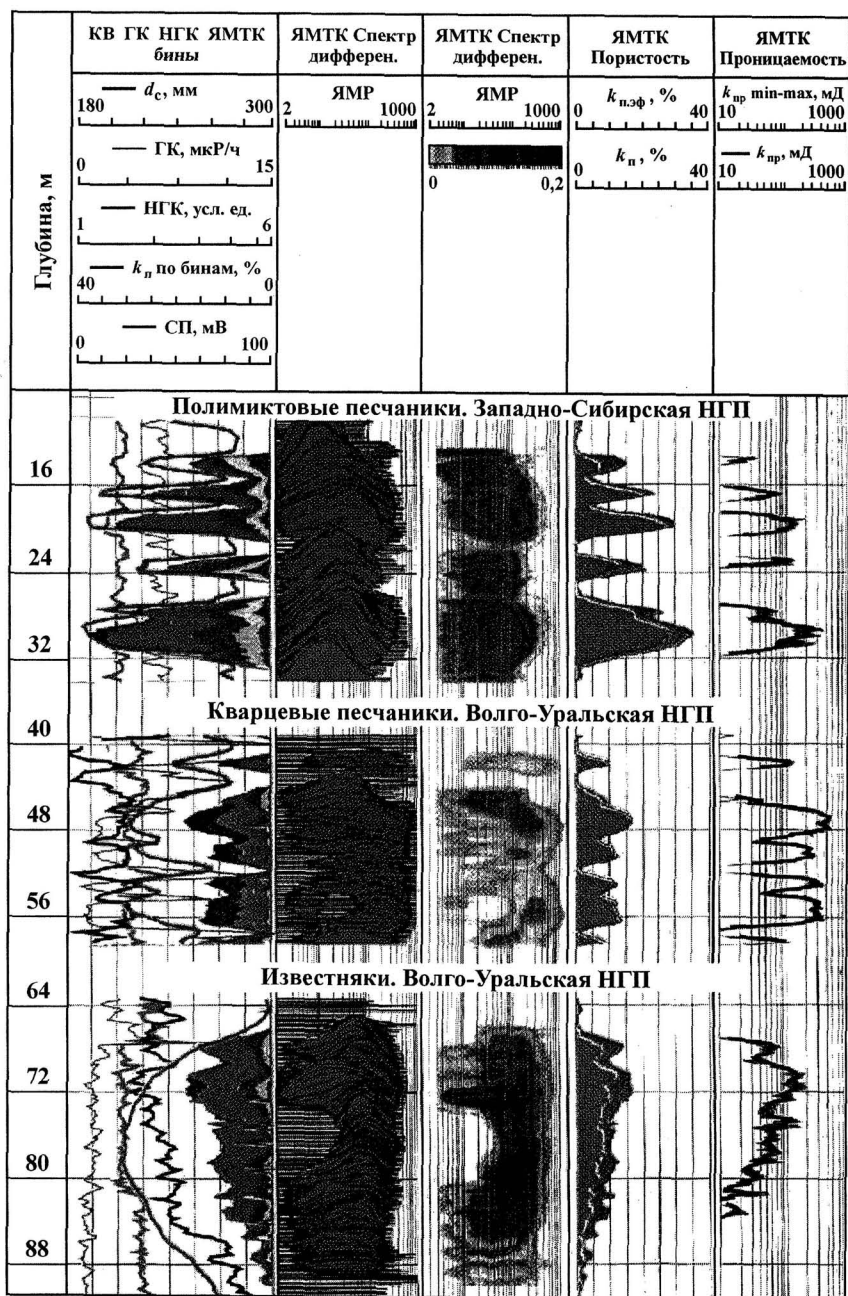
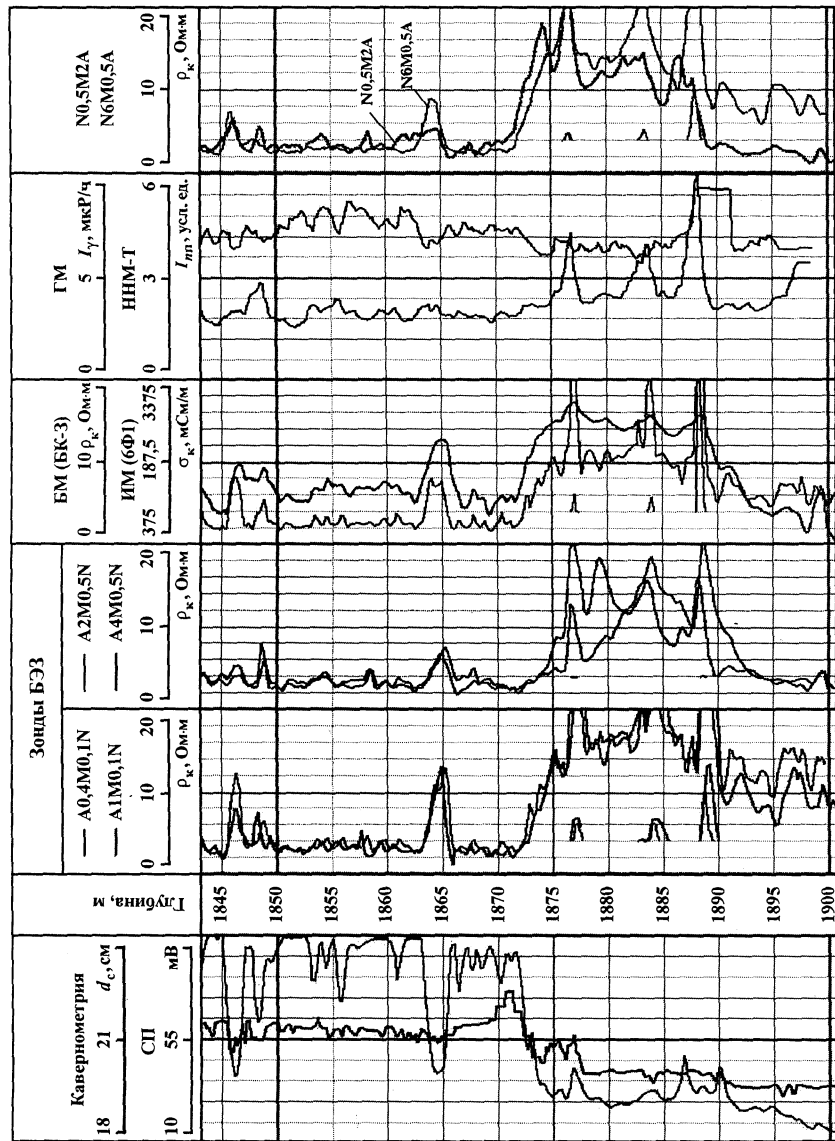


Рис. XV. Пример результатов использования метода ЯМТК в терригенных и карбонатных разрезах (по данным ООО «Нефтегазгеофизика»)

Рис. XVIII. Комплекс методов ГИС, выполненный в отложениях нефтенасыщенного пласта АВ₄₋₅ в одной из скважин Самотлорского месторождения углеводородов



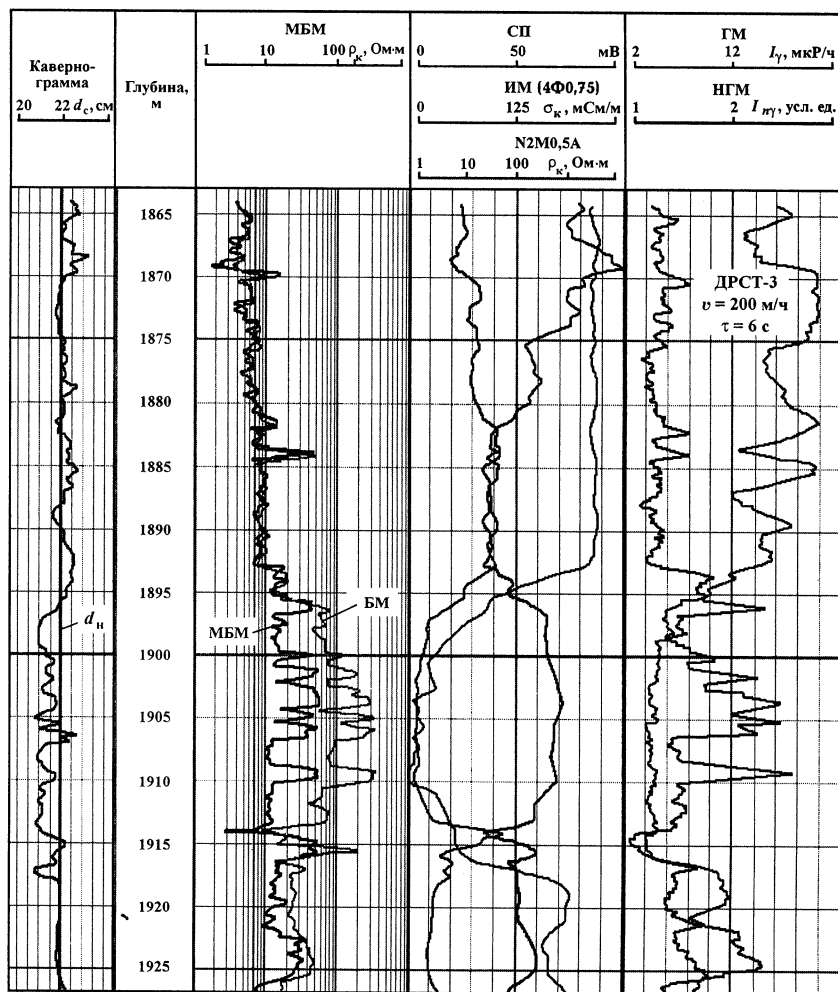
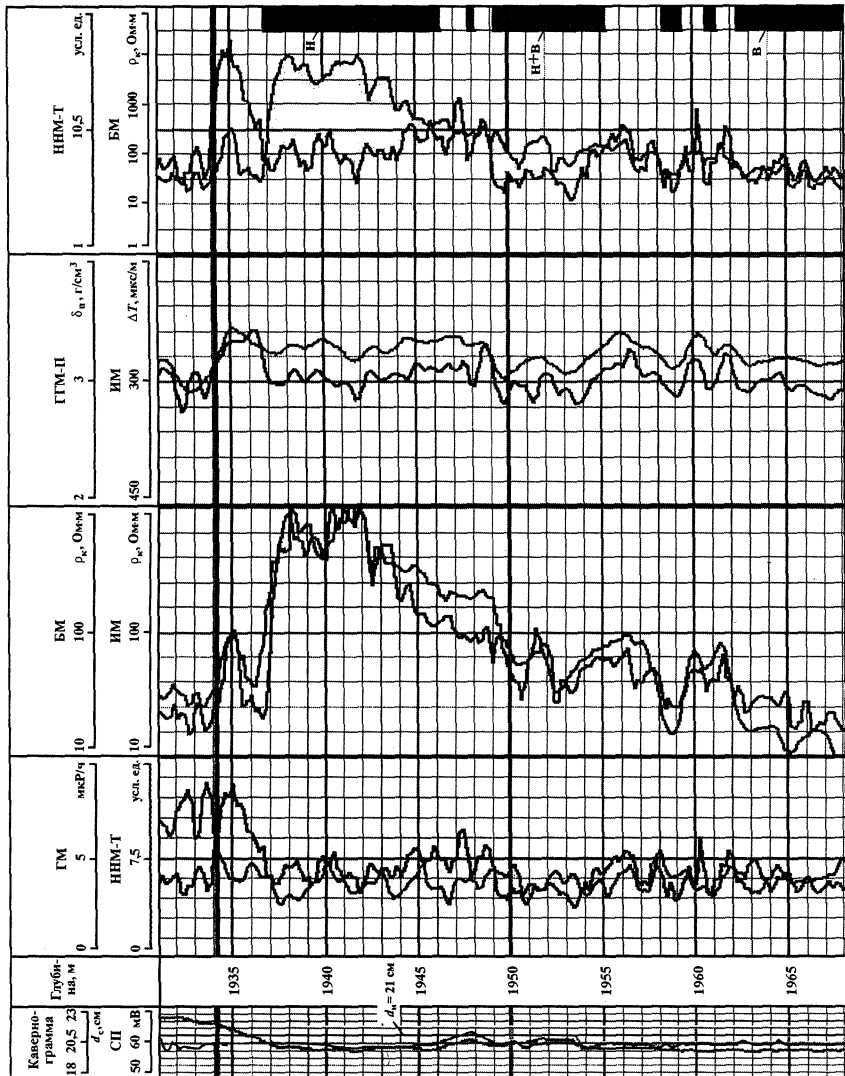


Рис. XIX. Комплекс ГИС, выполненный в сложном терригенном разрезе, вскры-
том на пресной ПЖ:
 $\rho_{\kappa t} = 1,1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $d_n = 219 \text{ м}$



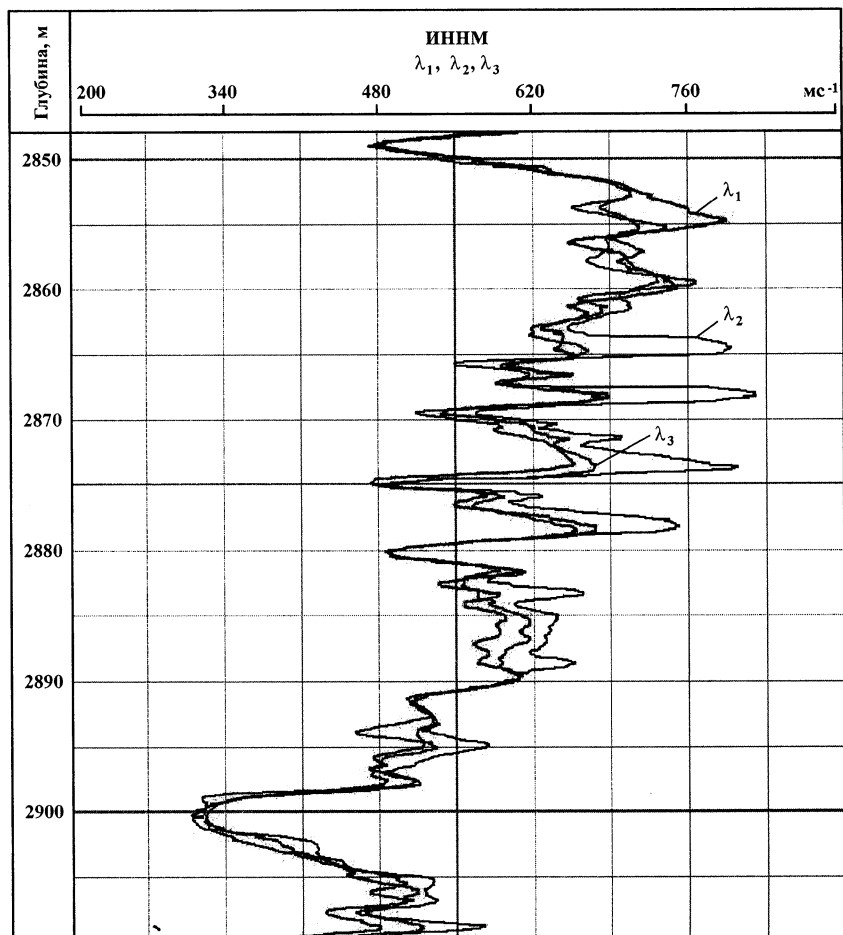


Рис. XXI. Результаты специальных исследований ГИС, выполненных в разрезе пород баженовской свиты в одной из скважин Салымского месторождения нефти: каротаж – закачка меченого вещества – каротаж – испытание – каротаж. Кривые декремента затухания плотности тепловых нейтронов (ИННМ): λ_1 – фоновый замер, λ_2 – после закачки меченого вещества, λ_3 – после испытаний

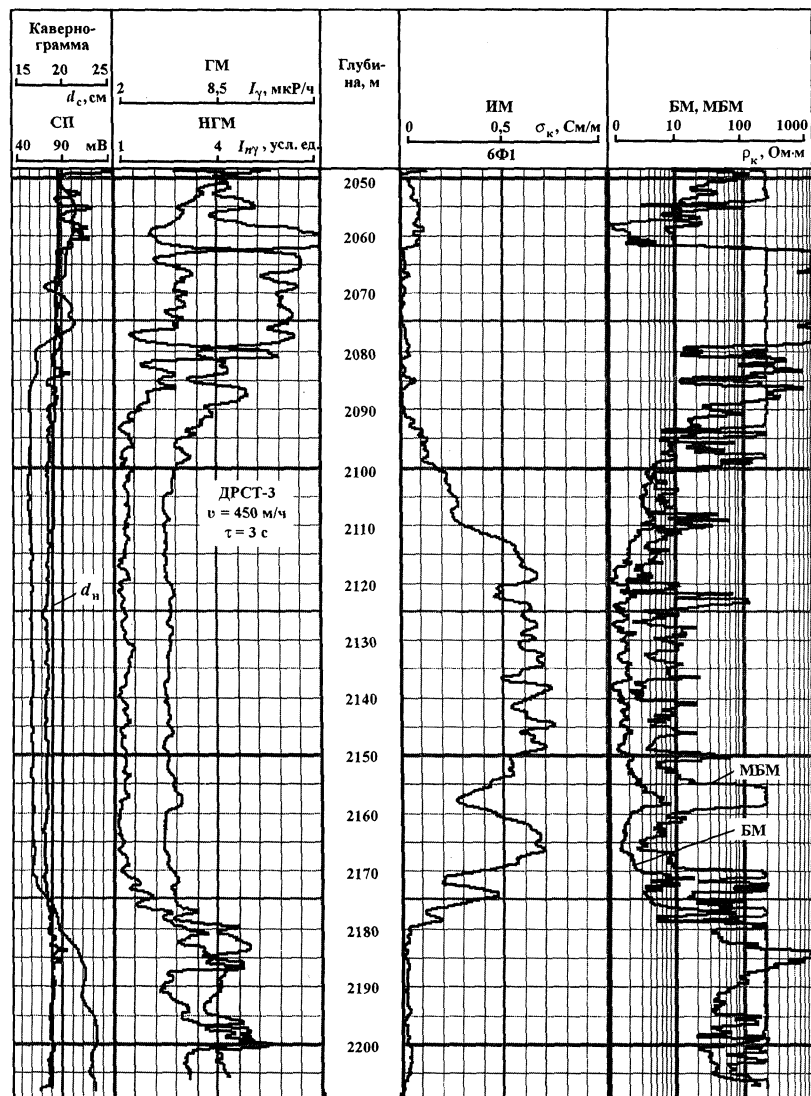
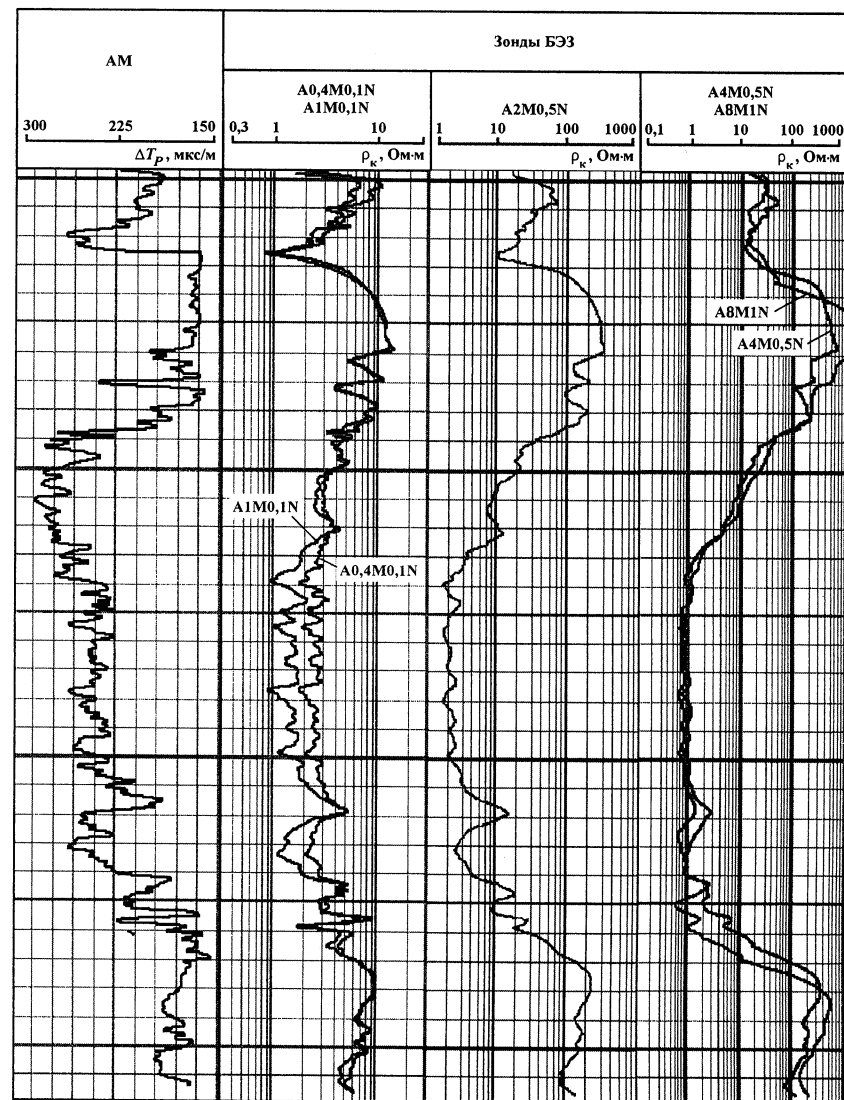


Рис. XXII. Комплекс методов ГИС в карбонатном разрезе пород юрского Коллекторы газонасыщенные с межзерновым типом емкостного пространства;



возраста месторождения Расул-Кудук.
 $d_n = 19 \text{ см}$

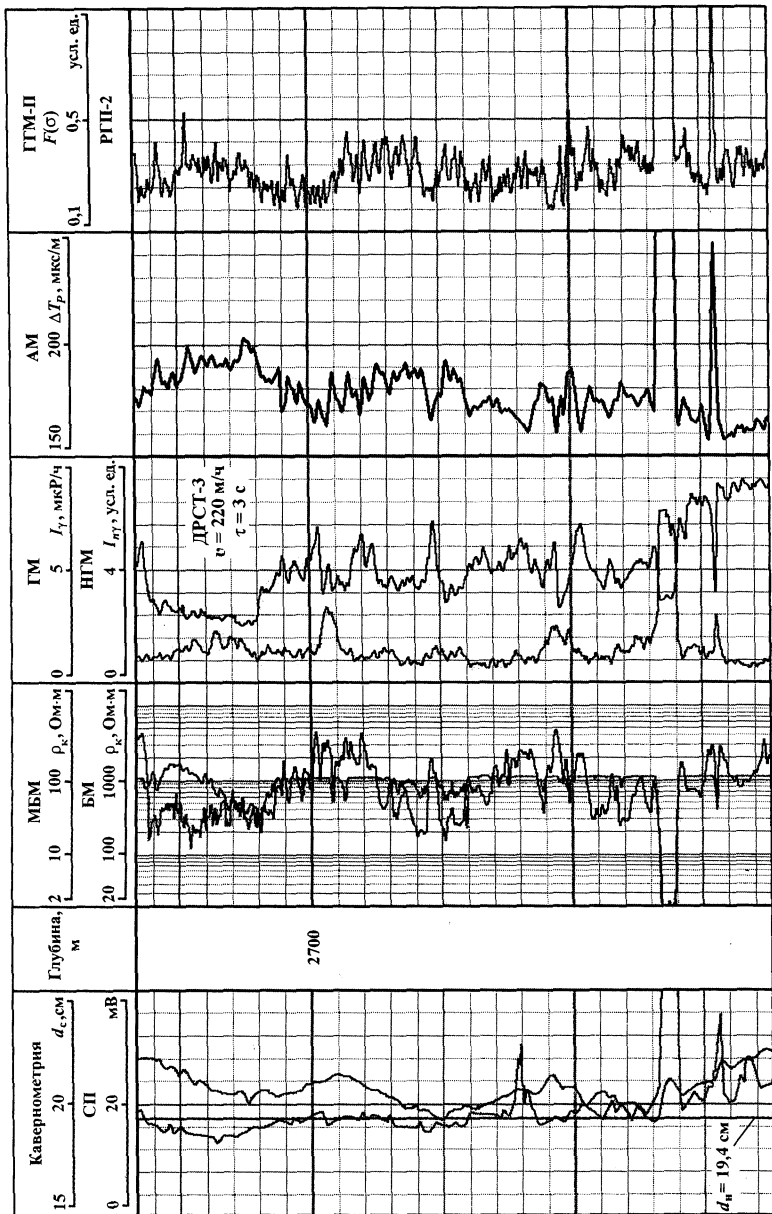


Рис. XXIII. Комплекс методов ГИС, выполненный в межселевых карбонатных отложениях сложного состава и структуры емкостного пространства месторождения Урихтау