



Базовый (опорный) конспект по предмету Обработка и интерпретация геофизических материалов на ЭВМ

для специальности 0704000 «Геофизические методы поиска и разведки
месторождений полезных ископаемых»

Подготовлен преподавателем Амангелді Ф.Ғ

Рассмотрен на заседании

Геофизического ПЦК

Протокол №

от « »

Председатель ПЦК

Ф.И.О.

подпись

Содержание

стр

Теоретические занятия

Урок №1. Обработка и интерпретация данных ГИС. Пористость.....	5
Урок №2. Кривые КС на контакте пород разного сопротивления для зондов различного типа.....	6
Урок №3. Интерпретация диаграмм КС. Мощные пласты высокого сопротивления.....	8
Урок №4. Интерпретация диаграмм КС. Тонкие пласты высокого сопротивления. Мощные пласты низкого сопротивления. Пласты средней мощности. Пласты сложного строения.....	11
Урок №5. Типы кривых бокового каротажа зондирования. Интерпретация кривых БКЗ.....	14
Урок №6. Интерпретация бокового каротажа.....	19
Урок №7. Интерпретация кривых методов МЗ (микрокаротаж), МБК (микробоковой каротаж).....	21
Урок №8. Интерпретация результатов ИК.....	26
Урок №9. Интерпретация диаграмм ПС.....	28
Урок №10. Интерпретация результатов гамма каротажа.....	31
Урок №11. Интерпретация результатов ГК.....	33
Урок №12. Интерпретация результатов НГК.....	37
Урок №13. Интерпретация результатов ННК.....	38
Урок №14. Интерпретация результатов ИНК.....	43
Урок №15. Интерпретация результатов КМВ.....	46
Урок №16. Интерпретация и изображение результатов МЭК (метод электрической корреляции).....	50
Урок №17. Интерпретация результатов акустического каротажа.....	53
Урок №18. Интерпретация результатов РВП (Радиоволновое просвечивание).....	57
Урок №19. Комплексная интерпретация методов ГИС на месторождениях нефти и газа. Литологическое расчленение разреза.....	58
Урок №20. Определение глинистости коллекторов.....	62
Урок №21. Выделение коллекторов в разрезах скважин. Определение пористости коллекторов.....	63
Урок №22. Определение нефтегазонасыщенности коллекторов.....	67
Урок №23. Определение проницаемости коллекторов.....	70
Урок №24. Определение положения водонефтяного и газожидкостных контактов.....	71
Урок №25. Интерпретация данных АКЦ.....	73
Урок №26. Интерпретация данных кавернометрии, расходомерии, шумометрии.....	74
Урок №27. Геологические построения по данным каротажа на нефтяных и газовых месторождениях.....	77
Урок №28. Обработка и интерпретация методов ГИС на месторождениях урана.....	80
Урок №29. Обработка и интерпретация методов ГИС на месторождениях урана.....	86
Урок №30. Комплексная интерпретация методов ГИС при разведке подземных вод.....	93
Урок №31. Комплексная интерпретация ГИС на месторождениях ископаемых углей.....	98
Урок №32. Интерпретация результатов ГИС на различных МПИ.....	101
Урок №33. Заключение.....	102
Урок №34. Обязательная контрольная работа (3 курс).....	103
Урок №35. Обязательная контрольная работа (4 курс).....	103

II. Тематический план учебной дисциплины

№ п/п	Наименование разделов и тем	Количество учебного времени при очной форме обучения (час)		
		Всего	В том числе	
			Лаб.	Практ.
1	2	3	4	5
1	Введение. Термины.	12		
2	Раздел 1 Электрические методы ГИС.	6		2
3	Раздел 2 Радиоактивные методы ГИС	4		2
4	Другие методы ГИС	18		2
5	Интерпретация данных ГИС на месторождениях нефти и газа	2		2
6	Интерпретация данных ГИС на месторождениях урана	2		
7	Интерпретация данных ГИС на различных месторождениях.	2		2
8	ОКР	2		
9	Итого	56		10

Урок №1

Тема: Обработка и интерпретация данных ГИС. Пористость.

План:

1. Коллектор
2. Пористость

1. Коллекторами нефти и газа называются горные породы, способные вмещать жидкости и газы и пропускать их через себя при наличии перепада давления. На формирование геометрии порового пространства коллекторов и, следовательно, на их фильтрационные характеристики влияют структура и текстура пород.

Структура осадочных горных пород — размеры и форма слагающих породу минеральных зерен или условных неделимых (биоморфных или детритовых остатков, скелетов организмов, оолитов и т. п.).

Текстура — характер взаимного расположения компонентов породы и их пространственная ориентация. Геометрия порового пространства коллекторов — это элемент текстуры пород. Основы текстуры закладываются в седиментогенезе и сохраняются в диагенезе и катагенезе. Постседиментационная характеристика коллекторов определяется совокупностью свойств, полученных породой в процессе осадкообразования, и новых свойств, формирующихся под влиянием увеличивающегося давления и температуры, перераспределения цементирующего материала, растворения неустойчивых и образования стабильных минералов в данных условиях. Следовательно, емкостное пространство включает емкости двух видов: седиментационные и постседиментационные, в которых все изменения протекают с разной интенсивностью, определяемой в первую очередь типом коллектора.

Наиболее распространенные коллекторы нефти и газа — терригенные и карбонатные породы.

Терригенные породы-коллекторы представлены в основном песчаниками и алевролитами. Основные их показатели — гранулометрический состав, форма и характер поверхности минеральных зерен.

Карбонатные породы-коллекторы представлены известняками и доломитами. Формирование их емкостей определяется как генезисом, так и особенностями постседиментационных преобразований, в первую очередь трещиноватостью и последующим выщелачиванием пород. Развитие трещиноватости в карбонатных породах обусловлено литологическими особенностями пород.

Пустотность (пористость) — наличие в горной породе пустотного пространства. Пустотное пространство пород определяется размерами, конфигурацией, укладкой частиц, слагающих породу и образующих поры, наличием в порах цементирующих веществ, а также трещин и каверн.

В зависимости от размера различают поры: сверхкапиллярные (диаметр более 0,508 мм), жидкость в них активная и может свободно передвигаться; капиллярные (диаметр 0,508—0,0002 мм), в них также происходит движение жидкости и газов; субкапиллярные (диаметр менее 0,0002 мм), действие молекулярных сил в них настолько велико, что жидкость при наблюдающихся перепадах давления не может перемещаться.

2. Под пористостью понимают пустотность породы-коллектора, представленную межзерновыми порами. Количественно пористость выражается коэффициентом пористости в % или долях единицы.

Коэффициентом полной пористости называют отношение объема всех пор образца породы F_n к видимому объему этого образца.

Коэффициент открытой пористости определяется отношением суммарного объема открытых (сообщающихся) пор $V_{0.n}$ к объему образцов породы.

Эффективная пористость — объем поровой системы, способной вместить нефть и газ, с учетом остаточной водонасыщенности, т. е. она характеризует полезную емкость пород для нефти и газа и отражает газонефтенасыщенность.

Динамическая пористость всегда ниже эффективной, поскольку в эффективный объем пор включается также объем неподвижных жидкостей и газов, удерживаемых поверхностно-молекулярными силами.

Кавернозность — наличие в горной породе пустот неправильной или округлой формы размером более 1 мм. Она характеризуется коэффициентом кавернозности, равным отношению суммарного

объема всех каверн к объему образца породы.

Контрольные вопросы:

1. Что такое коллектор?
2. Как понимаете термины структура и текстура коллекторов?
3. Дайте определение термину «пористость»?
4. Виды пористости?

Урок №2

Тема: Кривые КС на контакте пород разного сопротивления для зондов различного типа

План:

1. Диаграммы КС на контакте высокоомных и низкоомных пород для обращенного градиент зонда
2. КС на контакте высокоомных и низкоомных пород для последовательного градиент зонда, потенциал зонда

1. Строгое решение этой задачи может быть получено методом зеркальных отображений Томпсона или непосредственным интегрированием дифференциального уравнения Лапласа. Мы же построим кривые КС приближенным методом на основе соотношения (5.12), воспользовавшись только некоторыми из результатов строгого решения.

Начнем построение для обращенного градиент-зонда ОА (рис. 5.7, а), двигая зонд снизу вверх, как это делается на практике.

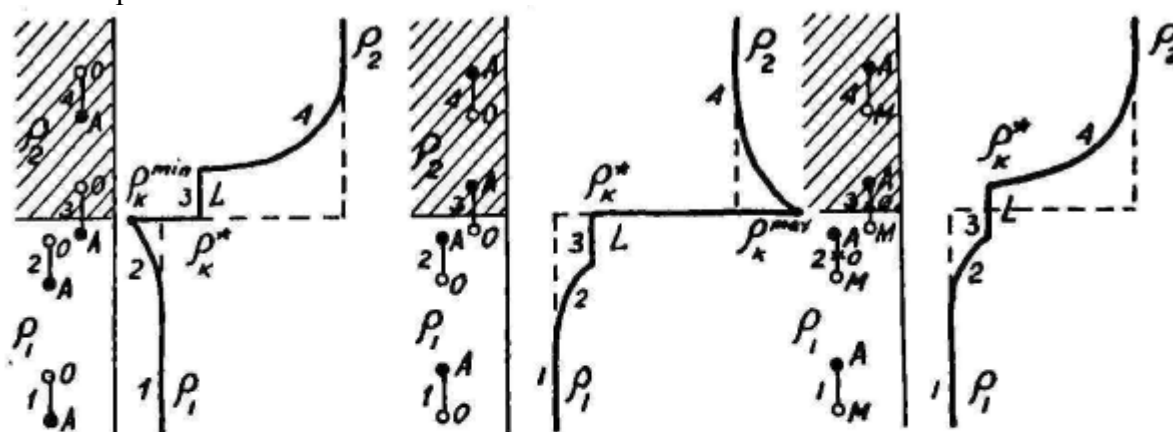


Рис. 5.7. Диаграммы КС на контакте пород низкого и высокого сопротивления для обращенного градиент-зонда (а), последовательного градиент-зонда (б) и потенциал-зонда (в)

В позиции 1, когда зонд находится далеко от контакта, влиянием последнего можно пренебречь, $j = j_0$, $\rho_k = \rho_1$. По мере приближения зонда к контакту вышележащая высокоомная среда начинает отталкивать токовые линии, плотность тока ниже электрода А возрастает, а выше - уменьшается, в позиции 2, когда точка О установится на контакт, $\rho_k = \rho_k^{min}$. Как только точка О переходит во вторую среду (позиция 3), сопротивление $\rho_{ш}$ скачкообразно возрастает от ρ_1 до ρ_2 , что приводит и к скачку в значении ρ_k .

Строгое теоретическое решение показывает, что все время, пока приемные и питающие электроды разделены контактом, т.е. на протяжении отрезка диаграммы, равного длине зонда, КС остается постоянным, равным

$$\rho_k^* = 2 \frac{\rho_1 \cdot \rho_2}{\rho_1 + \rho_2} \quad (5.13)$$

Когда электрод А войдет в среду ρ_2 (позиция 4) и будет находиться вблизи контакта, нижележащая низкоомная среда будет втягивать значительную часть тока, и в области приемных электродов

плотность тока $j < j_0$ и $p_k < p_2$. Но, по мере удаления от контакта, влияние нижележащей среды уменьшается, и $p_k > p_2$.

Таким образом, обращенный градиент-зонд "отбивает" подошву пласта высокого сопротивления точкой $min KС$.

2. Для последовательного градиент-зонда (рис. 5.7, б), по мере его приближения к контакту (позиция 2), вышележащая высокоомная среда начинает отталкивать токовые линии, увеличивая плотность тока ниже питающего электрода А, там, где находятся приемные электроды, $j > j_0$ и p_k превышает p , до тех пор, пока электрод А не встанет на контакт (позиция 3), точка записи при этом находится на длину зонда L ниже контакта. Так же, как и в предыдущем случае (рис. 5.7, а), пока питающий и приемные электроды разделены контактом, КС остается постоянным, равным p_k^* . Когда точка О переходит в верхнюю среду (позиция 4), p_{mn} претерпевает скачок, увеличиваясь от p_1 до p_2 , а плотность тока остается $j > j_0$ из-за влияния нижней, низкоомной среды. Поэтому на контакте получается $p_k^{max} > p_2$. По мере удаления от контакта его влияние уменьшается, $j \rightarrow j_0$, а $p_k \rightarrow p_2$. Таким образом, подошва мощного пласта высокого сопротивления отмечается последовательным градиент-зондом точкой p_k^{max} .

Для идеального потенциал-зонда АМ (электрод N настолько удален от M, что его влияние можно не учитывать) при приближении к контакту (позиция 2) КС растет из-за того, что верхняя высокоомная среда отталкивает токовые линии и увеличивает плотность тока в области точки M до тех пор, пока точка А не встанет на контакт. При пересечении контакта электродом А (позиция 3) - точка записи при этом на $AM/2$ ниже контакта - $p_k = p_k^*$ и остается постоянным, пока электрод M также не пересечет контакт. По мере удаления от контакта (позиция 4) в зонд MN включается все больший участок среды с сопротивлением p_2 и $p_{mn} \rightarrow p_2$ - кроме того, $j_{mn} \rightarrow j_0$, когда удаленный электрод N пересекает контакт, становится $p_{MN} = p_2$ и $p_k = p_2$. Можно показать посредством аналогичных рассуждений, что для перевернутого потенциал-зонда МА кривая КС будет выглядеть точно так же, как и в случае 5.7, в, т.е. кривые КС для обращенного и последовательного потенциал-зондов не различаются. По этой причине нет смысла дифференцировать потенциал-зонды по местоположению парных электродов.

Контрольные вопросы

1. Почему электрическое сопротивление пласта-коллектора изменяется в радиальном направлении по мере удаления от оси скважины?
2. Почему УЭС нефтенасыщенного пласта больше, чем УЭС водонасыщенного?
3. Выведите формулу КС.
4. Какой зонд называется градиент-зондом и какой потенциал-зондом?
5. Дайте полную характеристику зонда по его символу А 0,5М 4,0А.
6. Из формулы коэффициента градиент-зонда получите формулу коэффициента потенциал-зонда, устремив электрод N или Вв бесконечность.
7. Поясните назначение всех элементов в схеме регистрации диаграмм КС на рис. 5.6.
8. Выведите формулу, связывающую КС с плотностью тока.
9. Чему равно КС на площадках равного сопротивления?
10. Подсчитайте, чему равно p_k^* при $p_2 = \infty$.

Урок №3

Тема: Интерпретация диаграмм КС. Мощные пласты высокого сопротивления.

План:

1. Мощные пласты высокого сопротивления. Обращенный градиент зонд.
2. Мощные пласты высокого сопротивления. Последовательный градиент зонд.
3. Мощные пласты высокого сопротивления. Потенциал зонд.

1. Интерпретация диаграмм КС

Интерпретация диаграмм КС заключается в определении положения контактов пластов различного электрического сопротивления и в определении их истинного сопротивления.

Правила интерпретации зависят от типа зонда КС и соотношения между мощностью пласта и длиной зонда.

Мощные пласты высокого сопротивления. В методе КС пласт считается мощным, если при формировании кривой КС на одной его границе можно пренебречь влиянием другой границы. На практике пласт считается мощным, если $h > 5L$.

Рассмотрим теоретическую форму кривой КС для обращенного градиент-зонда и для идеализированного случая, когда отсутствует влияние буровой скважины, т.е. тогда, когда условно можно полагать, что диаметр скважины $d = 0$ (рис. 6.1, а).

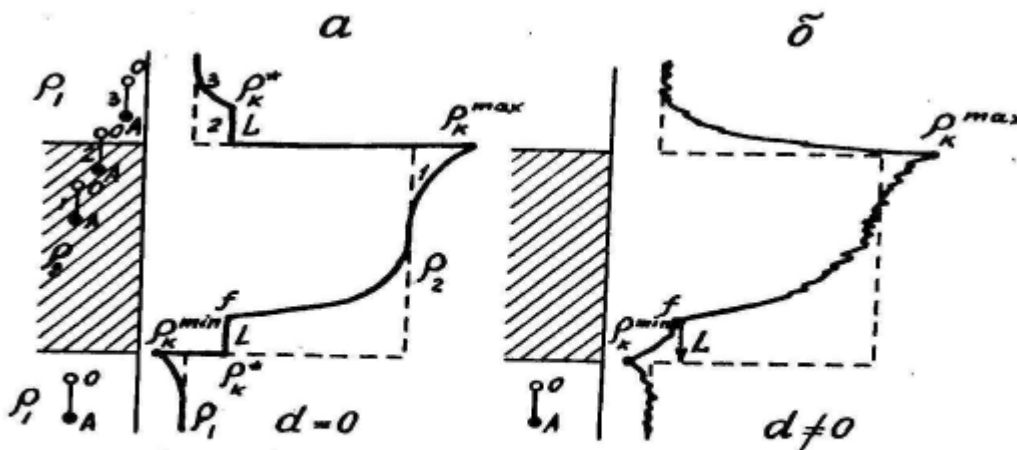


Рис. 6.1. Форма кривых КС над мощным пластом высокого сопротивления для обращенного градиент-зонда в случае отсутствия (а) и при наличии (б) влияния скважины

Поскольку при формировании кривой КС на нижней границе мощного пласта влиянием верхней границы можно пренебречь, то для отрисовки нижней половины кривой КС можно воспользоваться теми нашими рассуждениями, при помощи которых был построен рис. 5.7, а.

При дальнейшем подъеме зонда и приближении точки О к верхнему контакту (позиция 1) плотность тока в области приемных электродов начинает расти из-за втягивающего действия низкоомной перекрывающей среды, $j > j_0$ и $p_k \rightarrow p_k^{max} > p_2$. После перехода точки О в перекрывающую среду (позиция 2) $p_{ш}$ скачком падает до уровня p_{xi} , поскольку приемные и питающие электроды разделены контактом, КС остается постоянным $p_k = p_k^*$ до тех пор, пока точка А также не пересечет контакт. В позиции 3 (электрод А над контактом) плотность тока остается $j > j_0$, а $p_k > p_1$, но по мере удаления от контакта $j \rightarrow j_0$, а $p_k \rightarrow p_1$.

Наличие бурового раствора в скважине приводит к сглаживанию реальных кривых КС, площадки равного сопротивления (p_k^*) на них, как правило, исчезают. Однако остаются точка p_k^{max} на кровле пласта и точка p_k^{min} - на его подошве. Бывает также хорошо заметна точка f - резкого возрастания кривой КС, расположенная на расстоянии L выше подошвы пласта (рис. 6.1, б).

Таким образом, на диаграммах обращенного градиент-зонда кровля мощного пласта ВС "отбивается" точкой максимума КС, а подошва - точкой минимума.

Обращенный градиент-зонд называется еще и "кровельным" зондом, т.к. наиболее уверенно (по точке max) "отбивает" кровлю пласта ВС.

2. На основании аналогичных рассуждений на рис. 6.2 построены диаграммы КС над мощным пластом высокого сопротивления для последовательного градиент-зонда. Этот зонд отчетливее всего по точке экранного максимума "отбивает" подошву пласта, благодаря чему он и получил название "подошвенного" зонда.

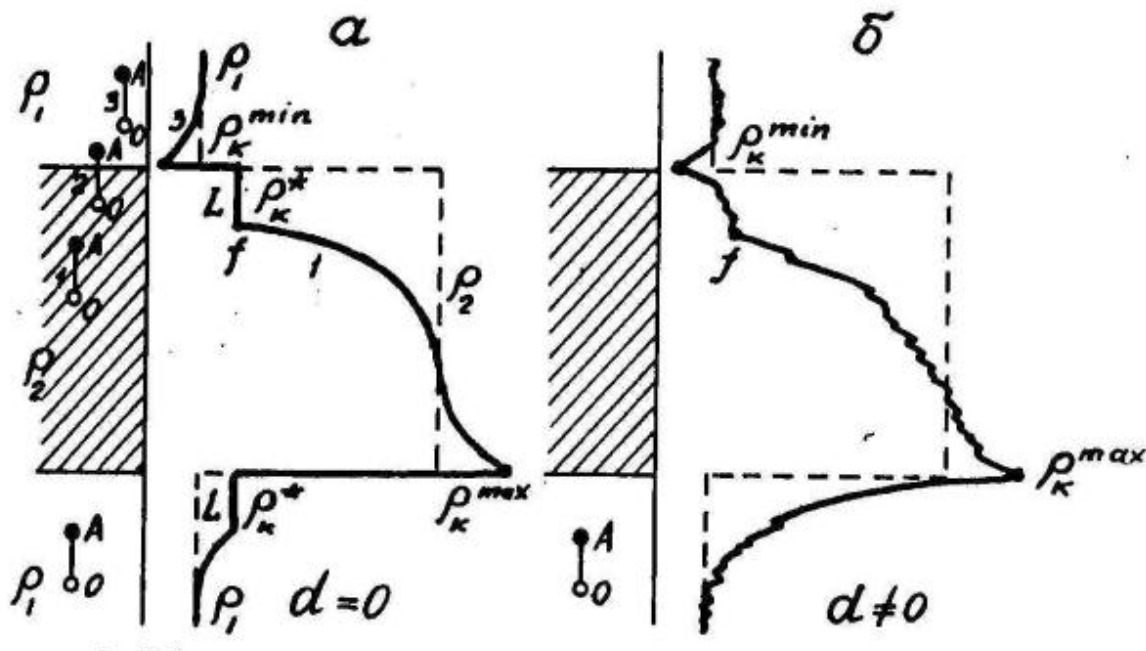


Рис. 6.2. Форма кривых КС над мощным пластом высокого сопротивления для последовательного градиент-зонда в случае отсутствия (а) и при наличии (б) влияния скважины

Величину истинного сопротивления высокоомного пласта можно считать примерно равной средневзвешенному ρ_k^{cp} по мощности кажущемуся сопротивлению в пределах между контактами пласта. Величина ρ_k^{cp} определяется графически так, как это показано на рис. 7.6.

3. Рассмотрим кривую КС над мощным пластом ВС для потенциал-зонда АМ (рис. 6.3 а, б). Так же, как и в предыдущем случае, нарисуем нижнюю часть кривой, перенеся ее с рис. 5.7. При дальнейшем подъеме зонда и приближении электрода А к верхнему контакту (позиция 1) плотность тока начинает падать $j < j_0$ из-за втягивания тока перекрывающей низкоомной средой, и ρ_k уменьшается ($\rho_k < \rho_2$) до тех пор, пока электрод А не встанет на верхний контакт (точка записи при этом на $L/2$ ниже верхнего контакта). В позиции 2 (между точками А и М находится контакт) выполняется условие $\rho_k = \rho_k^*$ до тех пор, пока электрод М не пересечет верхний контакт.

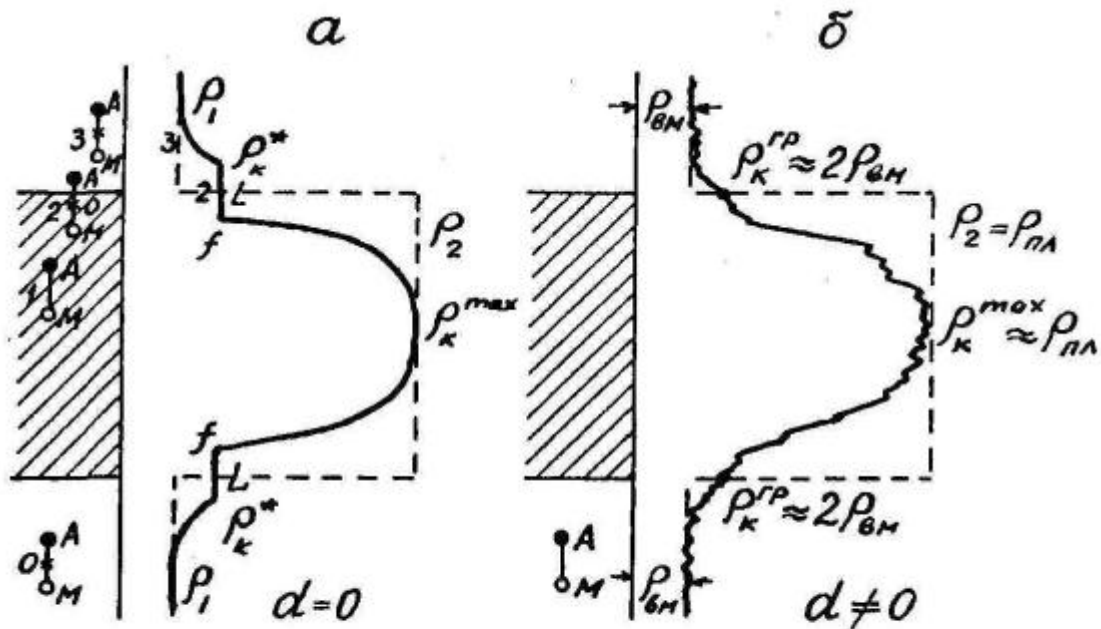


Рис. 6.3. Форма кривых КС над мощным пластом высокого сопротивления для потенциал-зонда в случае отсутствия (а) и при наличии (б) влияния скважины

В позиции 3 в интервал между электродами М и N начинает включаться все больший участок перекрывающей среды с низким сопротивлением ρ_1 и $\rho_k \rightarrow \rho_1$.

При наличии бурового раствора в скважине площадки равного сопротивления исчезают, но, как правило, заметны точки резкого возрастания кривой КС, отложив от которых $AM/2$ в стороны от максимума КС, можно найти положение контактов пласта.

Можно воспользоваться также правилом "удвоенного сопротивления вмещающих пород".

Если положить, что пласт имеет сопротивление $\rho_2 \rightarrow \infty$, то на площадках равного сопротивления, против середины которых располагаются контакты пласта,

$$\lim_{\rho_2 \rightarrow \infty} \rho_k^* = \lim_{\rho_2 \rightarrow \infty} 2 \frac{\rho_1 \cdot \rho_2}{\rho_1 + \rho_2} = 2\rho_1.$$

Это означает, что КС на границах пласта не может быть больше удвоенного сопротивления вмещающих пород, поэтому положение границы пласта определяют по точкам пересечения диаграммы КС с горизонтальными линиями, соответствующими сопротивлению вмещающих пород, значение которого находят, осредняя кривую КС выше и ниже аномалии от пласта.

Величину истинного сопротивления пласта ВС большой мощности на диаграмме потенциал-зонда можно считать приблизительно равной ρ_k^{max} .

Поскольку КС на площадках мало (не более чем вдвое превышает сопротивление вмещающих пород), то при сравнении ширины отчетливой части аномалий и мощности пласта можно заметить, что для пластов ВС большой мощности ширина аномалии меньше мощности пласта на размер зонда.

Контрольные вопросы:

1. Какие пласты считаются мощными в методе КС?
2. Пользуясь формулой 5.12, объясните поведение КС на рис. 6.2.
3. Почему на мощных пластах высокого сопротивления ширина аномалии КС меньше, чем мощность пласта?

Урок №4

Тема: Интерпретация диаграмм КС. Тонкие пласты высокого сопротивления. Мощные пласты низкого сопротивления. Пласты средней мощности. Пласты сложного строения.

План:

1. Тонкие пласты высокого сопротивления
2. Мощные пласты низкого сопротивления.
3. Пласты средней мощности.
4. Пласты сложного строения.

1. Тонкие пласты высокого сопротивления. В методе КС пласты считаются тонкими, если их мощность меньше длины зонда ($h < l$). Над ними конфигурация кривых иная, чем над пластами большой мощности. На рис. 6.4 представлена кривая КС, полученная над тонким пластом с помощью обращенного градиент-зонда. Когда зонд располагается ниже пласта (позиции 1 и 2), формирование кривой КС происходит так же, как и для мощного пласта. Когда точка записи входит в пласт (позиция 3), вместо площадки равных сопротивлений получается наклонная площадка с возрастанием к кровле пласта из-за того, что перекрывающая пласт низкоомная среда втягивает в себя ток и, тем самым, увеличивает плотность тока в области приемных электродов. Когда точка записи выходит из пласта в перекрывающую среду (позиция 4), между питающим и приемными электродами оказывается высокоомный пласт, который экранирует приемные электроды от источника тока, плотность тока падает, и на кривой КС формируется зона экранного минимума, которая будет продолжаться до тех пор, пока электрод А не пересечет нижний контакт пласта (позиция 5). После этого, по мере удаления электрода А от подошвы пласта, все большая часть тока будет втягиваться верхней средой и, когда электрод А пересекает кровлю пласта, на кривой КС формируется экранный максимум, расстояние которого от кровли пласта равно длине зонда.

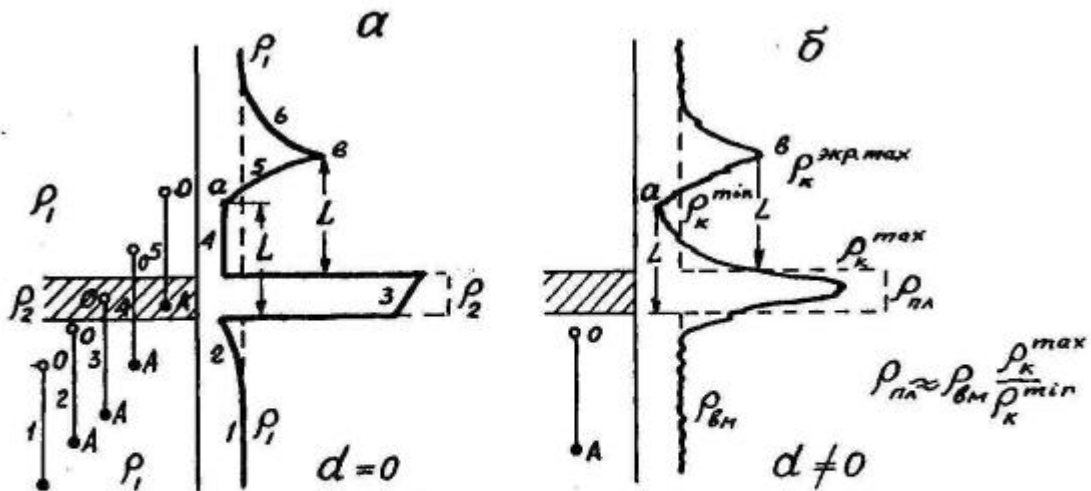


Рис. 6.4. Форма кривых КС над тонким пластом высокого сопротивления для обращенного градиент-зонда в случае отсутствия (а) и при наличии (б) влияния скважины

При наличии влияния скважины на кривой КС не всегда сохраняется экранный минимум на подошве пласта, но, как правило, бывают хорошо выражены точки основного и экранного (точка а) максимумов и точка экранного (точка в) минимума между ними. Положение контактов пласта находят, откладывая от точек а и в размер зонда в сторону основного максимума, как это показано на рис. 6.4, б.

Величину сопротивления пласта, согласно С.Г. Комарову, можно оценить по приближенной

формуле $\rho_{пл} \approx \rho_{вм} \cdot \frac{\rho_{кр}^{max}}{\rho_{кр}^{min}}$. Значения всех величин, входящих в это выражение, снимаются с кривой КС (см. рис. 6.4, б).

На рис. 6.5 представлена кривая КС, записанная над тонким пластом с помощью потенциал-зонда. При приближении зонда к подошве пласта (позиция 2) плотность тока над электродом А уменьшается и увеличивается под ним, в области приемного электрода М. Соответственно увеличивается КС и достигает максимума, когда электрод А достигает подошвы пласта (точка записи при этом находится на половину длины зонда ниже). После пересечения электродом А подошвы пласта (позиция 3) вместо площадки равных сопротивлений получается наклонная площадка с уменьшением КС из-за того, что все возрастающую (по мере подъема зонда) часть тока втягивает низкоомная перекрывающаяся среда. При пересечении электродом А кровли пласта между ним и приемными электродами оказывается высокоомный экран - пласт, и на кривой КС формируется зона экранного минимума, продолжающаяся до тех пор, пока электрод М не пересечет подошву пласта (позиция 4). После этого в значение p_{mn} включаются все возрастающие участки мощности пласта с высоким сопротивлением p_2 (электрод N находится намного ниже электрода М и на рисунке не показан). Вклад среды с сопротивлением p_2 в значение p_{mn} достигнет максимума тогда, когда электрод М дойдет до кровли пласта (вся мощность пласта войдет в отрезок MN), при этом на кривой КС сформируется еще один максимум, отстоящий от верхней границы пласта на половину длины зонда. При пересечении кровли пласта электродом М (позиция 5) p_{mn} уже не меняется, влияние высокоомного пласта на плотность тока постепенно сходит на нет, и КС приближается к значению p_1 . Таким образом, на кривой КС для потенциал-зонда над тонким пластом высокого сопротивления вместо ожидаемого увеличения сопротивления формируется зона экранного минимума, т.е. кривая КС кажущегося сопротивления совершенно не соответствует распределению истинных сопротивлений среды.

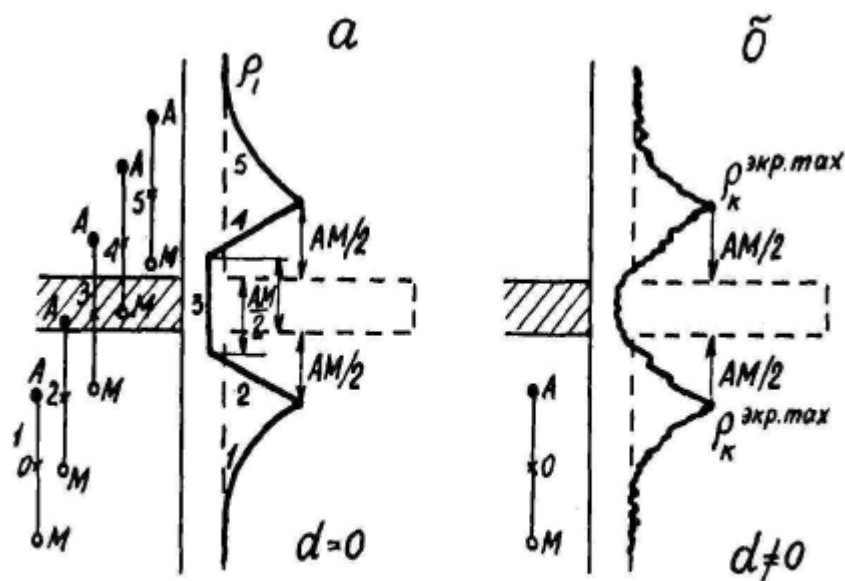


Рис. 6.5. Форма кривых КС над тонким пластом высокого сопротивления для потенциал-зонда в случае отсутствия (а) и при наличии (б) влияния скважины

Влияние скважины на кривую КС проявляется в том, что исчезает площадка равных сопротивлений в зоне экранного минимума, но обязательно сохраняются обрамляющие ее экранные максимумы. Контакты пласта можно "отбить", отложив от экранных максимумов половину длины зонда в сторону экранного минимума, как показано на рис. 6.5, б. Оценить величину истинного сопротивления пласта по кривой КС в этом случае невозможно.

Потенциал-зонды не рекомендуются для каротажа тонких пластов.

2. Мощные пласты низкого сопротивления. Кривые КС над пластами низкого сопротивления (НС) могут быть построены по тем же правилам, что и над пластами высокого сопротивления (ВС), нужно только помнить, что кровля пласта высокого сопротивления - это подошва пласта низкого сопротивления и наоборот. Следует иметь в виду и еще один момент: поскольку на площадках равного сопротивления p^* не может быть больше, чем удвоенное значение меньшего из сопротивлений двух контактирующих сред, то ширина аномалии над пластами НС бывает больше мощности пласта на длину зонда. Особенно ярко проявляется это, когда пласт имеет нулевое сопротивление, что соответствует участкам металлических труб, упущенных в скважине при бурении, или хорошо проводящим рудным интервалам. В этом случае

$$\lim_{\rho_2 \rightarrow 0} \rho_k^* = \lim_{\rho_2 \rightarrow 0} 2 \frac{\rho_1 \cdot \rho_2}{\rho_1 + \rho_2} = 0,$$

площадки равных сопротивлений получаются на нулевом уровне, и протяженность зоны нулевых сопротивлений на диаграмме КС получается больше мощности идеального проводника на длину зонда, что следует учитывать при интерпретации (рис. 6.6).

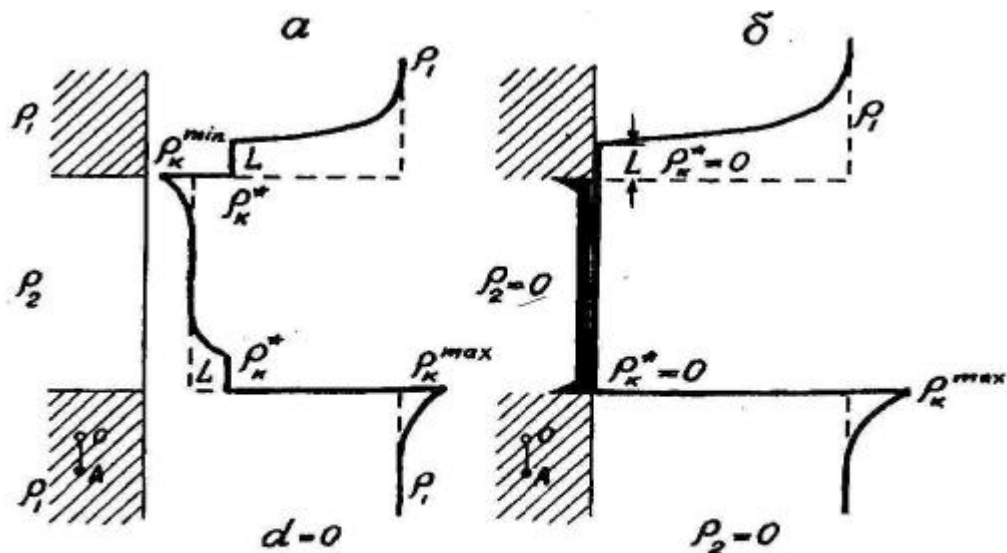


Рис. 6.6. Форма кривой КС для обращенного градиент-зонда над мощным пластом низкого сопротивления (а) и над отрезком металла (б) в скважине

3. Пласты средней мощности. В методе КС пласты считаются имеющими среднюю мощность при соотношении $L < h < 5L$. Теоретические кривые КС над пластами средней мощности отличаются тем, что вместо площадок равных сопротивлений, характерных для мощных пластов, на них получаются наклонные площадки из-за того, что при положении зонда у одной границы пласта на формирование кривой влияет и другая граница (рис. 6.7).

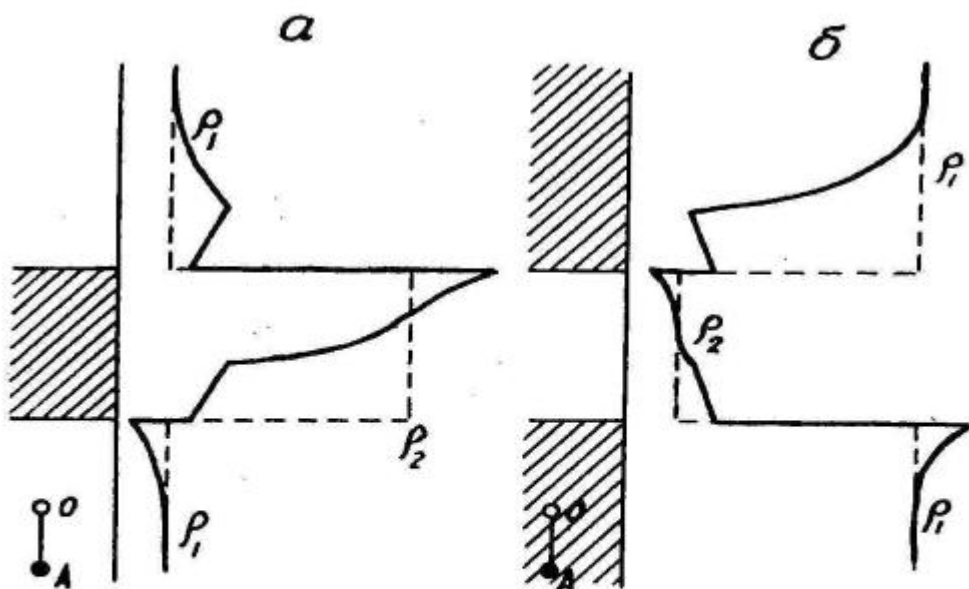


Рис. 6.7. Аномалии КС над пластами средней мощности высокого (а) и низкого (б) сопротивления

Интерпретируются эти кривые по тем же правилам, что и для мощных пластов.

4. Пласты сложного строения. Наиболее простым случаем пласта сложного строения является пачка пропластов низкого и высокого сопротивления одинаковой мощности. Наилучшие результаты получаются при использовании градиент-зондов, длина которых больше мощности

отдельного пропластка h , но меньше мощности всей пачки H - рис. 6.8. Очень нечеткие результаты дают потенциал-зонды.

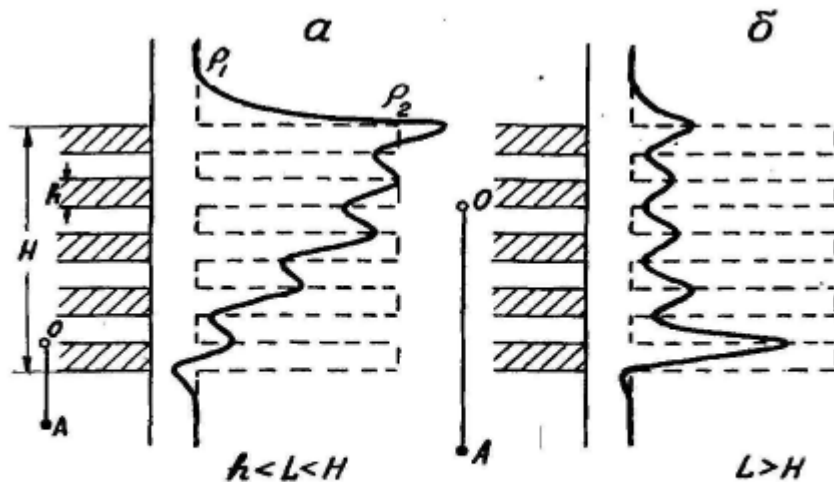


Рис. 6.8. Форма кривых КС над пачкой тонких пластов для обращенного градиент-зонда при условии $h < L < H$ (а) и $L > H$ (б)

Контрольные вопросы

1. Почему на мощных пластах низкого сопротивления аномалии КС шире, чем мощность пласта?
2. Почему потенциал-зонды не рекомендуются для каротажа тонких пластов высокого сопротивления?
3. Нарисуйте, какие аномалии КС получаются над нижним концом обсадной трубы на диаграммах, записанных с различными зондами.

Урок №5

Тема: Типы кривых бокового каротажа зондирования. Интерпретация кривых БКЗ

План:

1. Типы кривых БКЗ
2. Интерпретация кривых БКЗ
3. Кривые зондирования
4. Стандартные зонды КС

1. Типы кривых БКЗ

Полученные кривые БКЗ $p_{\kappa}^{cp} = f(L)$ бывают двуслойные и

Впервые задача о зависимости КС от длины зонда была решена советскими геофизиками: для двуслойной среды В.А. Фоком, а для трехслойной, несколько позднее, Л.М. Альпиным

Двуслойные кривые БКЗ получаются на породах, не обладающих проницаемостью, например, на глинах, плотных известняках или магматических породах. Двуслойные кривые БКЗ бывают 2-х типов. Первый тип соответствует случаю, когда сопротивление горных пород выше чем сопротивление бурового раствора ($p > p_0$). Теоретические кривые этого типа собраны на палетке БКЗ-1а (рис. 7.3). Эти кривые имеют 2 асимптоты: левую, на которую кривые выходят при $p = \infty$, она общая для всех кривых, и правую $p_{\kappa} = p_{nl}$ индивидуальную для каждой кривой. Кривые БКЗ достигают своей правой асимптоты при $L = \infty$, подходя к ней сверху. Точки пересечения теоретических кривых БКЗ с их правыми асимптотами на палетке соединены жирной пунктирной линией (линия А). Левая асимптота отсекает на горизонтальной оси отрезок, равный $\frac{1}{2} lg 8$, и направлена под углом $63^{\circ}26'$ к горизонтали.

Двуслойные кривые второго типа получаются тогда, когда сопротивление горных пород ниже, чем сопротивление бурового раствора ($p < p_0$), теоретические кривые этого типа собраны на палетке БКЗ-1б (рис. 7.4).

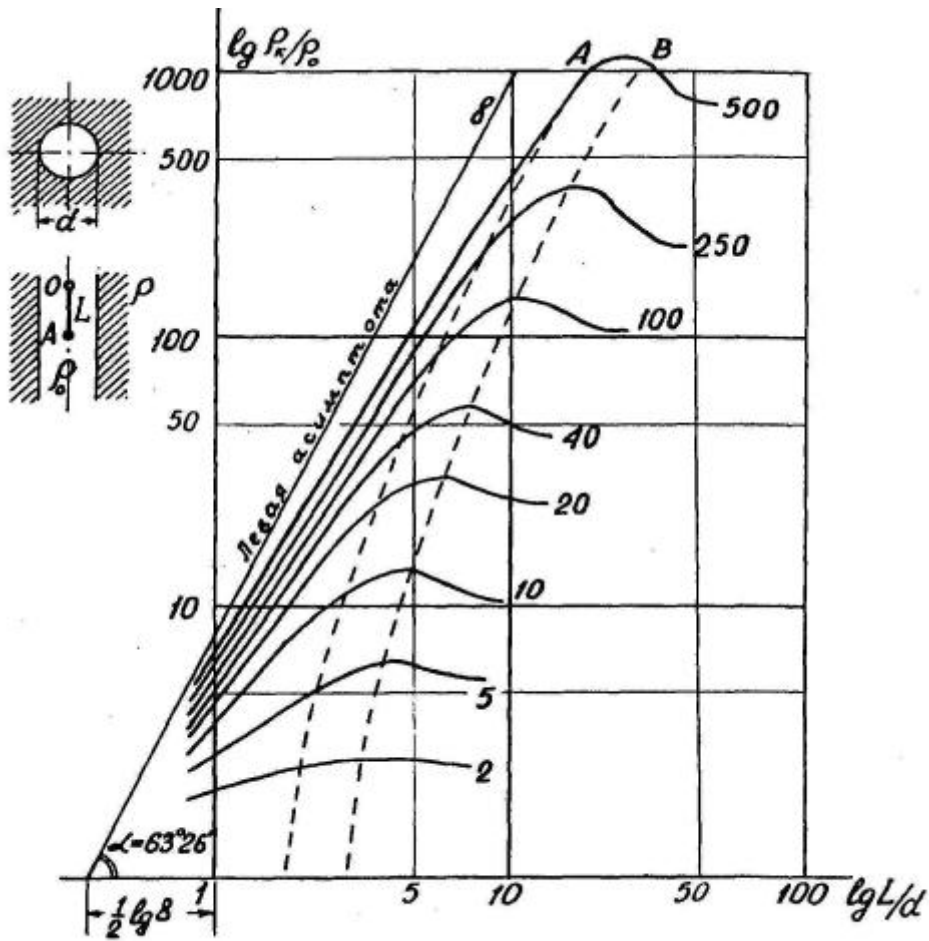


Рис. 7.3. Двуслойная палетка БКЗ-1а. Шифр кривых ρ/ρ_0

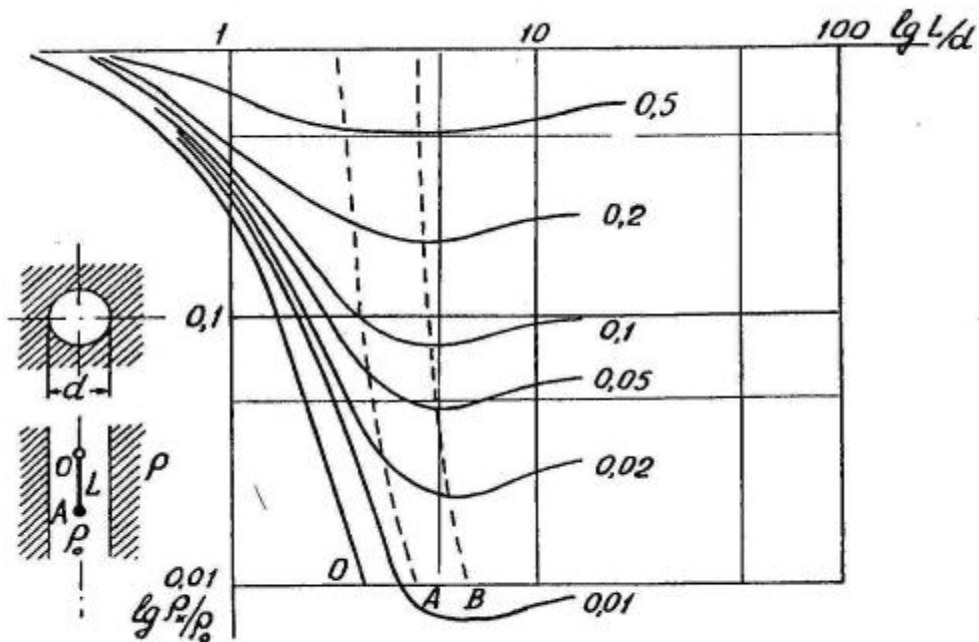


Рис. 7.4. Двуслойная палетка БКЗ-1б. Шифр кривых ρ/ρ_0

Трехслойные кривые БКЗ получают на пористых и проницаемых породах, на которых между буровым раствором и самой породой образуется промежуточный слой - зона проникновения бурового раствора с сопротивлением ρ' . Глинистую корочку, образующуюся на этих породах, можно не рассматривать как отдельный слой потому, что, во-первых, ее сопротивление близко к сопротивлению бурового раствора, а во-вторых, ее толщина очень невелика - 1-2 см.

Трехслойные кривые БКЗ также бывают двух типов - приподнятыми и выположенными - в зависимости от соотношения между сопротивлением зоны проникновения и неизменного пласта.

В случае если сопротивление бурового раствора выше, чем сопротивление пластовых вод ($p_0 > p_e$), а это наиболее частый случай при разведке нефтяных и газовых месторождений, т.к. пластовые воды на них обычно сильно минерализованы из-за своей повышенной температуры, имеет место так называемое "*повышающее*" проникновение бурового раствора: $p_0 < p' > p$. Такие трехслойные кривые называются "*приподнятыми*" - у них средняя часть приподнята по сравнению с левой и правой ветвью (рис. 7.5).

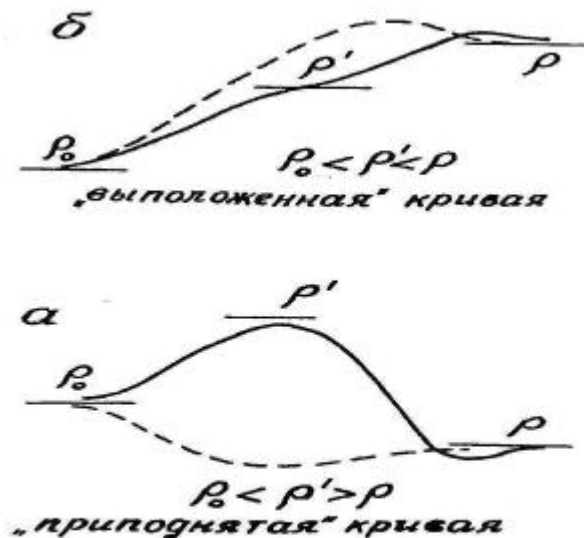


Рис. 7.5. Трехслойные кривые БКЗ и их сравнение с двухслойными (пунктир)

В случае если сопротивление бурового раствора меньше, чем сопротивление пластовых вод ($p_0 < p_e$), имеет место "*понижающее*" проникновение бурового раствора: $p_0 < p' < p$, т.к. сопротивление в зоне проникновения становится ниже, чем было до вытеснения пластового флюида фильтратом бурового раствора. Такие кривые БКЗ называются "*выположенными*". Конфигурация такой кривой в сравнении с двухслойной кривой БКЗ представлена на рис. 7.5.

На основании теоретических расчетов Л.М. Альпиным составлен альбом трехслойных кривых БКЗ. Каждый лист альбома имеет шифр в виде дроби, числитель которой означает отношение диаметра зоны проникновения к диаметру скважины D/d , а знаменатель - отношение сопротивления зоны проникновения к сопротивлению бурового раствора p'/p_0 . На одном листе находятся и приподнятые, выположенные кривые. Каждая кривая имеет модуль, равный отношению $\mu = p/p_0$. Для примера на рис. 7.6 приведен лист палетки Альпина БКЗ 4/10. Все палетки БКЗ построены в билогарифмическом масштабе; по оси ординат откладывается отношение p_k/p_0 , по оси абсцисс - отношение L/d

2.Интерпретация кривых БКЗ

Интерпретация БКЗ основана на сопоставлении практических и теоретических кривых. Построение тех и других в билогарифмическом масштабе обеспечивает возможность их совмещения, для чего практическую кривую строят на кальке. После совмещения прочитывают модуль fj соответствующей теоретической кривой $\mu = p/p_0$, при этом положение "креста" палетки, т.е. точки с координатами $p_k/p_0=1, L/d=1$ на бланке кривой определяет параметры первого слоя, т.е. p_0 и d для двухслойного разреза. Сопротивление пласта вычисляют по найденному модулю $p; p = fj \cdot p_0$.

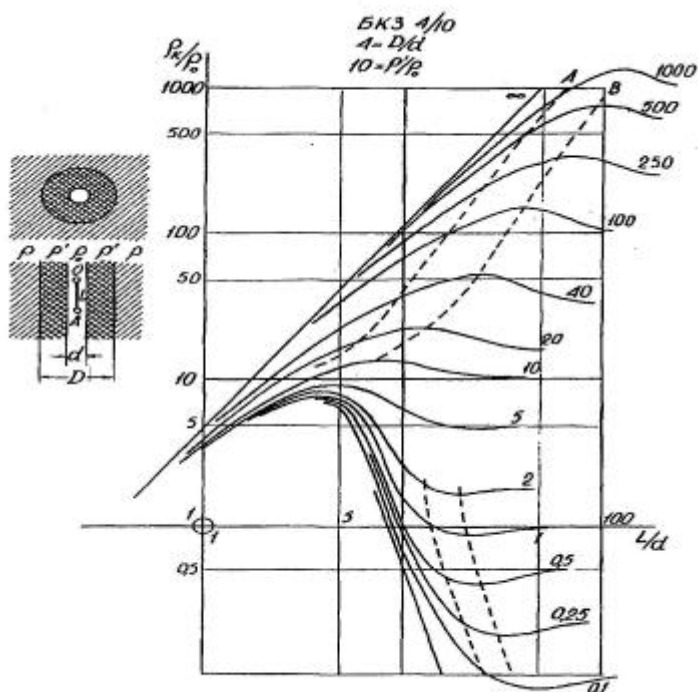


Рис. 7.6. Трехслойная палетка Альпина. Лист БКЗ 4/10. Шифр кривых ρ/ρ_0

Двуслойные палетки БКЗ можно использовать и для интерпретации трехслойных кривых. В этом случае применяют так называемый "принцип эквивалентности" - два первых слоя: скважину и зону проникновения заменяют одним фиктивным слоем, имеющим параметры p_ϕ и d_ϕ , а с палеточной совмещают правую часть практической кривой, формирующуюся, в основном, под влиянием третьего слоя - неизмененного пласта. Крест палетки при этом на бланке кривой определяет параметры первого, фиктивного слоя.

Для перехода от параметров скважины и зоны проникновения к параметрам фиктивного слоя рассчитана дополнительная палетка ЭК-1. Эта палетка для удобства использования вынесена на один лист с палетками БКЗ-1а и БКЗ-26. Такие палетки называются *сводными* и имеют обозначение БКЗ-1с и БКЗ-2с.

Подробно приемы интерпретации как трехслойных, так и двуслойных кривых рассматриваются на практических занятиях.

3. Кривые зондирования

Методика интерпретации БКЗ разработана для пластов бесконечной мощности, т.е. для случая, когда отсутствуют границы, перпендикулярные оси скважины.

В реальных условиях мощность пластов всегда конечна, у каждого пласта есть подстилающие и перекрывающие породы, которые обязательно оказывают влияние на формирование кривых КС единичных зондов и, следовательно, кривой БКЗ в целом.

Это влияние проявляется наиболее сильно, когда длина зонда становится соизмеримой с мощностью пласта. Кривые $\rho_k=f(L)$, полученные для пластов ограниченной мощности, отличаются по своему внешнему виду от кривых БКЗ и называются *кривыми зондирования* - КЗ. Наибольшие расхождения между кривыми БКЗ и КЗ наблюдаются в области $h < L < 2h$. Здесь на кривых КЗ формируется минимум из-за растекания тока во вмещающие пласт породы (рис. 3.3). Интерпретировать кривые зондирования по палеткам БКЗ нельзя, но разработаны приемы и рассчитаны специальные палетки, позволяющие перестроить КЗ в кривые БКЗ, чтобы проинтерпретировать их по обычной методике.

На этих палетках нанесены линии точек отхода кривой СКЗ (кривой зондирования, построенной по средним значениям КС) от теоретической кривой БКЗ и линии точек пересечения кривой МКЗ (кривой зондирования, построенной по максимальным значениям КС) с той же теоретической кривой БКЗ. Отсчет средних и максимальных значений ρ_k по кривой КС показан на рис. 7.7. При наложении кривых зондирования на палетку ТП-1 крест палетки совмещают с точкой учета мощности ТУМ, имеющей координаты $L = h$ и $\rho_k = \rho_{в.м.}$. Теоретическая кривая от начала до точки отхода ТО идет по

кривой СКЗ, от ТО и до точки пересечения ТП - между кривыми СКЗ и МКЗ и после точки ТП уходит выше кривой МКЗ, как это показано на рис. 7.8.

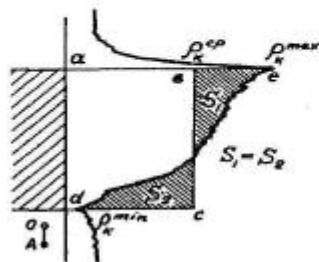


Рис. 7.7. Отсчет среднего и максимального значения КЗ

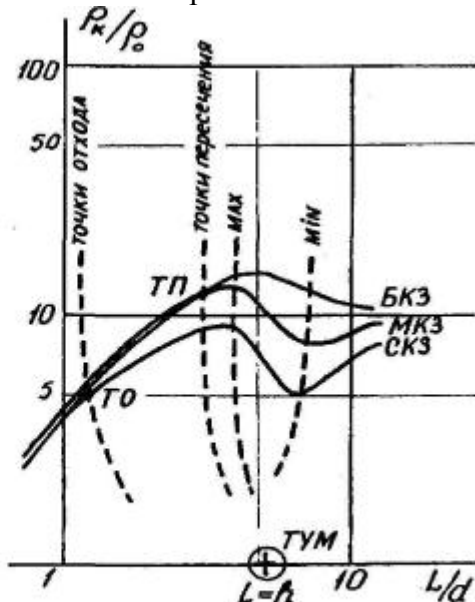


Рис. 7.8. Максимальная (МКЗ) и средняя кривая зондирования (СКЗ), наложенные на палетку ТП-1

4. Стандартные зонды КС

Недостаток метода БКЗ - большая трудоемкость (3-4 спуска комплексного скважинного прибора), продолжительная обработка и интерпретация. По этой причине БКЗ, как правило, выполняют только в продуктивной части разреза нефтяных скважин, где по УЭС оценивают пористость и нефтенасыщенность коллекторов. Всю остальную часть разреза каротируют одним стандартным зондом КС.

В качестве стандартного зонда выбирают такой зонд из набора зондов БКЗ, который дает p_k^{cp} , близкое к истинному сопротивлению пласта, и хорошо "отбивает" контакты наиболее интересных пластов.

Для выбора стандартного зонда проводят и обрабатывают результаты БКЗ по всему стволу одной или двух скважин на месторождении.

Так, например, для нефтяных месторождений Западной Сибири в качестве стандартного принят зонд В0,5А2,0М; для карбонатных отложений Волго-Уральской нефтяной провинции — М4,0А0,5В; для медно-колчеданных месторождений Урала - метровые и полуметровые градиент-зонды.

Применение стандартных зондов упрощает сопоставление диаграмм КС, записанных в разных скважинах.

Контрольные вопросы

1. Что является объектом изучения в методе резистивиметрии?
2. Как определяют коэффициент скважинного резистивиметра?
3. В чем заключается сущность метода БКЗ?
4. Назовите 3 основных различия между БКЗ и ВЭС.
5. Сколько существует типов кривых БКЗ на двуслойном и трехслойном разрезе?
6. В каких случаях наблюдается повышающее и в каких понижающее проникновение бурового раствора в пласты-коллекторы?
7. Какие асимптоты имеют двуслойные кривые БКЗ?
8. Что означает шифр листов трехслойных палеток БКЗ Альпина? Например, БКЗ - 8/20?
9. Можно ли интерпретировать трехслойные кривые БКЗ по двуслойным палеткам?
10. Чем отличаются кривые зондирования от кривых БКЗ?
11. Каким требованиям должен удовлетворять стандартный зонд КС?

Урок № 6

Тема: Интерпретация бокового каротажа

План:

1. Интерпретация бокового каротажа

1. Интерпретация БК заключается в определении границ пластов и их электрического сопротивления $\rho_{пл}$.

Чтобы проиллюстрировать определение границ пластов по диаграммам ρ_z , на рис. 8.5 приведены диаграммы семиэлектродного БК и обычных зондов КС - малого потенциал-зонда и большого градиент-зонда из монографии Р. Дебранда, 1972.

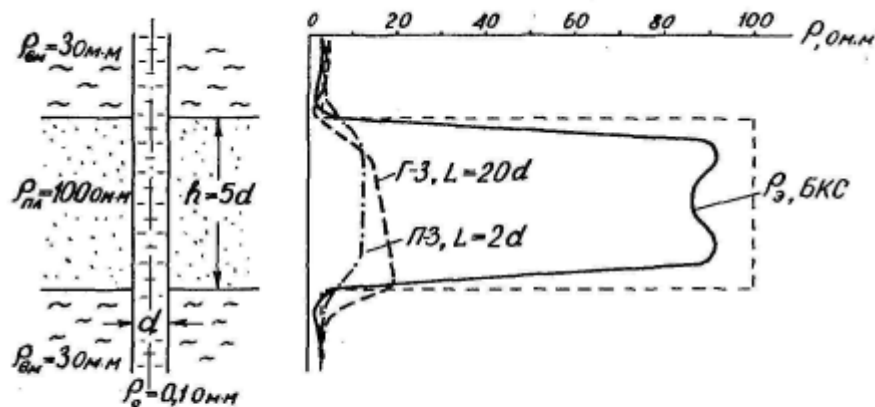


Рис. 8.5. Диаграмма бокового каротажа над тонким пластом высокого сопротивления
(по Р. Дебранду, 1972)

Сравнение этих диаграмм показывает: диаграмма БК более отчетливо выделяет тонкие пласты высокого сопротивления и дает значения ρ_z , гораздо более близкие к $\rho_{пл}$, чем КС потенциал- и градиент-зондов. Аномалия на кривой БК симметрична относительно середины пласта при равенстве сопротивлений подстилающих и перекрывающих пород. В случае неравенства этих сопротивлений максимум на кривой ρ_z смещается в сторону более высокого сопротивления. Границы пластов определяются по точкам резкого возрастания ρ_z .

При большой мощности пластов ($h > 5d$) ρ_z практически не зависит от мощности пласта и против его середины близко к значению ρ_z для $h = \infty$ и $\rho_z^{max} \rightarrow \rho_{пл}$. При $h < 5d$ наблюдается снижение максимума ρ_z . Рассчитаны палетки для определения h по ширине аномалии и $\rho_{пл}$ по амплитуде ρ_z для мощных и тонких пластов (здесь они не приводятся).

Для тонких пластов влияние ограниченной мощности пласта тем сильнее, чем ближе сопротивление вмещающих пород ($R_{вм}$) к сопротивлению бурового раствора (ρ_0).

На рис. 8.6 приведена номограмма (по М.Г. Латышевой, 1966) для определения сопротивления пласта по измеренному эффективному

сопротивлению. Она рассчитана для $d = const$ и $R_{вм} / \rho_0 = 5$. В нижней части номограммы приведена дополнительная палетка для перехода от расчетного отношения $R_{вм} / \rho_0$ к реальному. Входными величинами для $R_{вм} / \rho_0$ этой номограммы являются параметры ρ_z и $\rho_{вм}$, снятые с диаграммы БК. По координатам ρ_z / ρ_0 и $R_{вм} / \rho_0$ строят точку на нижней части номограммы, палеточную кривую, проходящую через эту точку, продолжают до горизонтальной линии, проходящей через точку $R_{пл} / \rho_0 = 1$ и восстанавливают перпендикуляр до кривой с нужным отношением h/d , на верхней части номограммы. Ордината точки пересечения перпендикуляра с этой кривой определяет искомое отношение $R_{пл} / \rho_0$.

В случае наличия зоны проникновения результаты БК несколько неточны. При повышающем проникновении в водоносных пластах результаты превышают $\rho_{пл}$, при понижающем - несколько занижают. В нефтеносных пластах таких искажений нет.

Существуют номограммы для определения $\rho_{пл}$ в случае трехслойной среды, но здесь мы их рассматривать не будем.

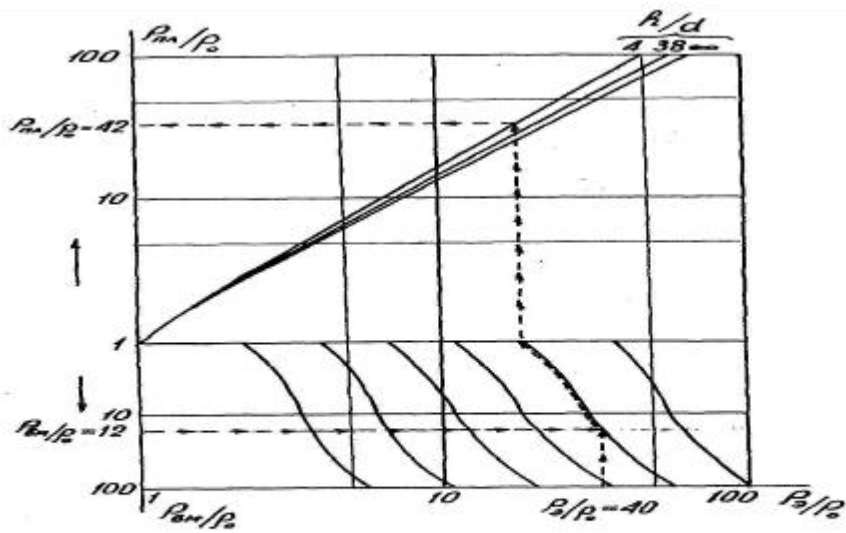


Рис. 8.6. Номограмма для определения удельного сопротивления пласта по данным бокового каротажа

Контрольные вопросы:

1. Для чего предназначен метод бокового каротажа?
2. Как определяют контакты пластов по диаграммам БК?
3. Как оценивают сопротивление пласта по диаграммам БК?

Урок № 7

Тема: Интерпретация кривых методов МЗ (микрокаротаж), МБК (микробоковой й каротаж)

План:

1. Интерпретация кривых метода МЗ
2. Интерпретация кривых метода МБК

1. Этот метод предназначен для выделения коллекторов в разрезах скважин, изучения их строения и определения сопротивления зоны проникновения бурового раствора p' . За границей этот метод известен под фирменными названиями Microlog и Minilog.

Сущность метода заключается в измерении КС двумя зондами с очень малыми расстояниями между электродами, которые установлены на "башмаке" из нефтестойкой резины, прижимаемом к стенке скважины. Расстояние между центрами электродов - 2,5 см. Из трех электродов на "башмаке" собирают 2 микрозонда: микроградиент-зонд АМN и микропотенциал-зонд АМ, диаграммы которых регистрируют одновременно. Существуют микрозонды на трехжильном и одножильном кабеле. В последнем информация о двух измеряемых параметрах $p^{мзк}$ и $p^{мпзк}$ передается по одной и той же линии связи: центральной жиле кабеля (ЦЖК) и оплетке кабеля (ОК) за счет частотной модуляции двух разных несущих частот - 7,8 и 14,0 кГц. Коэффициенты зондов определяют экспериментально при измерениях в жидкости с известным сопротивлением.

Конструкция микрозонда показана на рис. 8.1, а, а упрощенная схема измерений с ним - на рис. 8.1.6.

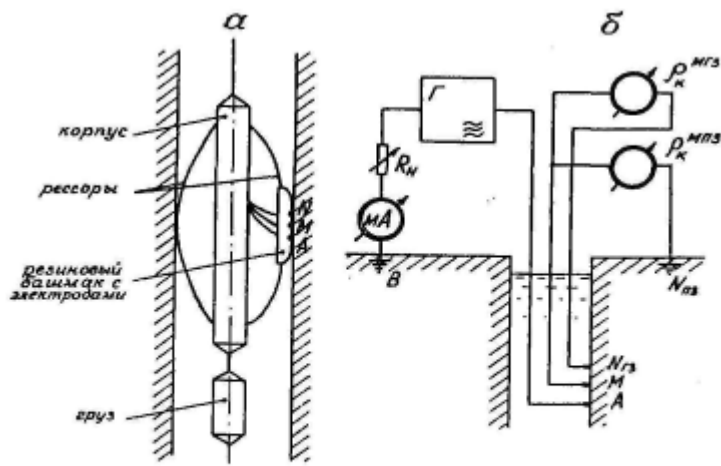


Рис. 8.1. Конструкция микрозонда (а) и упрощенная схема одновременной записи диаграмм КС микропотенциал- и микроградиент-зондов (б)

Как известно, потенциал- и градиент-зонды обладают различной дальностью исследования: у потенциал-зонда она в 2-5 раза больше, чем у градиент-зонда такой же длины. По этой причине на пластах-коллекторах показания микроградиент-зонда близки к сопротивлению глинистой корочки $\rho_{\text{К}}^{\text{МПЗ}} \rightarrow \rho_{\text{СК}}$, а показания микропотенциал-зонда определяются, в основном, сопротивлением полностью промытых пород (ρ_{nn}) или P' . Поскольку $\rho_{\text{СК}} < P'$, на пластах-коллекторах отмечается положительное приращение:

$$\Delta \rho_{\text{К}} = \rho_{\text{К}}^{\text{МПЗ}} - \rho_{\text{К}}^{\text{МГЗ}} > 0. \quad (8.1)$$

На глинах зоны проникновения бурового раствора нет, поэтому оба зонда измеряют одно и то же - сопротивление глин, следовательно,

$$\rho_{\text{К}}^{\text{МПЗ}} \approx \rho_{\text{К}}^{\text{МГЗ}}. \quad (8.1)$$

На карбонатных, плотных породах также нет зоны проникновения, и оба зонда, казалось бы, должны давать одинаковые (но более высокие, чем на глинах и песчаниках) показания. Однако из-за большой разницы в УЭС карбонатных пород и бурового раствора малейшие трещинки на стенках скважины, оказавшиеся между электродами, сильно снижают КС между ними. По этой причине обе кривые получаются сильно изрезанными с незакономерными взаимными пересечениями. Примерный вид диаграмм микрозондов на схематизированном геологическом разрезе, включающем в себя глины, песчаники и известняки, показан на рис. 8.2.

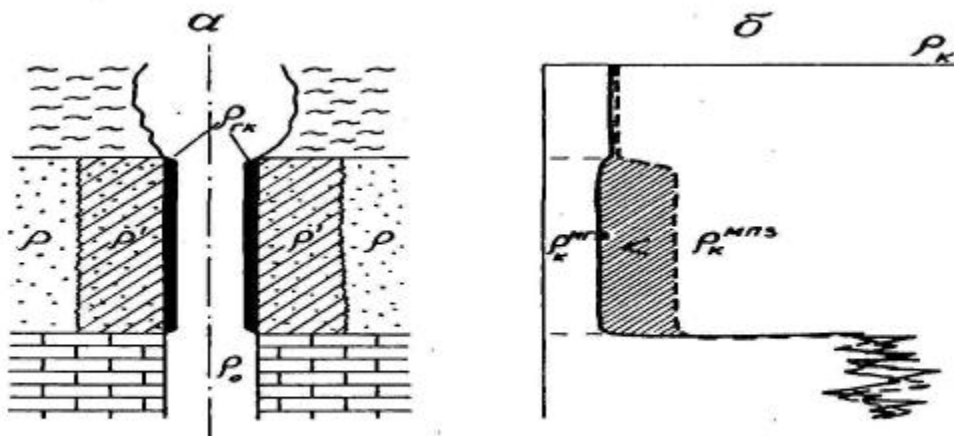


Рис. 8.2. Схематизированный геологический разрез (а) и диаграммы микрозондов (б) над ним

Таким образом, диаграммы микрозондов хорошо дифференцируют песчано-глинистый разрез и выделяют в нем пласты-коллекторы, а в них - все, даже очень маломощные непроницаемые пропластки. Границы пластов и пропластков определяются так же, как в методе КС для соответствующих зондов и пластов большой мощности.

Следует отметить, что в коллекторах с высокоминерализованными водами при отсутствии проникновения, а также напротив непроницаемых пластов высокого сопротивления, могут

наблюдаться отрицательные приращения $\Delta p_k < 0$, которые объясняются утечкой тока между стенкой скважины и башмаком микрозонда.

При наличии на Пластах-коллекторах глинистой корки большой толщины ($h_{гк} > 1,5$ см) микропотенциал- и микроградиент-зонд дают близкие показания. В таких случаях приходится прибегать к использованию других методов, например, БКЗ или МБК.

Результаты измерений с микрозондами позволяют определить величину сопротивления полностью промытых пород $\rho_{пп}$. Для этой цели рассчитана специальная номограмма, представленная на рис. 8.3.

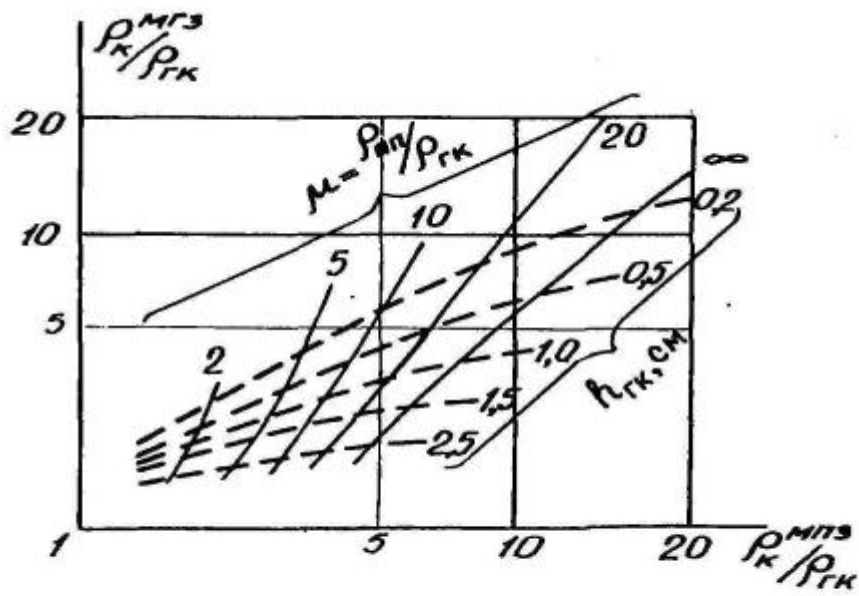


Рис. 8.3. Палетка для определения сопротивления полностью промытых пород ($\rho_{пп}$) и толщины глинистой корочки ($h_{гк}$) по результатам измерений с микрозондами

Сопротивление глинистой корки $\rho_{гк}$, которое нужно знать, чтобы воспользоваться этой номограммой, определяют по другой номограмме (здесь не приведена), отражающей зависимость $\rho_{гк} \approx f(\rho_0, t^\circ)$.

2. Микробоковой каротаж

Метод микрозондов не позволяет точно определить сопротивление промытых пород в скважинах, пробуренных на высокоминерализованном буровом растворе или тогда, когда толщина глинистой корки превышает 1,5 см.

Для таких случаев предложен микробоковой каротаж (МБК или БМК).

На рис. 8.7 представлена система электродов и распределение токовых линий одной из разновидностей зондов МБК. На башмаке из нефтестойкой резины установлен центральный точечный электрод A_0 и кольцевой экраный электрод A_1 между ними располагаются два следящих электрода M_1 и M_2 , также имеющие форму колец. Как видно на чертеже продольного разреза через башмак, расположение электродов и распределение токовых линий аналогично семиэлектродному зонду БК, но в миниатюре (диаметр электрода A) равен 9 см).

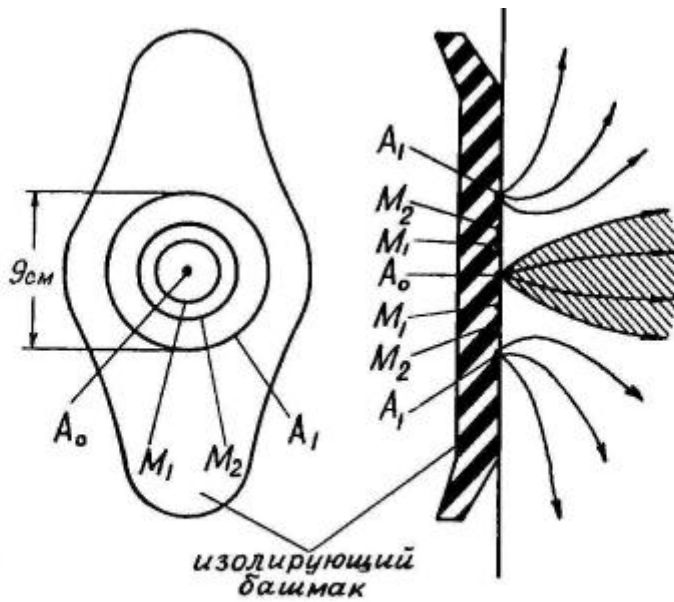


Рис. 8.7. Система электродов и распределение токовых линий зонда микробокового каротажа

Форма башмака и электродов зонда может быть и другой.

В процессе каротажа измеряют разность потенциалов между одним из следящих электродов и корпусом зонда. Измеряемая разность потенциалов пропорциональна ρ_s .

Диаграмма МБК, благодаря фокусировке тока и малым размерам электродов, очень отчетливо расчленяет разрез скважины. Особенно резкой дифференциацией характеризуются трещинно-кавернозные породы. Границы пластов определяют так же, как и в БК – по точкам резкого возрастания ρ_s .

Коэффициент зонда МБК определяют опытным путем.

По результатам измерений определяют сопротивление полностью промытых пород ρ_{nm} . Пример номограммы для определения этого параметра представлен на рис. 8.8. Толщину глинистой корки определяют по данным каверномера, который входит в состав аппаратуры МБК – один из центрирующих рычагов скважинного прибора управляет реостатным преобразователем, сопротивление которого изменяется в зависимости от диаметра скважины.

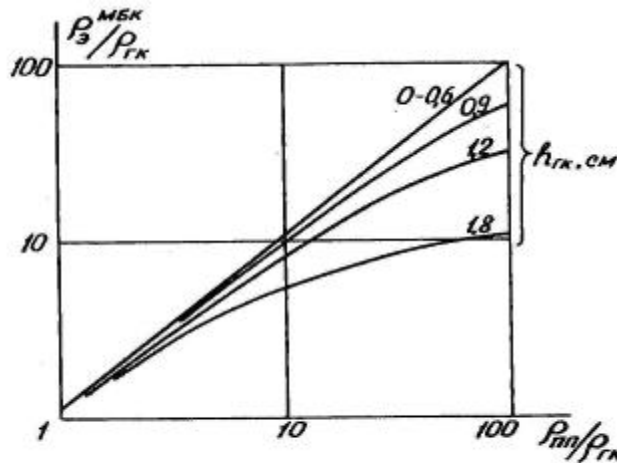


Рис. 8.8. Номограмма для определения сопротивления промытых пород (ρ_{nm}) по результатам микробокового каротажа. Шифр кривых – толщина глинистой корочки, см

Этот метод предназначен для выделения коллекторов в разрезах скважин, изучения их строения и определения сопротивления зоны проникновения бурового раствора p' . За границей этот метод известен под фирменными названиями Microlog и Minilog.

Сущность метода заключается в измерении КС двумя зондами с очень малыми расстояниями между электродами, которые установлены на "башмаке" из нефтестойкой резины, прижимаемом к стенке скважины. Расстояние между центрами электродов - 2,5 см. Из трех электродов на "башмаке" собирают 2 микрозонда: микроградиент-зонд АМН и микропотенциал-зонд АМ, диаграммы которых регистрируют одновременно. Существуют микрозонды на трехжильном и одножильном кабеле. В последнем информация о двух измеряемых параметрах $p^{мгз}_к$ и $p^{мпз}_к$ передается по одной и той же линии связи: центральной жиле кабеля (ЦЖК) и оплетке кабеля (ОК) за счет частотной модуляции двух разных несущих частот - 7,8 и 14,0 кГц. Коэффициенты зондов определяют экспериментально при измерениях в жидкости с известным сопротивлением.

Конструкция микрозонда показана на рис. 8.1, а, а упрощенная схема измерений с ним - на рис. 8.1,б.

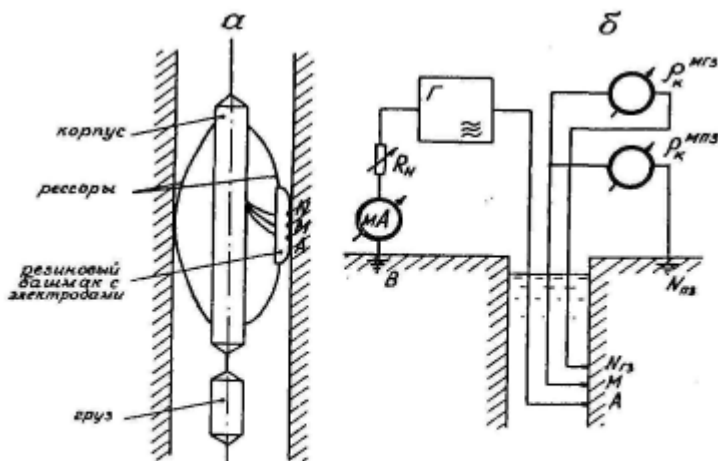


Рис. 8.1. Конструкция микрозонда (а) и упрощенная схема одновременной записи диаграмм КС микропотенциал- и микроградиент-зондов (б)

Как известно, потенциал- и градиент-зонды обладают различной дальностью исследования: у потенциал-зонда она в 2-5 раза больше, чем у градиент-зонда такой же длины. По этой причине на пластах-коллекторах показания микроградиент-зонда близки к сопротивлению глинистой корочки $p^{мпз}_к \rightarrow p_{ск}$, а показания микропотенциал-зонда определяются, в основном, сопротивлением полностью промытых пород (p_{nn}) или P' . Поскольку $p_{ск} < p'$, на пластах-коллекторах отмечается положительное приращение:

$$\Delta\rho_k = \rho_k^{мпз} - \rho_k^{мгз} > 0. \quad (8.1)$$

На глинах зоны проникновения бурового раствора нет, поэтому оба зонда измеряют одно и то же - сопротивление глин, следовательно,

$$\rho_k^{мпз} \approx \rho_k^{мгз}. \quad (8.1)$$

На карбонатных, плотных породах также нет зоны проникновения, и оба зонда, казалось бы, должны давать одинаковые (но более высокие, чем на глинах и песчаниках) показания. Однако из-за большой разницы в УЭС карбонатных пород и бурового раствора малейшие трещинки на стенках скважины, оказавшиеся между электродами, сильно снижают КС между ними. По этой причине обе кривые получаются сильно изрезанными с незакономерными взаимными пересечениями. Примерный вид диаграмм микрозондов на схематизированном геологическом разрезе, включающем в себя глины, песчаники и известняки, показан на рис. 8.2.

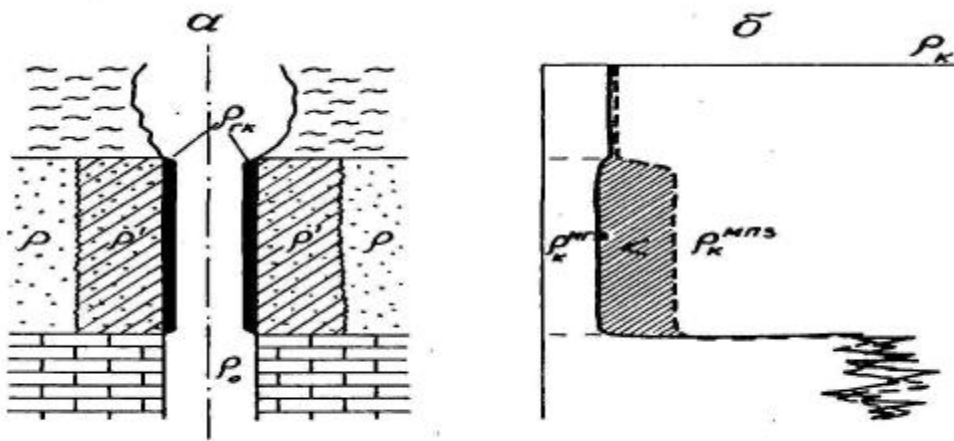


Рис. 8.2. Схематизированный геологический разрез (а) и диаграммы микрозондов (б) над ним

Таким образом, диаграммы микрозондов хорошо дифференцируют песчано-глинистый разрез и выделяют в нем пласты-коллекторы, а в них - все, даже очень маломощные непроницаемые пропластки. Границы пластов и пропластков определяются так же, как в методе КС для соответствующих зондов и пластов большой мощности.

Следует отметить, что в коллекторах с высокоминерализованными водами при отсутствии проникновения, а также напротив непроницаемых пластов высокого сопротивления, могут наблюдаться отрицательные приращения $\Delta\rho_k < 0$, которые объясняются утечкой тока между стенкой скважины и башмаком микрозонда.

При наличии на Пластах-коллекторах глинистой корки большой толщины ($h_{гк} > 1,5$ см) микропотенциал- и микроградиент-зонд дают близкие показания. В таких случаях приходится прибегать к использованию других методов, например, БКЗ или МБК.

Результаты измерений с микрозондами позволяют определить величину сопротивления полностью промытых пород $\rho_{пп}$. Для этой цели рассчитана специальная номограмма, представленная на рис. 8.3.

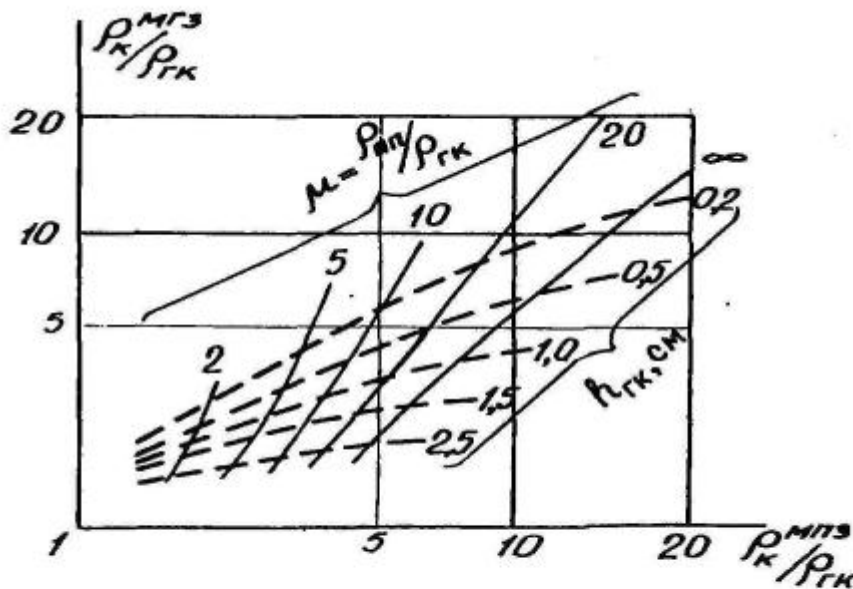


Рис. 8.3. Палетка для определения сопротивления полностью промытых пород ($\rho_{пп}$) и толщины глинистой корочки ($h_{гк}$) по результатам измерений с микрозондами

Сопротивление глинистой корки $\rho_{гк}$, которое нужно знать, чтобы воспользоваться этой номограммой, определяют по другой номограмме (здесь не приведена), отражающей зависимость $\rho_{гк} \approx f(\rho_o, t^\circ)$.

Контрольные вопросы:

1. Для чего нужен микробоковой каротаж?
2. Для чего предназначен метод микрозондов?
3. Укажите признаки коллекторов, глин и плотных карбонатных пород на диаграммах микрозондов (МЗ).
4. Какие количественные данные могут быть получены при интерпретации диаграмм МЗ?

Урок №8

Тема: Интерпретация результатов ИК

План:

1. Интерпретация результатов ИК

1. Интерпретация результатов

Рассмотрим порядок решения основных вопросов интерпретации диаграмм индукционного каротажа.

Определение контактов и мощностей пластов

Как показывают теоретические расчеты, кривые индукционного каротажа имеют простую симметричную форму без заметных искажений на границах пластов. Для определения мощностей пластов применяется правило полумаксимума амплитуды аномалии (рис. 9.5). Мощность, найденная по этому правилу, обозначается I_{ϕ} (фиктивная). При больших мощностях пластов ($l/\gamma > 2L$) I_{ϕ} совпадает с истинной мощностью, для маломощных пластов I_{ϕ} отличается от истинной мощности тем больше, чем меньше мощность пласта и чем больше отношение сопротивления пласта к сопротивлению вмещающих пород. Для маломощных пластов истинная мощность по I_{ϕ} может быть найдена с помощью палетки (рис. 9.6).

Определение сопротивления пластов

Экстремальное значение кажущегося сопротивления против середины мощного пласта практически равно удельному сопротивлению пласта неограниченной площади. С уменьшением мощности пласта амплитуда аномалии уменьшается тем больше, чем меньше мощность пласта.

По кажущемуся сопротивлению, снятому с диаграмм индукционного каротажа, в случае отсутствия глубокого проникновения бурового раствора, можно определить истинное сопротивление пласта по номограммам (рис. 9.7). Эти номограммы рассчитаны для диаметра скважины, равного 0, и для одинаковых сопротивлений подстилающих и покрывающих отложений. Шифр кривых - отношение $R_{пл}/R_{вм}$

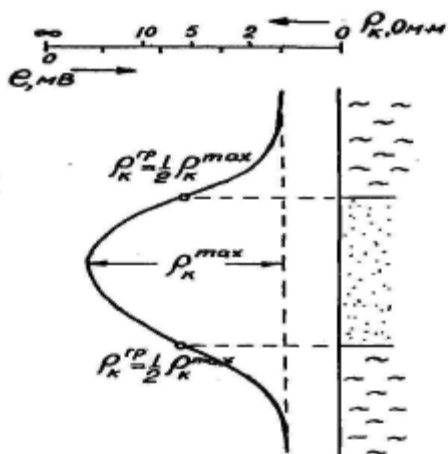


Рис. 9.5. Определение границ пласта по диаграмме индукционного каротажа

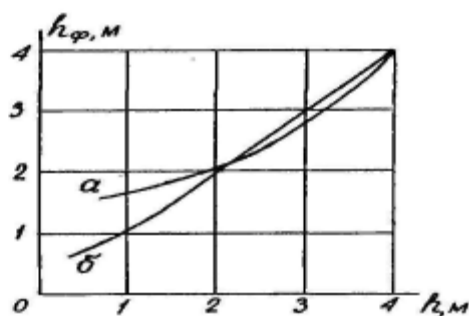


Рис. 9.6. Палетка для определения мощности тонких пластов по h_{ϕ} -мощности, найденной по правилу полумаксимума аномалии ИК

ИК наиболее чувствителен к пропласткам повышенной электропроводности и почти не фиксирует прослой высокого сопротивления, т.к. при замерах отсутствует экранирование, присущее обычным зондам КС. Таким образом, кривые ИК получаются недостаточно детальными.

Недостаток ИК, связанный с ограниченной областью применения ($\rho = 0 - 50\text{ Ом}$), вызывает необходимость комплексирования ИК с другими методами, например, БК.

Существует комплексная аппаратура для одновременной регистрации диаграмм ИК и БК.

В настоящее время ИК широко применяется и в обычных скважинах, пробуренных на простом глинистом растворе, благодаря тому, что позволяет определять истинное сопротивление пластов быстрее и дешевле, чем метод БКЗ.

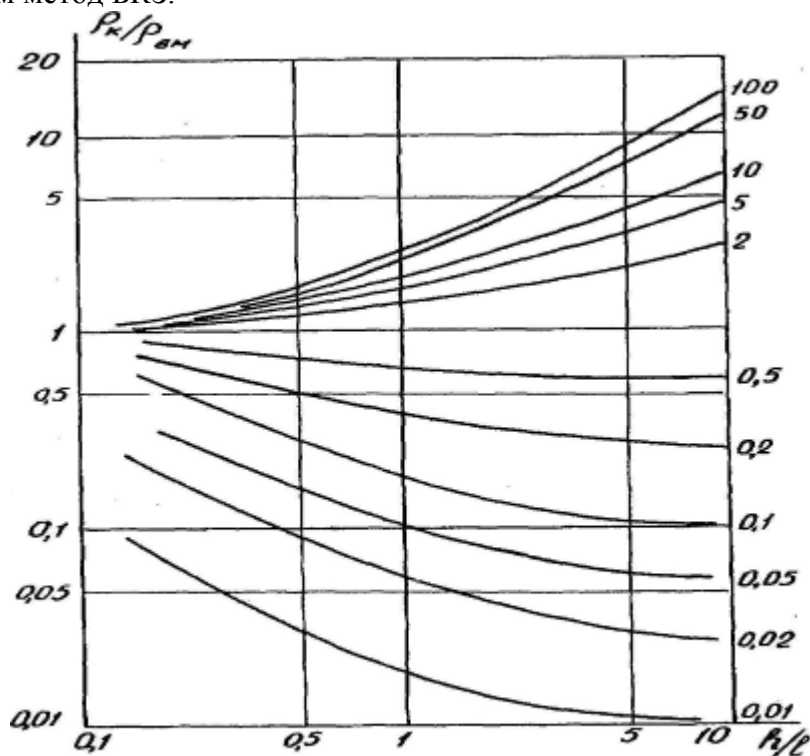


Рис. 9.7. Номограмма для определения сопротивления пласта по данным индукционного каротажа. Шифр кривых $\rho_{пл} / \rho_{вн}$

Контрольные вопросы:

1. Что такое радиальный геометрический фактор? Для каких целей используют графики q_r ?
2. Что такое вертикальный геометрический фактор? Для каких целей используют графики q_z ?
3. Каковы недостатки ИК?
4. Имеет ли смысл проводить ИК на карбонатном разрезе? Если нет, то почему?

Урок №9

Тема: Интерпретация диаграмм ПС

План:

1. Интерпретация диаграмм ПС

1. Интерпретация диаграмм ПС

Качественная интерпретация диаграмм ПС заключается в литологическом расчленении разрезов скважин. Наилучшие результаты дает метод ПС на песчано-глинистых разрезах, породы которых обладают различной адсорбционной активностью.

При прямом поле ПС ($c_o < c_b$) глины характеризуются положительными, а песчаники - отрицательными аномалиями ПС.

Для исключения неоднозначности интерпретации диаграммы ПС нужно рассматривать в комплексе с диаграммами других методов ГИС: КС, МЗ, ГК, НТК, АК и пр.

Количественная интерпретация заключается в решении целого ряда вопросов, таких как определение мощности пластов, минерализации пластовых вод, глинистости и пористости коллекторов и некоторых др.

Определение мощности пластов по диаграммам ПС производится по правилу полумаксимума (или полуминимума) аномалии, как это показано на рис. 11.6.

Определение минерализации пластовых вод возможно при диффузионно-адсорбционном происхождении полей ПС.

Как следует из теории (формулы 10.2, 10.8):

$$\Delta U_{ПС} = \beta \cdot K_{\text{да}}^t \cdot \lg \frac{c_0}{c_a} = \beta \cdot K_{\text{да}}^t \cdot \lg \frac{\rho_a}{\rho_0} \quad (11.1)$$

Амплитуду аномалии ПС отсчитывают от уровня чистых глин (от самых высоких показаний) с учетом масштаба диаграммы.

Величину коэффициента учета мощности β определяют по специальной номограмме (см. рис. 10.4).

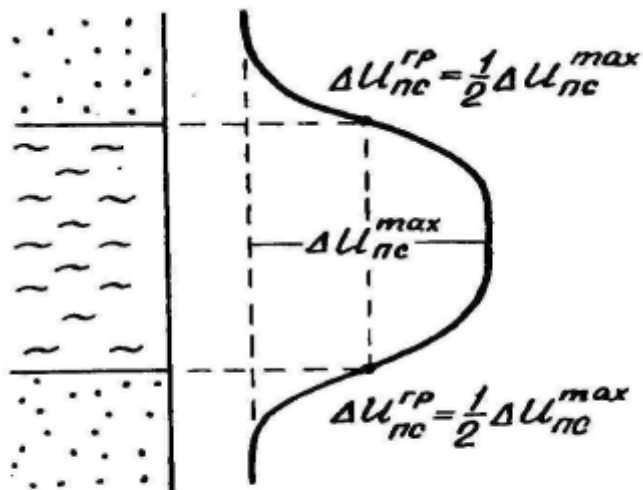


Рис. 11.6. Определение контактов пластов по диаграмме ПС

Величину коэффициента $K_{\text{да}}$ определяют в лабораторных условиях по измерениям на керне. Сопротивление бурового раствора ρ_0 определяют с помощью резистивиметрии. В итоге в выражении (11.1) остается одна неизвестная величина ρ_a - сопротивление пластовых вод, которую и находят, решая это логарифмическое уравнение. Затем по значению сопротивления ρ_a и известной температуре t определяют минерализацию пластовых вод с по формуле:

$$c = \frac{10}{(1 + 0,04t) \cdot \rho_a} \quad (11.2)$$

или по одной из соответствующих номограмм (В.Н. Дахнов, 1982).

Если значения $K_{\text{да}}$ не определялись и не известны, можно воспользоваться методикой двух растворов: измерить $AU_{ПС}$ сразу после бурения скважины, при ее заполнении раствором с сопротивлением ρ_0 ; затем заменить раствор на другой, с сопротивлением ρ'_0 , и повторно измерить $AU'_{ПС}$, и, решив систему из двух уравнений с двумя неизвестными:

$$\begin{cases} \Delta U_{ПС} = \beta \cdot K_{\text{да}}^t \lg \frac{\rho_a}{\rho_0} \\ \Delta U'_{ПС} = \beta \cdot K_{\text{да}}^t \lg \frac{\rho_a}{\rho'_0} \end{cases} \quad (11.3)$$

найти сопротивление ρ_a .

Эту систему (11.3) можно решить и графическим способом.

Определение глинистости коллекторов по ПС основано на зависимости адсорбционной активности, а, следовательно, и глубины аномалии ПС над коллекторами от содержания в них

глинистого материала. Для определения используют эмпирические зависимости относительной амплитуды аномалии $a_{ПС}$ от глинистости. Пример такой зависимости представлен на рис. 11.7.

$$\alpha_{ПС} = \frac{\Delta U_{ПС}^X}{\Delta U_{ПС}^{ОП}} \quad (11.4)$$

где $\Delta U_{ПС}^X$ - амплитуда аномалии ПС над исследуемым пластом;
 $\Delta U_{ПС}^{ОП}$ - то же для чистых кварцевых песчаников, обе аномалии отсчитываются от уровня мелкодисперсных "чистых" глин.

Зависимости, изображенные на рис. 11.7, справедливы для водоносных песчаников с большой пористостью.

Определение пористости по ПС также основано на использовании статистической связи между коэффициентом пористости K_n и амплитудой аномалии ПС, установленной путем сопоставления диаграмм ПС с результатами лабораторных исследований керна.

Поскольку аномалия ПС зависит от соотношения сопротивлений p_a и p_0 и мощности пласта, то измеренные аномалии $\Delta U_{ПС}$ пересчитывают, приводят к стандартным условиям, соответствующим $h = \infty$ и $p_0 = 1$ Ом-м, или вычисляют параметр a_{nc} (формула 11.4).

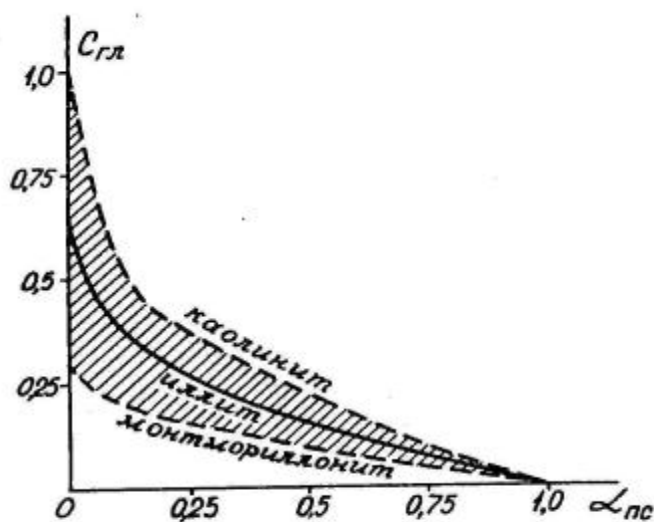


Рис. 11.7. Определение глинистости водонасыщенных песчаников по параметру $\alpha_{ПС}$
 (по Р. Дебранду)

Благоприятными условиями для применения этого способа является постоянство минерализации пластовых вод, однородный состав глинистого цемента и отсутствие карбонатного цемента в исследуемом разрезе.

Определение пористости по ПС имеет все недостатки, свойственные методам, использующим статистически установленные связи, и в настоящее время используется редко.

Кроме рассмотренных здесь задач, метод ПС может быть использован еще и для определения пластовых давлений по фильтрационным потенциалам (см. предыдущую лекцию).

Контрольные вопросы:

1. Как определить амплитуду аномалии ПС?
2. Как определяют границы пластов по диаграммам ПС?
3. Как графическим способом определить минерализацию пластовых вод по методу 2-х растворов?
4. Чему равен параметр a_{nc} ?
5. Как по диаграмме ПС оценить глинистость песчаника, если не известен минеральный состав глинистого материала?
6. Всегда ли на диаграммах ПС глинам соответствуют положительные аномалии, а песчаникам - отрицательные? Если не всегда, то при каких условиях?

Урок №10

Тема: Интерпретация результатов гамма каротажа

План:

1.Интерпретация результатов ГК

1.Интерпретация результатов ГК

Качественная интерпретация диаграмм ГК заключается в литологическом расчленении разреза, которое основано на различии горных пород по их радиоактивности. В общем случае однозначное определение пород по одним лишь диаграммам ГК невозможно и решать эту задачу следует при комплексном использовании диаграмм всех видов каротажа (КС, ПС, НТК, АК и др.).

Наиболее эффективен ГК при поисках и разведке руд ЕРЭ, например, урановых руд или калийных солей.

При **количественной** интерпретации диаграмм ГК получают исходные данные (мощность рудных интервалов и содержание радионуклида) для подсчета запасов радиоактивных руд. При этом ГК дает более достоверные результаты, чем опробование керна за счет своей большей представительности.

Количественная интерпретация диаграмм ГК основывается на зависимости площади аномалии S от мощности радиоактивного интервала h и содержания в нем радиоактивного элемента q , выражаемой уравнением:

$$S = K_o q h, \quad (12.2)$$

где K_o - коэффициент пропорциональности, определяющий интенсивность γ -излучения пласта насыщенной мощности при единичном содержании в нем радиоактивного элемента. Величина K_o зависит от типа и размеров детектора, а также от плотности и $\varepsilon_{эф}$ руды. Поскольку учесть все эти факторы аналитически весьма сложно, то величину K_o определяют экспериментально по измерениям на моделях пластов с известным содержанием радионуклида. Например, для урановых руд гидрогенного типа и счетчика МС-13 $K_o=115$ мкР/час на 0,01% U .

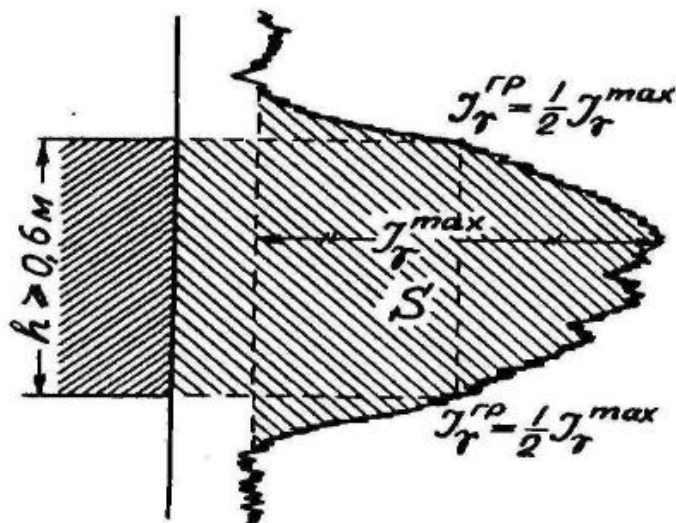


Рис. 12.2. Определение контактов пласта большой мощности и расчет площади аномалии по диаграмме ГК

Определение мощности. Для определения мощности рудного интервала используют способ $1/2 I_\gamma^{\text{max}}$, $4/5 I_\gamma^{\text{max}}$ заданной интенсивности и др. Выбор способа зависит от мощности рудного подсечения, равномерности оруденения и некоторых других факторов.

Для примера на рис. 12.2 показан способ $1/2 I_\gamma^{\text{max}}$, который применяют при условии насыщенной по γ -излучению мощности рудных тел ($h \geq 0,6$ м) и при равномерном оруденении. Амплитуду аномалии I_γ^{max} отсчитывают от уровня γ -фона вмещающих пород с учетом разности показаний над перекрывающими и подстилающими породами.

Другие способы определения h рассматриваются в специальной литературе.

Определение содержаний. Определение содержания для всех видов аномалий производится по формуле:

$$q = \frac{S}{100 K_0 \cdot h} \quad (12.3)$$

где h - мощность интервала, м.

Значение площади S в см-мкР/час определяется по замкнутому контуру, ограниченному кривой ГК, осью глубин и контактами пласта, как это показано на рис. 12.2.

Введение поправок. При определении содержаний ЕРЭ необходимо учитывать, что какая-то часть γ -излучения поглощается в буровом растворе и обсадных трубах (если они есть).

Поправка на поглощение в буровом растворе $P_{бр}$ и обсадных трубах

$P_{тр}$ определяется по одной и той же номограмме (рис. 12.3), на которой нанесено 2 кривых: одна - для раствора (воды), другая - для железа (обсадных труб). Исправленная площадь рассчитывается по формуле:

$$S_{испр} = \frac{S \cdot 10^4}{(100 - P_{бр}) \cdot (100 - P_{тр})}$$

где $P_{бр}$ и $P_{тр}$ - доли излучения в процентах, поглощенные, соответственно, буровым раствором и трубами. Эти величины снимаются с номограммы рис. 12.3 по разности в диаметрах скважины и скважинного прибора ГК и по толщине обсадной трубы.

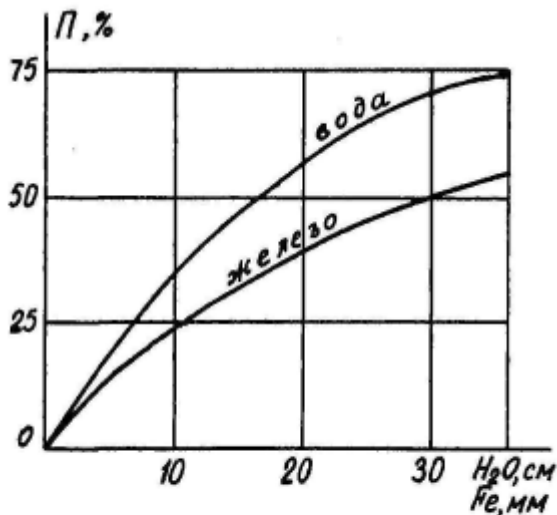


Рис. 12.3. Номограмма для определения поправки за поглощение гамма-излучения в воде и в обсадных трубах

При определении по ПС содержания U необходимо вводить еще поправку на состояние радиоактивного равновесия между ураном и радием, поскольку сам уран γ -квантов практически не дает, а все γ -излучение идет от радия и продуктов его распада. Состояние радиоактивного равновесия определяют по содержанию в руде U и Ra , которые находят по лабораторным анализам зерна. В равновесной руде содержание Ra в $3,4 \cdot 10^4$ раз меньше, чем U . Соответственно, в неравновесной руде

$$K_{pp} = \frac{q_{Ra}}{q_U \cdot 3,4 \cdot 10^{-7}}$$

С поправкой на состояние радиоактивного равновесия содержание U :

$$q_{исп} = \frac{q}{K_{pp}} \quad (12.6)$$

В скважинах нефтяных и газовых месторождений по диаграммам ПС определяют глинистость коллекторов. На диаграммах ПС проводят одну линию, соответствующую глинам, другую - соответствующую чистым кварцевым пескам. Величину отклонения I_γ от этих линий на исследуемом пласте полагают линейно связанной с глинистостью коллектора $C_{гн}$.

По мнению других источников,

$$\lg C_{гн} = a I_\gamma - b$$

где a и b - постоянные, величину которых определяют для каждого месторождения на основе лабораторного анализа зерна.

Контрольные вопросы:

1. Какой способ используют для определения границ пластов большой мощности по диаграммам ГК?
2. Как определяют по ГК содержание радиоактивных элементов?
3. Какие мешающие факторы учитывают при количественной интерпретации диаграмм ГК?

Урок №11

Тема: Интерпретация результатов ГГК

План:

1. Плотностной гамма-гамма-каротаж
2. Селективный гамма-гамма-каротаж

В ГГК выделяют 2 основные разновидности метода: плотностной и селективный γ - γ -каротаж.

1. Плотностной гамма-гамма-каротаж

Плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-П) основан на изучении комптоновского рассеяния γ - квантов в горных породах. Поскольку этот эффект наблюдается при достаточно высокой энергии γ - квантов, то в ГГК-П используют источники с энергией $E_\gamma > 0,5$ МэВ. Такими источниками являются искусственные изотопы

Co^{60} ($E_\gamma = 1,17$ МэВ и $1,33$ МэВ), Cs^{137} ($E_\gamma = 0,66$ МэВ) и естественный

ЕРЭ - Ra^{226} , который дает целый спектр γ -квантов с энергиями от $0,35$ до $1,76$ МэВ. Длина зондов от 20 до 50 см.

Область применения. ГГК-П находит применение при исследовании нефтяных и газовых, углеразведочных и рудных скважин.

На нефтяных и газовых месторождениях ГГК-П применяют для дифференциации разрезов скважин по плотности и для определения пористости пород-коллекторов. Как известно, плотность породы σ_n , и коэффициент пористости K_n связаны функциональной зависимостью

$$\sigma_n = (1 - K_n) \cdot \sigma_{ск} + K_n \cdot \sigma_{жс} \quad (12.11)$$

где $\sigma_{ск}$ и $\sigma_{жс}$ - соответственно, плотности минерального скелета и жидкости, насыщающей поры породы. Эти параметры определяют при лабораторных исследованиях керна.

Плотность породы в целом σ_n определяют по результатам плотностного ГГК. При этом аппаратуру градуируют на эталонных образцах с известной плотностью. Современная аппаратура позволяет получать диаграммы ГГК-П, масштаб которых сразу разбит в единицах плотности. Выражение для K_n получают из уравнения (12.11).

ГГК-П применяют также при цементометрии эксплуатационных скважин для определения высоты подъема и наличия пустот в цементном камне, поскольку плотность цементного камня $2,2$ г/см³, а жидкости, заполняющей пустоты в нем, **1,0-1,2** г/см³.

На месторождениях ископаемых углей ГГК-П применяют для выделения угольных интервалов.

Поскольку плотность углей ($\sigma_\gamma = 1,15-1,75$) г/см³ намного меньше, чем плотность песчано-глинистых вмещающих пород ($\sigma_{вм} = 2,5 - 2,7$) г/см, то над угольными интервалами интенсивность рассеянного γ -излучения значительно повышается (рис. 12.7).

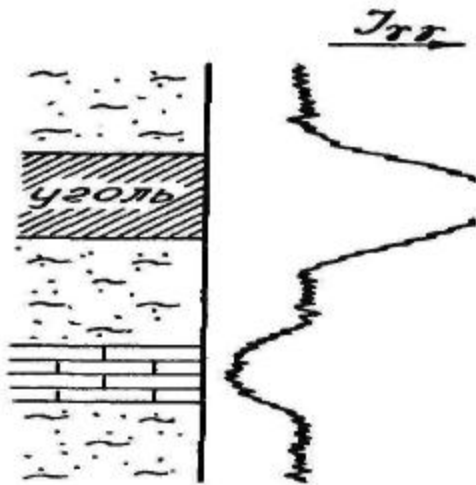


Рис. 12.7. Аномалии на диаграмме плотностного гамма-гамма-каротажа над пластами пониженной (ископаемый уголь) и повышенной (известняк) плотности

Границы угольных пластов определяют по правилу полумаксима аномалии.

На рудных месторождениях ГГК-П применяют для выделения рудных интервалов в тех случаях, когда их выделение затруднено по данным других методов.

2. Селективный гамма-гамма-каротаж

Селективный гамма-гамма-каротаж (ГГК-С, он же Z-ГГК) основан на изучении фотопоглощения γ -квантов в горных породах. Поскольку этот эффект превалирует при низкой энергии γ -квантов, в ГГК-С используют источники с энергией $E_\gamma < 0,5$ МэВ. Такими источниками являются искусственные радионуклиды: Sn^{119} ($E_\gamma = 0,39$ МэВ), Se^{75} ($E_\gamma = 0,27$ МэВ), Hg^{203} ($E_\gamma = 0,28$ МэВ). Длина зонда 10-20 см.

Область применения. ГГК-С применяется, главным образом, на угольных и рудных месторождениях.

На угольных месторождениях ГГК-С используют для определения зольности углей. Чистый уголь имеет $z_{эф} \approx 6$, поскольку состоит из

углерода. Негорючий остаток углей (зола) состоит, в основном, из кремнезема и глинозема с примесью окислов железа, $z_{эф}$ золы составляет 12-13 единиц. Между зольностью углей A^c и их $z_{эф}$ существует функциональная зависимость, представленная на рис. 12.8. Поскольку метод ГГК-С чувствителен к малейшим изменениям $z_{эф}$ среды, то по его результатам легко оценить зольность ископаемых углей. Этот метод был разработан проф. Уткиным В.И. Им же предложена удобная палетка для оценки A^c непосредственно по диаграмме ГГК. Общий вид палетки представлен на рис. 12.9.

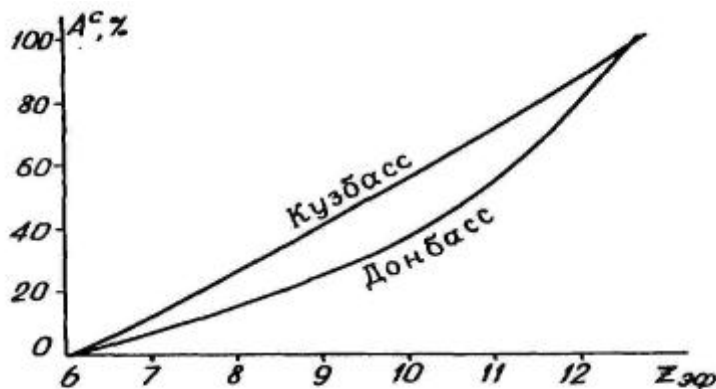


Рис. 12.8. Зависимость эффективного атомного номера от зольности для углей различных бассейнов (по В.И. Уткину)

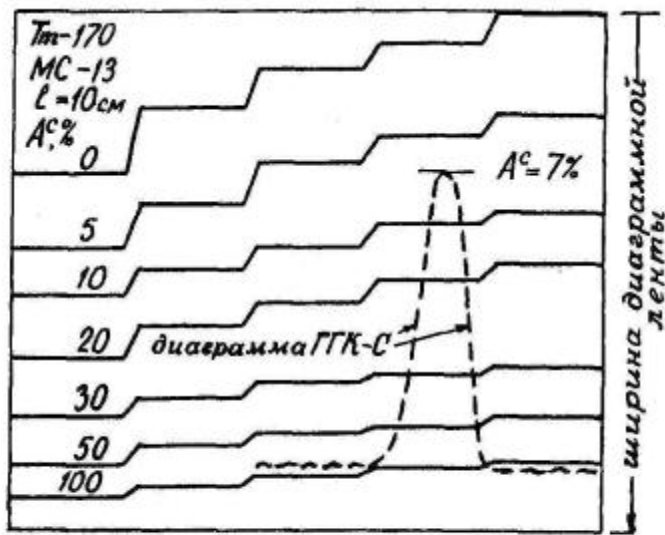


Рис. 12.9. Палетка В.И. Уткина для определения зольности ископаемых углей по диаграммам ГГК-С

На рудных месторождениях метод ГГК-С применяют для выделения рудных интервалов в разрезах скважин. При измерении спектра рассеянного у-излучения можно определить, каким элементом вызвано поглощение, т.е. возможно изучение вещественного состава руд.

На нефтяных и газовых месторождениях метод ГГК-С находит применение пока только при дефектометрии обсадных колонн. Между тем, автором совместно с доц. Бредневым И.И. и к. г.-м. н. Коргулем Г.Г. предложен способ выделения пластов-коллекторов в разрезах и определения их пористости, основанный на применении селективного ГГК. Согласно этому способу, ГГК-С выполняют в скважине дважды: до заполнения скважины жидкостью с повышенным $z_{эф}$ и после. В качестве

такой жидкости используют, например, водный раствор ацетата свинца. При 30% концентрации его $z_{эф} = 45,6$. У минерального скелета песчаников $z_{эф} = 12,4$, у известняков-15,0.

Жидкость с высоким атомным номером, проникая в поры пласта, повышает $z_{эф}$ коллектора в целом, причем тем сильнее, чем выше пористость, как это показано на рис. 12.10, а. Этот эффект отчетливо фиксируется по разности показаний каротажа ГГК-С, проведенного до и после заполнения скважины раствором с аномально высоким $z_{эф}$ (рис. 12.10, б). Расчеты показывают, что этот метод обладает очень высокой чувствительностью и позволяет определять пористость пород, начиная с $K_n = 2\%$. Способ признан изобретением и защищен патентом Российской Федерации № 1702793.

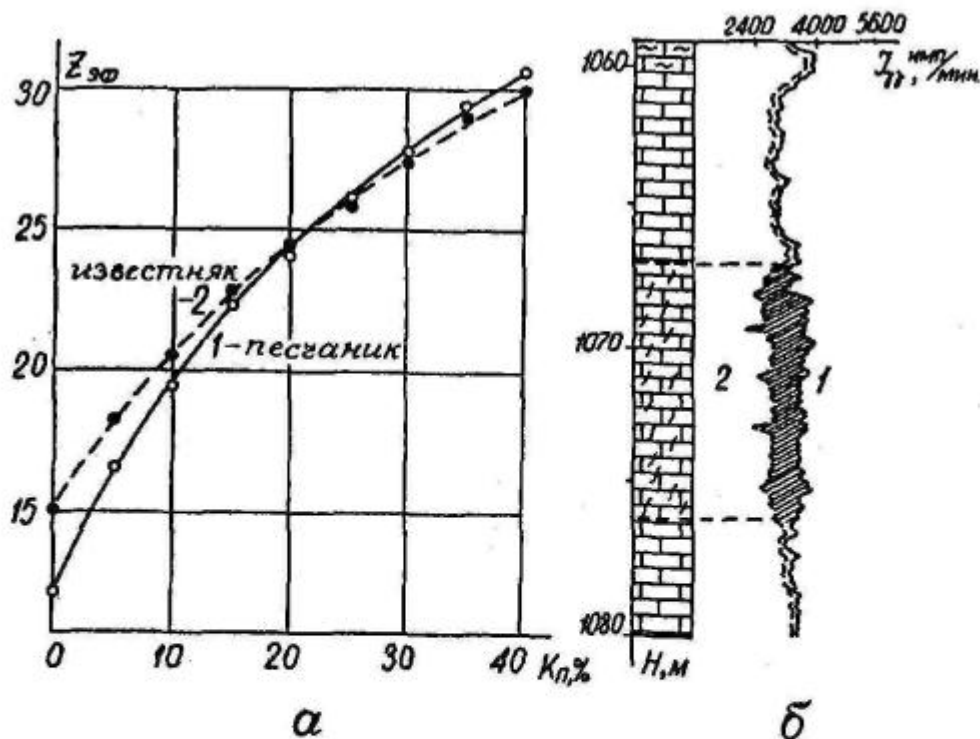


Рис. 12.10. Выделение коллекторов в карбонатном разрезе по результатам ГГК-С после заполнения скважины раствором с повышенным эффективным атомным номером (пат. РФ №1702793): а – зависимость эффективного атомного номера песчаного (1) и карбонатного (2) коллектора при заполнении его пор 30% раствором ацетата свинца от пористости; б – комплекс каротажных диаграмм: 1 – контрольная диаграмма ГГК-С, 2 – то же после заполнения скважины 30% раствором ацетата свинца

Контрольные вопросы:

1. Назовите 3 основные вида взаимодействия гамма-излучения с веществом.
2. Как устроен скважинный прибор ГГК?
3. Чем отличается плотностной ГГК от селективного?
4. Какие задачи решаются с помощью ГГК-П на нефтяных и рудных месторождениях?
5. Какие задачи решаются с помощью ГГК-С?
6. Получите выражение для расчета K_p по результатам ГГК-П из формулы (12.11).

План:

1.Интерпретация результатов НГК

2.Определение пористости

1.Интерпретация результатов НГК

Из всего круга задач, решаемых при интерпретации диаграмм НГК, мы рассмотрим только три вопроса: литологическое расчленение разрезов скважин, определение контактов и мощностей пластов, определение пористости.

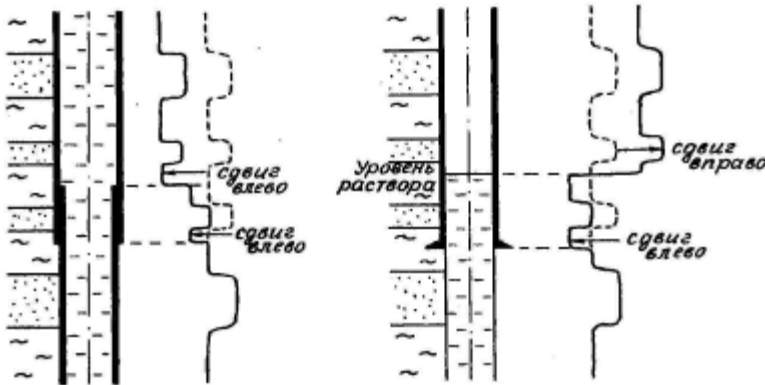


Рис. 13.6. Влияние скважинных условий на показания НГК

Литологическое расчленение разрезов скважин. Как уже отмечалось, метод НГК дифференцирует породы по водородосодержанию.

Как известно, среди осадочных пород наибольшее количество водорода содержат глины в виде химически связанной и поровой воды. Общее содержание воды в глинах может достигать 44%. Поэтому на диаграммах НГК глины выделяются самыми низкими значениями и представляют собой надежный "базовый" или опорный горизонт.

Самые же высокие уровни радиационного гамма-излучения наблюдаются против плотных малопористых известняков, которые могут служить другим опорным горизонтом, с минимальной пористостью ($K_n \approx 1\%$).

Песчаники и пески не содержат химически связанной воды, вследствие чего даже самые пористые из них отмечаются более высокими значениями НГК, чем глины. Среди гидрхимических осадков наименьшими значениями I_{ny} выделяются гипсы благодаря высокому (до 48%) содержанию кристаллизационной воды, наибольшими - ангидриты.

Наилучшие результаты получаются при совместной интерпретации диаграмм НГК и др. методов. Так, например, если в разрезе присутствуют и глины, и гипсы, которые не различаются по диаграммам НГК, их легко дифференцировать по диаграммам ГК (у глин повышенная радиоактивность) или КС (у глин электрическое сопротивление гораздо меньше, чем у гипсов).

На рис. 13.7 показан пример расчленения упрощенного геологического разреза, состоящего из глин, песчаников и известняков.

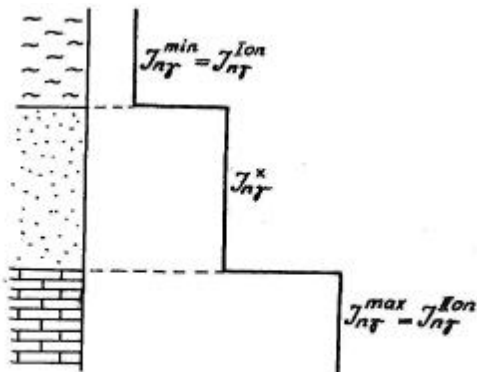


Рис. 13.7. Усредненная диаграмма НГК-60 на гипотетическом геологическом разрезе

Уровень записи I_{ny}^x над пластом-коллектором (песчаник) занимает промежуточное положение между глинами и известняками и зависит от пористости и глинистости коллектора.

Определение границ и мощностей пластов. Контакты и мощности пластов в НТК определяются так же, как и в ГК, главным образом, по правилу полумаксимум аномалии (см. рис. 13.5). Хотя из-за влияния длины зонда точка, соответствующая половине максимума аномалии в подошве пласта низкой интенсивности, смещена вниз на $0,1 L$, а в кровле - на $0,3 L$ вверх от границы, эти погрешности можно не учитывать, т.к. при масштабе записи 1:200 или 1:500 они не превышают 1 мм.

2. Определение коэффициента пористости. Поскольку показания НТК зависят от полного водородо-хлоросодержания породы, включая содержание кристаллизационной воды и воды, адсорбированной глинистой частью породы, то наиболее точные результаты по определению пористости получаются в карбонатных отложениях. При количественной интерпретации диаграмм НТК величина интенсивности I_{ny} , снятая против изучаемого пласта, непосредственно не используется. Причиной этого являются отсутствие строгой эталонировки радиометров и наличие сторонних излучений от самого источника нейтронов и рассеянного гамма-излучения, которые очень трудно учесть полностью.

Поэтому интерпретация проводится по относительной амплитуде аномалии НТК ("двойной разностный параметр") для данного пласта:

$$\bar{\Delta I}_{ny} = \frac{\Delta I_{ny}^x}{\Delta I_{ny}^{on}} = \frac{I_{ny}^x - I_{ny}^{lon}}{I_{ny}^{lon} - I_{ny}^{lon}}, \quad (13.3)$$

где I_{ny}^x - интенсивность аномалии НТК против исследуемого пласта;

I_{ny}^{lon} - интенсивность против первого опорного горизонта, за который принимается обычно пласт глин с известным содержанием водорода (40%);

I_{ny}^{lon} - интенсивность против второго опорного горизонта, за который принимается какая-либо из плотных пород разреза с известной пористостью (1%). Все величины I_{ny} , входящие в формулу (13.3), должны быть предварительно исправлены за влияние скважины, обсадных труб, хлорсодержания и естественной радиоактивности.

По относительной амплитуде $\bar{\Delta I}_{ny}$ и определяют коэффициент пористости по номограмме $\bar{\Delta I}_{ny} = f(K_n)$, приведенной на рис. 13.8.

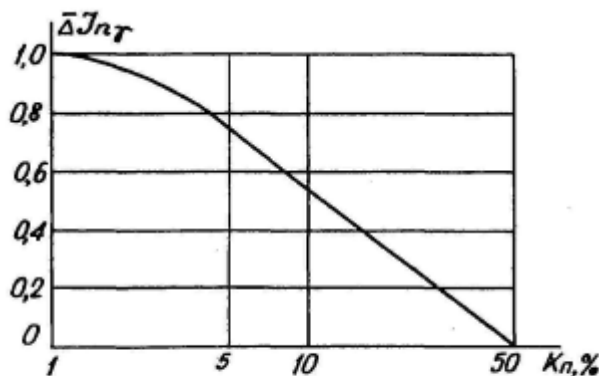


Рис. 13.8. Зависимость показаний НТК (двойной разностный параметр) от пористости пород

Такие номограммы строятся по экспериментальным данным. При определении по этой методике пористости песчаных коллекторов учитывают их глинистость, вводя поправку:

$$\Delta K_{,,} = C_{gl} * 0,4,$$

где C_{gl} - объемная глинистость коллектора, % (определяется по ГК или лабораторным исследованиям);

0,4 - содержание воды в глине (40%), (объемное).

Контрольные вопросы:

1. Почему результаты НТК зависят от водородосодержания породы?
2. Какие породы характеризуются минимальными и какие максимальными показаниями на диаграммах НТК?
3. Почему при определении пористости пластов по НТК нужно учитывать их глинистость?

Урок №13

Тема: Интерпретация результатов НТК

План:

1. Введение
2. Определение влажности грунтов и почв
3. Изучение пористости горных пород

1. Введение

Нейтрон-нейтронный метод - исследование интенсивности вторичного излучения, возникающего при облучении нейтронами горных пород. Используется для выделения в разрезе водосодержащих и нефтесодержащих пород.

Нейтрон-нейтронный каротаж основан на облучении горных пород быстрыми нейтронами от источника и регистрации нейтронов по разрезу скважины, которые в результате взаимодействия с породобразующими элементами замедляются.

Регистрируемая интенсивность тепловых нейтронов зависит от замедляющей и поглощающей способности горной породы. Наибольшая потеря энергии нейтрона наблюдается при соударении с ядром, имеющего массу равную единице, т.е. с ядром водорода. Таким образом по данным ННКТ можно определять водородосодержание горных пород, которое для пластов-коллекторов напрямую связано с пористостью.

Нейтрон-нейтронный каротаж в комплексе методов общих исследований применяется при решении следующих задач:

литостратиграфическое расчленение разрезов с возможностью построения детальной литостратиграфической колонки;

выделение проницаемых пластов и покрышек (установление их толщин, строения по однородности);

предварительное выделение нефтегазонасыщенных пластов и оценка характера насыщения коллекторов;

определение пористости горных пород;

2. Определение влажности грунтов и почв

Типичными приложениями ННК являются определения влажности горных пород и содержания в них элементов с аномально большими сечениями поглощения нейтронов. Определение влажности W , которая непосредственно связана с пористостью, позволяет с помощью ННК дифференцировать осадочные горные породы по диалогическим признакам, оценивать прочностные качества пород и, что особенно важно, изучать свойства пластов как коллекторов нефти и газа.

Изменение показаний ННК с увеличением влажности связано с различным геометрическим расположением облака замедлившихся и рассеянных нейтронов относительно детектора. При малой влажности в связи с небольшим содержанием в горной породе водорода, служащего наиболее эффективным рассеивателем нейтронов, средняя длина пробега их в среде велика, и нейтронное облако формируется на значительном удалении от детектора, которого достигает лишь небольшое число нейтронов. С увеличением водородосодержания благодаря уменьшению длины пробега λ , нейтронное облако постепенно приближается к детектору, чем и вызвано появление максимума на кривой ИНК (w). При большой влажности облако нейтронов снова удаляется от детектора, теперь уже приближаясь к источнику, и показания ННК уменьшаются.

Инверсия зависимости данных ННК от влажности характерна как для надтепловых, так и для тепловых нейтронов, поскольку плотности их в среде взаимосвязаны. На плотность тепловых нейтронов сильнее влияют вещественный состав пород и минерализация пластовых вод. Однако чувствительность ННК-Т выше, чем ННК-НТ. Поэтому определения влажности и пористости пластов с пресной водой ведут по ННК-Т, а пластов с минерализованной водой - по ННК-НТ.

Для перехода от ННК-Т к ННК-НТ достаточно окружить детектор нейтронов кадмиевым экраном, который полностью поглощает тепловые нейтроны. Надтепловые же нейтроны замедляются в этом экране до тепловых и регистрируются детектором.

Для измерения влажности используют ампульные источники нейтронов нескольких типов: ^{90}Po - ^{252}Cf , ^{252}Pu - ^{252}Cf . В качестве детекторов в нейтронных влагомерах чаще всего используют пропорциональные борные счетчики, реже - сцинтилляционные счетчики медленных нейтронов.

Качество нейтронного влагомера определяется следующими показателями, связанными с эталонировочным графиком: высокой скоростью счета, низким фоном в точке $m = 0$, линейным характером графика в широком диапазоне влажности.

Промышленные образцы нейтронных влагомеров обычно работают по ННМ-Т. Отказ от использования надтепловых нейтронов объясняют потерей в скорости счета из-за низкой эффективности детекторов.

Влияние вещественного состава и плотности. Рассмотрим применение нейтрон-нейтронного каротажа для определения элементов с большим сечением поглощения нейтронов. В данном случае для уменьшения влияния водородосодержания выгодно применять инверсионные зонды.

В почвогрунтах могут присутствовать следующие элементы с высокими сечениями захвата - бор, хлор, марганец, железо, калий. Увеличение концентрации поглощающих элементов приводит к снижению скорости счета тепловых нейтронов и к погрешности в определении m .

Характерным примером элементов с большим σ_p служит бор, поглощающий нейтроны по реакции (n, α) . Одной из проблем, которую приходится решать при разведке месторождений боратов, является определение больших содержаний бора. Сечение поглощения нейтронов бором, а следовательно, и чувствительность нейтронной борометрии настолько велики, что ННК-Т практически не позволяет различать содержания бора выше 1,5 %. Поэтому большие содержания B определяются с помощью ННК-НТ. Сечение реакции $\sigma(n, \alpha)$ убывает с увеличением энергии нейтронов как $1/v$, и градуировочный график ННК-НТ линеен в существенно большем диапазоне содержаний B , чем график ННК-Т.

Плотность грунта. Нейтронное поле зависит от плотности среды так же, как γ -поле. В частности, скорость счета, измеренная доинверсионным зондом, растет с увеличением плотности. При изучении влажности грунтов в условиях неполного влагонасыщения результаты измерений будут зависеть от плотности скелета грунта.

Если погрешность измерения влажности принять равной $\Delta m = 0,005$, то допустимые колебания плотности скелета грунта составят $\Delta \rho_s = 0,02-0,05$ г/см³. При значительных колебаниях плотности грунта в измерения влажности следует вносить поправку. Целесообразно сочетать измерения влажности ННМ с измерениями плотности ГГМ-П.

Глубинность исследований. Под глубинностью исследований ННМ обычно понимают радиус $r_{0,9}$ цилиндрического слоя, из которого поступает к детектору 90% нейтронов. Установлены следующие закономерности.

Глубинность связана с длиной замедления нейтронов. Для зондов небольшой длины ($R = 0-25$ см)

$$r_{0,9} = 2,1 L, \quad (5)$$

где L - длина замедления. С увеличением длины зонда глубинность меняется незначительно. Анализ пространственного распределения надтепловых нейтронов показывает, что максимальное число нейтронов находится в сферическом слое, удаленном от источника на расстояние около $2 \rho L$.

Поскольку и длина замедления, и длина диффузии существенно уменьшаются с ростом влажности, глубинность ННМ определяется главным образом влажностью среды. Кроме того, глубинность, выраженная в линейных единицах, уменьшается пропорционально росту плотности среды.

Влияние промежуточной зоны. Обычно измерения влажности грунтов выполняют в обсаженных скважинах малого диаметра. В этом случае на результаты измерений будут влиять диаметр обсадной

трубы, характер заполнения скважины (вода, воздух), толщина и материал обсадной трубы, каверны в затрубном пространстве и их заполнение. При поверхностных измерениях влияют неровности исследуемого участка.

Для ННМ решающее значение имеет различие не столько плотностей, сколько нейтронных параметров промежуточной зоны и основной среды. Увеличение водородсодержания или концентрации поглощающих нейтроны элементов в промежуточной зоне резко изменяет скорость счета и характер эталонировочного графика. При увеличении диаметра заполненной воздухом скважины чувствительность нейтронного влагомера уменьшается. Заполнение скважины водой значительно увеличивает эффект. Обсадные дюралюминиевые трубы практически не влияют на скорость счета.

3. Изучение пористости горных пород

Принципиальная возможность определения пористости пород с помощью ННМ основана на изменении водородсодержания вследствие уменьшения или увеличения количества заполняющих поры водородсодержащих жидкостей (воды, нефти) или газа (углеводорода). Подчиненный эффект вызывается изменением плотности породы.

Применение ННМ для определения коэффициентов пористости и газонасыщенности на нефтяных и газовых месторождениях имеет свои особенности. Используют только каротажный вариант метода (ННК-Т и ННК-НТ).

Каротаж выполняют заинверсионными зондами длиной до 10-80 см в скважинах большого диаметра (150-300 мм), заполненных буровым раствором.

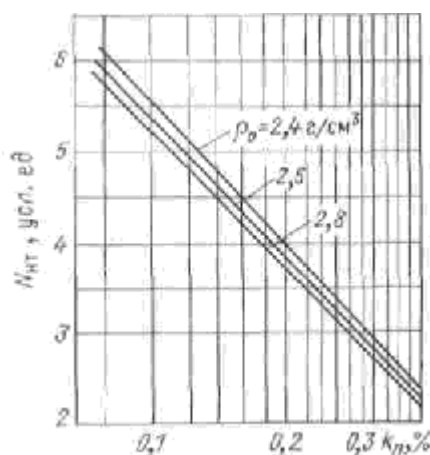


Рис.2. Связь между нейтронным полем и коэффициентом пористости

Если поры горной породы насыщены водой, коэффициент пористости равен объемной влажности ($k_p = m$). С увеличением пористости растет водородсодержание и уменьшается плотность. Для заинверсионного зонда увеличение влажности вызывает уменьшение потока нейтронов, а уменьшение плотности, наоборот, приводит к росту потока. Определяющим является влияние влажности, поэтому нейтронное поле затухает.

Как расчеты, так и многочисленные эксперименты показывают, что в ограниченном диапазоне k_p наблюдается линейная зависимость между потоком нейтронов и логарифмом коэффициента пористости:

$$N = a + b \ln k_p, \quad (6)$$

где a и b - постоянные коэффициенты. Линейность нарушается в области малых значений пористости ($k_p < 0,05-0,1$) вследствие влияния области инверсии (даже для зондов большой длины) и в области высоких пористостей ($k_p > 0,4-0,5$).

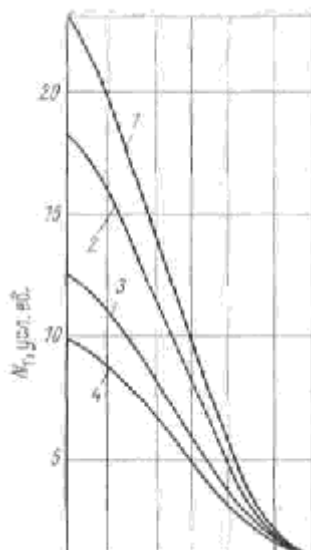


Рис.3. Зависимость поля тепловых нейтронов от пористости песчаников (аппаратура ДРСТ-1, зонд $R = 50$ см, P_0 - Be -источник): 1 - диаметр скважины $d_c = 22,5$ см; 2 - $d_c = 25$ см; 3 - $d_c = 22,5$ см, обсадка $d_0 = 16$ см; 4 - $d_c = 25$ см; $d_0 = 16$ см

В качестве примера на рис.3 показаны эталонировочные зависимости ННК-Т для песчаников.

Влияние параметров пласта. Нейтронное поле зависит не только от влажности (пористости), но и от вещественного состава породы, минералогической плотности ρ_0 , характера и свойств заполнителя пор. Нефтяные и газовые месторождения связаны с двумя основными типами разрезов - карбонатным, в котором коллекторами являются известняки, и терригенным (пористые песчаники, иногда песчано-глинистые отложения). Песчаники, известняки и доломиты существенно различаются по нейтронным свойствам. При определении пористости эти различия приходится учитывать.

На определение пористости существенно влияет связанная вода таких пород, как глины, ангидрид. Для вычисления истинного значения коэффициента пористости необходимо вносить поправку на глинистость.

На нефтяных месторождениях поровое пространство коллекторов обычно заполнено водой или нефтью. По замедляющим свойствам пресная вода и нефть практически не различаются, так как они имеют одинаковое содержание водорода.

Повышенная минерализация пластовых вод не влияет на результаты ННК-НТ, но искажает коэффициент пористости. Этот эффект можно использовать для определения характера заполняющей поры жидкости с помощью ННК-Т.

Влияние энергии регистрируемых нейтронов. Сечение захвата уменьшается с ростом энергии нейтрона, и соответственно уменьшается чувствительность нейтронного поля к содержанию нейтронопоглощающего элемента.

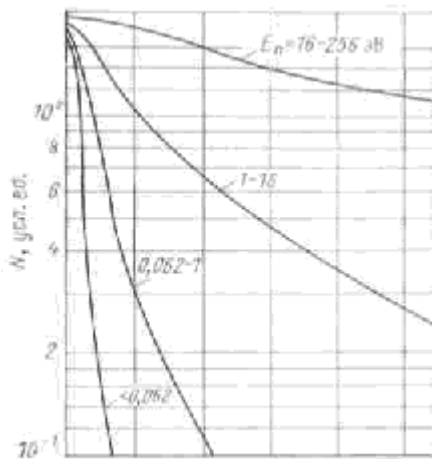


Рис.4. Зависимость потока нейтронов с энергией E_n от концентрации бора ($E_0 = 2,45$ МэВ)

На рис.4 показана зависимость потока нейтронов от концентрации бора при различной энергии регистрируемых нейтронов. В тепловой области чувствительность максимальная при малых концентрациях бора; при увеличении содержания бора чувствительность уменьшается.

По мере увеличения энергии нейтронов уменьшается чувствительность к бору, но концентрационное вырождение наблюдается при более высоком содержании бора.

Влияние влажности. В нейтронопоглощающей среде наблюдается инверсия поля при увеличении влажности и плотности. Инверсионная область сдвигается в сторону больших зондов при переходе к меньшим энергиям. Для одной и той же энергии нейтронов с увеличением концентрации нейтронопоглощающих элементов происходит расплывание зоны инверсии со сдвигом в сторону больших зондов. При уменьшении водородсодержания наблюдается возрастание чувствительности нейтронного поля к поглощающим элементам.

Влияние длины зонда. При увеличении расстояния от источника до детектора (и соответственно толщины поглощающе-рассеивающей среды) происходят такие же изменения нейтронного поля, как при уменьшении энергии нейтронов. Это объясняется смягчением спектра нейтронов по мере удаления от источника.

Влияние заполнения скважины. Замена в скважине воздуха на воду или буровой раствор существенно уменьшает чувствительность ННК к содержанию нейтронопоглощающих элементов. Эта закономерность проявляется как в доинверсионной, так и в заинверсионной области. Заполнение скважины водой вызывает также смещение зоны инверсии в сторону меньшей длины зондов (по сравнению с сухой скважиной или однородной средой).

Контрольные вопросы:

1. Применение нейтронных методов?
2. Какова глубинность исследований в ННК?
3. Определение пористости пород по данным ННК?

План:

1. Основные положения импульсного нейтрон-нейтронного каротажа
2. Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж
3. Области применения ИНК и решаемые им геологические задачи

1. Основные положения импульсного нейтрон-нейтронного каротажа

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж основан на многомерной регистрации нестационарных потоков тепловых нейтронов одновременно на двух зондах в скважинах любых категорий. За счет применения импульсных генераторов нейтронов измеряется пространственно-временное распределение тепловых нейтронов в скважинах, в результате чего достигается повышенная достоверность и однозначность решения традиционных задач нефтепромысловой и нефтеразведочной геофизики.

Технические особенности:

- применение в обсаженных и необсаженных скважинах с любым типом раствора;
- диапазон измерения спада интенсивности тепловых нейтронов - 300-2560 мкс;
- наиболее благоприятные условия измерения - минерализация пластовой воды >100г/л при пористости 20%;
- высокая эффективность при проведении измерений по методике закачки в пласт растворов разной минерализации;
- возможность изучения свойств дальней и ближней зоны пласта;
- масштаб глубины 1:200;
- применение генераторов нейтронов с выходом 108 нейтрон/с.

Применение:

- определение характера насыщения пластов;
- определение ГВК, ВНК;
- определение коэффициента текущей нефтенасыщенности пластов;
- определение пористости пластов.

3. Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж

Наиболее широко применяется импульсно нейтрон-нейтронный каротаж, при котором регистрируется плотность тепловых нейтронов. Пространственно-временное распределение плотности тепловых нейтронов от импульсного источника быстрых нейтронов определяется нейтронными параметрами исследуемой среды, зависящих как от диффузионных характеристик горных пород D и τ_n так и от длины замедления L_3 , характеризующей их замедляющее свойства. Таким образом, данные импульсного нейтрон-нейтронного каротажа несут в себе информацию о водородосодержании пород – через коэффициент диффузии D и длину L_3 и о содержании в породах элементов с повышенными сечениями захвата – через среднее время жизни тепловых нейтронов τ_n .

Величина коэффициента диффузии различных пород варьирует в относительно небольших пределах ($0,4 \cdot 10^{-5}$ - $3 \cdot 10^{-5}$ см²/с), зависит главным образом от водородосодержания и не зависит от минерализации пластовых вод.

Величина среднего времени жизни тепловых нейтронов горных пород определяется их поглощающими свойствами и изменяется в значительно больших пределах (4,6 – 1065 мкс), чем коэффициент диффузии.

В общем случае двух сред с разным водородосодержанием ($D_1 D_2$) с разными поглощающими свойствами, т.е. среднее время жизни тепловых нейтронов первой среды τ не равно τ_{n2} , второй среды на заданном расстоянии от источника, отношение плотностей тепловых нейтронов этих сред

$$[n_1(\tau) \text{ и } n_2(\tau)].$$

$$n_1(\tau) / n_2(\tau) (D_1 D_2) \exp [\tau_s((1/\tau_{n1}) - (1/\tau_{n2}))] \quad (1)$$

Величина n_1/n_2 в большей степени зависит от поглощающих свойств гордых пород, чем от замедляющих, что и находит свое отражение при использовании ИННК для изучения разрезов скважин.

Основной измеряемой величиной в импульсно нейтрон-нейтронном каротаже является среднее время жизни тепловых нейтронов τ_n . Из формулы (1) следует, что, изменяя время задержки τ_s , можно получить сколь угодно большие различия в величинах измеряемых плотностей нейтронов против нефтеносного и водоносного пластов. В этом одно из основных преимуществ импульсного нейтрон-нейтронного каротажа.

Радиус зоны исследования ИННК $R_{ис}$ определяется водородосодержанием среды и временем задержки:

С увеличением водородосодержания среды уменьшается коэффициент диффузии тепловых нейтронов и, следовательно, радиус исследования. Глубинность ИННК непрерывно возрастает с увеличением времени задержки. Однако с увеличением τ_s падает скорость счета импульсов, что приводит к большим статистическим погрешностям измерений.

В силу большой энергии нейтронов, испускаемых скважинным генератором нейтронов (до 14 МэВ), при соответствующем выборе времени задержки ($\tau_s = 1000 - 12000$ мкс) радиус исследования ИННК (60-80 см) намного превышает глубинность нейтронных методов с ампульными нейтронными источниками. В этом существенное преимущество импульсного нейтрон-нейтронного каротажа.

Размер зонда оказывает влияние на расчленяющую способность ИННК против маломощных пластов и точность определения среднего времени жизни тепловых нейтронов. Длина зонда обуславливается расстоянием от мишени генератора нейтронов до середины индикатора. Точка записи условно относится к мишени прибора. При работе в нефтяных скважинах используется зонд длиной $L_n=30$ см, в газовых скважинах – зонд с $L_n = 50$.

Влияние на величину плотности тепловых нейтронов в ИННК положения прибора в скважине относительно ее оси, стальной обсадочной колонны и цементного кольца, зоны проникновения фильтра промывочной жидкости и других факторов подчинено примерно тем же законом, что и в стандартной модификации ННМ-Т. Однако при достаточно больших временах задержки на характере временного распределения плотности тепловых нейтронов скважинные условия почти не сказываются. Импульсы источника повторяются через небольшое время (обычно 10-400 раз в 1 с) и при ИННК регистрируется интенсивность тепловых нейтронов для некоторого значения времени задержки, усредненная по большому числу импульсов источника.

5. Области применения ИННК и решаемые им геологические задачи

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж применяется для литологического расчленения разрезов скважин, выделения полезных ископаемых, определения характера насыщения и пористости пород, водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов.

Для литологического расчленения разреза скважин используют среднее время жизни тепловых нейтронов, определяющее поглощающие свойства горных пород, так как коэффициент их диффузии варьирует в относительно небольших пределах.

Наиболее высокими значениями τ_n характеризуются такие основные породообразующие минералы, как кварц (1065 мкс), доломит (956 мкс) и кальцит (630 мкс).

Из осадочных горных пород повышенными значениями обладают существенно кварцевые песчаники, низкопористые разности известняков и доломитов (около 800 мкс), пониженными – глинистые и полимиктовые песчаники и глинистые породы (300-330 мкс), а также хлоросодержащие соли и горные породы, обогащенные элементами с аномально высокими сечениями захвата нейтронов (В, Li, Cd и др.), и горные породы, содержащие марганец, железо, титан.

Достаточно контрастно выделяются повышенными значениями угольные пласты.

Пониженными значениями τ_{nn} пласты – коллекторы. Однако они более уверенно выделяются в комплексе с другими методами промысловой геофизики.

Определение характера насыщения коллектора и установление ВНК, ГВК и ГНК основано на различном водосодержании и хлоросодержании продуктивных и водоносных пластов. Различное водородосодержание фиксируется величинами D и τ_n . В отличие от стационарных нейтронных методов импульсный нейтронный метод по тепловым нейтронам позволяет решать эти задачи даже при пониженной минерализации пластовых вод (20-50 г/л).

При высокой минерализации пластовых вод ИННК можно определить также коэффициент нефтенасыщения коллекторов, а, следовательно, следить за текущим нефтенасыщением разрабатываемых месторождений.

1.2.2. Нейтронный каротаж

Сущность нейтронного каротажа (НК) сводится к облучению пород быстрыми нейтронами и регистрации гамма - излучения при взаимодействии нейтронов с породой.

При НК исследования ведутся с помощью скважинного прибора, содержащего источник нейтронов и детектор нейтронов или гамма - излучений. Нейтроны обладают высокой проникающей способностью, так как не имеют электрического заряда, не ионизируют среду и не теряют энергию при взаимодействии с электрическими зарядами электронов и ядер.

Единственный фактор, влияющий на движение электронов – их столкновение с ядрами атомов, которое проявляется в виде рассеяния нейтронов и захвата их ядрами атомов. В результате рассеяния происходит уменьшение энергии нейтронов и изменение направления их движения.

Наибольшая потеря энергии происходит при столкновении нейтрона с ядром атома водорода, масса которого почти равна массе нейтрона.

Изучение разреза методами НК сводится к облучению горных пород быстрыми нейтронами и к регистрации гамма - излучения радиационного захвата нейтронов.

Нейтронный гамма - каротаж основан на измерении характеристик гамма-излучений, возникающих в процессе поглощения нейтронов в горных породах при их облучении внешним источником тока.

Породы с высоким, водородосодержанием на диаграммах НГК отмечаются низкими показаниями.

В малопористых породах с низким водородосодержанием плотность нейтронов вблизи детектора увеличивается, что вызывает повышение интенсивности радиационного захвата, а следовательно, показаний НГК.

Показания НГК против водоносной части пласта могут быть завышены по сравнению с показаниями против нефтеносной его части (за счет присутствия элементов, обладающих высокой способностью захвата нейтрона).

Эту особенность кривой НГК можно использовать для установления ВНК и прослеживания его в процессе эксплуатации залежи нефти в однородных песчаных пластах, имеющих постоянный литологический состав и пористость, содержащих высокоминерализованную пластовую воду.

По нейтронным свойствам осадочные горные породы можно разделить на группы – большого и малого водородосодержания.

К первой группе относятся глины, характеризующиеся высокой влагоемкостью и содержащие значительное количество минералов с химически связанной водой (водные алюмосиликаты); гипсы,

содержащие химически связанную воду, а также некоторые очень пористые и проницаемые породы - коллекторы, насыщенные водой или нефтью. На диаграммах НГК эти породы отмечаются низкими показаниями радиационного гамма-излучения.

Во вторую группу пород входят малопористые разности – плотные известняки и доломиты, сцементированные песчаники и алевролиты, а также ангидриты и каменная соль. На диаграммах НГК, зарегистрированных зондами большой длины, эти породы выделяются высокими показателями.

Против других осадочных пород (песков, песчаников, пористых карбонатов) показания НГК зависят от их глинистости и содержания в них водорода и хлора (насыщенности водой различной минерализации, нефтью или газом).

Контрольные вопросы:

1. Для чего применяется ИНК?
2. Что такое величина коэффициента диффузии?
3. Преимущества ИНК среди других нейтронных методов?

Урок №15

Тема: Интерпретация результатов КМВ

План:

1. Интерпретация результатов КМВ

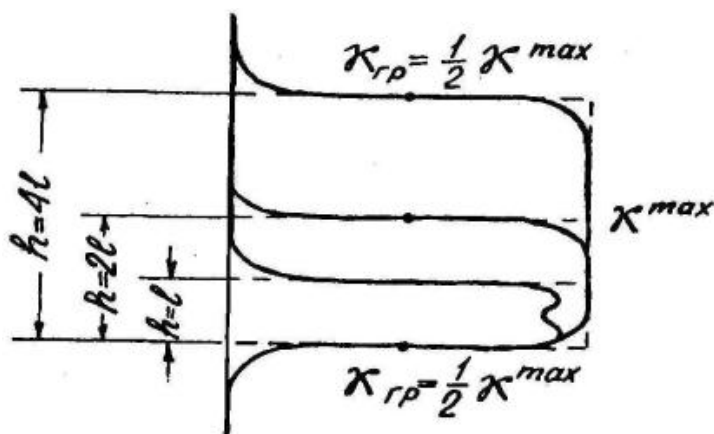
1. Интерпретация результатов КМВ

С помощью КМВ решаются такие задачи, как литологическое расчленение разрезов скважин, определение контактов и мощностей интервалов с повышенными магнитными свойствами, определение истинной величины магнитной восприимчивости пород и руд, определение процентного содержания железа в рудах.

Литологическое расчленение разрезов по данным КМВ основано на различном содержании магнитных минералов (в основном, магнетита) в разных горных породах. Из изверженных пород минимальными значениями к характеризуются породы кислого состава - граниты, сиениты и др.; повышенными - породы основного и ультраосновного состава; из осадочных пород наибольшими значениями к отличаются глины. Осредненные данные по магнитной восприимчивости ряда горных пород приведены в таблице 1.

Таблица 1 – **Магнитная восприимчивость горных пород**

Горная порода	Магнитная восприимчивость, $\kappa \cdot 10^{-3}$ ед. СИ
Гранит	5-100
Габбро	150-600
Перидотит	380-1500
Известняк	0-5
Песчаник	0-100
Глина	0-500
Мрамор	0-5
Сланцы	5-500
Магнетитовая руда	75000-150000



Определение границ интервалов с повышенными магнитными свойствами выполняется по правилу полумаксимумы аномалии, т.к. расчеты и измерения на моделях показывают, что аномалии на кривых κ имеют простую форму, симметричную относительно середины интервала, как это показано на рисунок .

Рисунок 1 – Аномалии КМВ над пластами различной мощности с повышенной магнитной восприимчивостью

Если мощность пласта h меньше длины l датчика κ , то ширина аномалии перестает зависеть от h и становится равной l в середине аномалии появляется небольшое понижение, а ее максимум не достигает того значения, которое он мог бы иметь при большей мощности пласта.

Истинная магнитная восприимчивость пород и руд должна определяться для количественной интерпретации данных полевой магнитометрии. Величину $\kappa_{ист}$ находят по результатам градуировки скважинных каппаметров, для чего изготавливают набор специальных эталонов, каждый из которых представляет собой картонный или пластмассовый барабан с цилиндрическим отверстием вдоль оси. Внешний диаметр барабанов должен, по крайней мере, вдвое превышать длину датчика κ , а диаметр центрального отверстия должен быть равен диаметру исследуемых буровых скважин. Высота барабанов должна быть в 4-5 раз больше длины датчика. Барабаны заполняют смесью скульптурного гипса или цемента с измельченным магнетитом.

Магнитную восприимчивость каждого эталона определяют с помощью контактного (лабораторного) каппаметра. При градуировке скважинный снаряд помещают внутрь отверстия барабана так, чтобы датчик κ располагался в середине отверстия по высоте и был прижат к его стенке (как показано на рис. 2). На каждый измерительный диапазон скважинного каппаметра должно быть изготовлено 3-4 эталона с различной магнитной восприимчивостью. Типичный график градуировки $n=f(\kappa_{ист})$ показан на рис. 3.

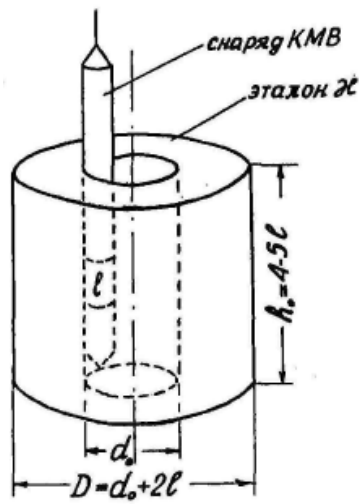


Рис. 2 – Размещение скважинного прибора КМВ внутри эталона магнитной восприимчивости при градуировке

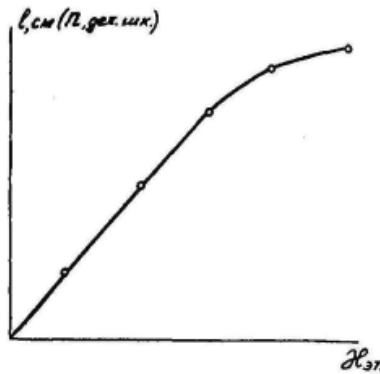


Рис. 3– Градуировочный график аппаратуры КМВ

Определение процентного содержания железа по диаграммам КМВ основано на том, что между ним и величиной K магнитных руд существует корреляционная зависимость $K_{ист} = \varphi(C_{Fe})$

В общем случае эта зависимость не является линейной. Для определения C_{Fe} можно использовать не истинные значения K , а отсчеты n , снятые, непосредственно с диаграмм КМВ. Поскольку $n = f(K_{ист})$, то и $n = \Psi(C_{Fe})$, причем последняя зависимость получается даже более близкой к линейной, чем предыдущая ($K_{ист} = \varphi(C_{Fe})$).

Для экспериментального построения зависимости $n = \Psi(C_{Fe})$ используют скважины с хорошим (близким к 100%) выходом керна. КERN, отобранный из рудных интервалов, опробуют и определяют содержание в нем железа с помощью химанализа. С диаграмм КМВ снимают осредненные значения K или средние отсчеты n против опробованных интервалов. Зависимость $n = \Psi(C_{Fe})$ (рис. 4) отсекает на оси содержаний небольшой отрезок p , который характеризует содержание в рудах железа, приходящегося на его немагнитные минералы (силикаты или карбонаты).

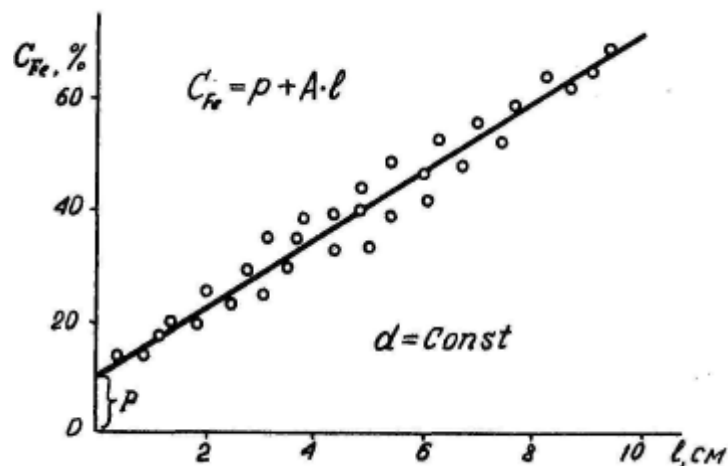


Рис.5 – Зависимость показаний КМВ от содержания железа в руде. Диаметр скважины 79 мм, месторождение Северо-Песчанское (по О.Н. Молчанову)

Содержание железа в руде может быть рассчитано как $C_{Fe} = A \cdot n + p$, (1)

где A - угловой коэффициент, показывающий, сколько процентов железа соответствует единичному отсчету по шкале измерительного прибора. Кстати, слагаемое $A \cdot n$ характеризует то количество железа, которое может быть извлечено из руды при ее магнитной сепарации.

Погрешность определения содержаний описываемым способом составляет 1 -2 % абсолютных.

Описанные зависимости составляют обязательно для одного и того же диаметра скважины, поскольку диаметр скважины влияет на результаты измерений. По этой же причине КМВ обязательно сопровождают кавернометрией.

Зависимости $k = \varphi(C_{Fe})$, построенные для одного месторождения, не применимы для других, поскольку они являются не функциональными, а статистическими, и на них влияет еще целый ряд других факторов, таких, как минеральный состав руд, их структура и текстура и т.п.

Так, например, железистые кварциты с содержанием Fe 21% имеют $k = 3$ ед. СИ, а у диабазов с содержанием Fe 27% - $k = 0,9$ ед. СИ.

Контрольные вопросы:

1. Какие геологические задачи решаются с помощью КМВ?
2. Как располагается скважинный прибор в цилиндрическом эталоне при градуировке аппаратуры КМВ?
3. С какими методами следует комплексировать КМВ?

Урок №16

Тема: Интерпретация и изображение результатов МЭК (метод электрической корреляции)

Сущность скважинного варианта МЭК поясняется рис. 21,1. В рудное (проводящее) подсечение в скважине С-1 помещают токовый электрод А, подключенный к "+" источника тока. Второй электрод В относят на достаточно большое расстояние (в "бесконечность"). По соседней скважине С-2, также имеющей рудное (проводящее) подсечение, перемещают электрод М и измеряют разность потенциалов между ним и электродом N, заземленным на поверхности, вблизи устья скважины С-2.

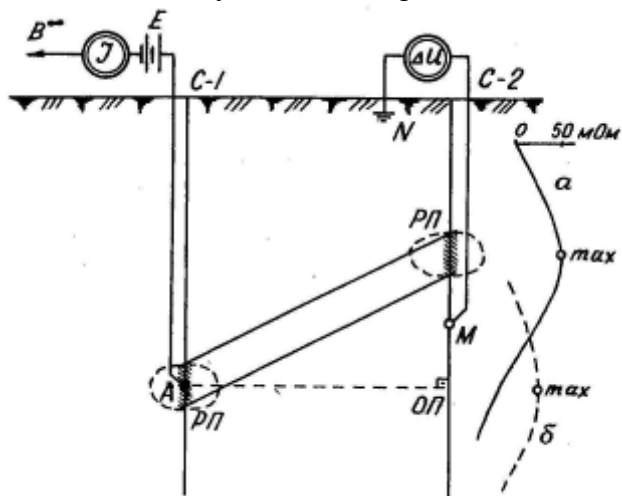


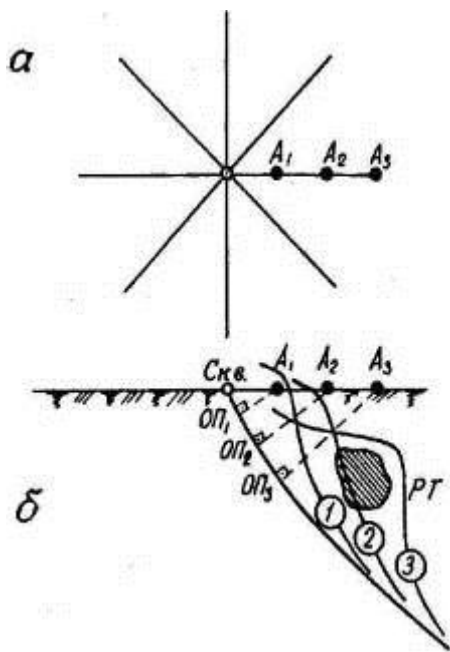
Рисунок 16.1 – Схема наблюдений и кривые потенциала в скважинном варианте МЭК при наличии (а) электрической связи рудных подсечений в скважинах С-1 и С-2 и при ее отсутствии (б)

В случае, если рудные подсечения в обеих скважинах электрически связаны между собой, ток по хорошему проводнику устремляется из зарядной скважины С-1 в исследуемую скважину С-2, и против рудного подсечения в ней будет зафиксирован максимум потенциала (кривая а). Если же электрической связи нет, а среда между скважинами однородная и изотропная, то максимум потенциала будет наблюдаться там, где электрод М ближе всего к источнику тока А, т.е. в точке ОП – основании перпендикуляра, опущенного из точки заряда на ось исследуемой скважины (кр. б).

Таким образом, признаком увязки или идентификации рудных подсечений является смещение максимума потенциала корреляционной кривой с точки ОП на проводящее подсечение в исследуемой скважине.

При поисково-картировочном варианте МЭК токовый электрод А помещают на поверхности, в точках, расположенных на лучах, проходящих через устье скважины на разных расстояниях от него (рис. 16.2, а), а измерения потенциала проводят по стволу скважины так же, как и в предыдущем варианте.

Если между токовым электродом и скважиной оказывается проводник, это проявляется в том, что максимум потенциала смещается с точки основания перпендикуляра и располагается там, где проводник ближе всего подходит к скважине (рис. 21.2, б). Рассмотрим более детально скважинный вариант МЭК.



Измеренные значения потенциала в мВ приводят к единичному току мВ в 1 А и получают в результате масштаб кривых $\frac{мВ}{А} = мОм$. Масштаб изображается в виде стрелки, указывающей направление возрастания потенциала.

Получаемая величина имеет простой физический смысл. Она представляет собой сопротивление фиктивного объемного питающего электрода, по форме и положению совпадающего с эквипотенциальной поверхностью, пересекаемой скважиной в данной точке.

Рисунок 16.2 – Поисково-картировочный вариант МЭК. Расположение питающего электрода (а) и кривые потенциала (б)

В основу интерпретации данных МЭК положены геометрические принципы, а именно: анализ взаимного расположения осей исследуемых скважин, точек заряда и оснований перпендикуляров ОП, а также точек максимумов, минимумов и площадок равных значений на кривых потенциала.

Максимумы потенциала формируются на кривых МЭК, как это показано на рис. 16.1, там, где исследуемая скважина пересекает заряженный проводник. При хорошей проводимости проводника над ним может наблюдаться площадка равных значений потенциала, т.к. здесь происходит осреднение потенциала по всей мощности проводника.

Максимум потенциала может наблюдаться и в скважине, не пересекающей заряженное тело, если она находится в зоне эмиссии тока хорошим проводником (см. скважину С-4 на рис. 16.3). Наличие максимума потенциала свидетельствует о том, что между зарядом и исследуемой скважиной располагается хороший проводник или вблизи скважины находится оконечность заряженного проводника. Разработаны приемы геометрической интерпретации, позволяющие определить расстояние проводника от скважины.

Важной особенностью корреляционных кривых являются точки минимума, которые наблюдаются в зонах натекания тока на проводник (скважина С-2 на рис. 16.3). Явление натекания тока имеет место на ближней к точке заряда части проводника, не связанного электрически с зарядным подсецием. Как показано на рис. 16.3, токовые линии здесь изгибаются, как бы втягиваясь в проводник, а т.к. изолинии потенциала перпендикулярны токовым линиям, то над проводником образуется зона минимума потенциала.

Таким образом, наличие минимума на корреляционной кривой свидетельствует, во-первых, о том, что проводник в исследуемой скважине не имеет электрической связи с зарядом и, во-вторых, о том, что этот проводник имеет большую протяженность в сторону, противоположную от заряда.

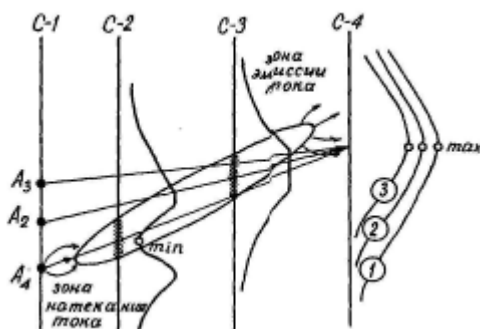


Рисунок 16.3 – Формирование кривых потенциала в зоне натекания и эмиссии тока

Результаты наблюдений по МЭК изображаются в виде схем корреляционной увязки, корреляционных профилей и планов корреляционных осей.

Схемы корреляционной увязки строят с учетом рельефа. На них выносят спрямленные оси скважин с рудными подсечениями, геологическими колонками и диаграммами КС, выносят точки зарядов и кривые МЭК (рис. 16.4).

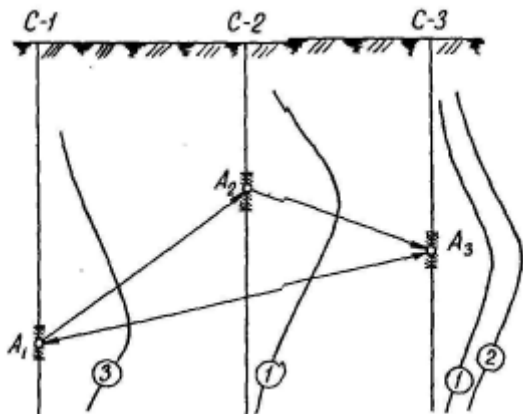


Рисунок 16.4 – Схема корреляционной увязки рудных подсечений по данным МЭК

Кривые нумеруют в соответствии с номером заряда. На схеме проводят корреляционные оси, соединяя точки заряда с точками других скважин, над которыми наблюдаются максимумы потенциала при этом заряде, и делают заключение о наличии электрической связи между рудными подсечениями в разных скважинах.

Корреляционные профили - это обычные профильные геолого-геофизические разрезы с нанесенными на них результатами МЭК. Их составляют в том случае, когда все исследуемые МЭК скважины лежат в одном разрезе.

Планы корреляционных осей изображают результаты МЭК в горизонтальной плоскости. На план выносят устья скважин и между ними наносят корреляционные оси в виде стрелок. Направление стрелки указывает, в какой скважине располагался заряд. Сплошные стрелки означают наличие электрической связи, стрелки с разрывом - ее отсутствие. С учетом этих результатов отрисовывают контуры рудных тел в плане. Пример плана корреляционных осей представлен на рис. 16.5.

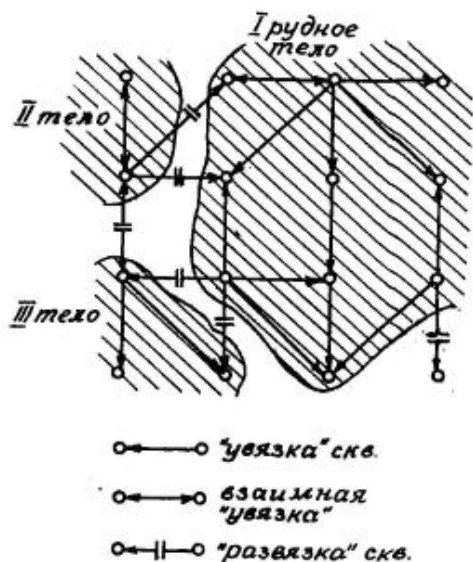


Рисунок 16.5 – План корреляционных осей

Метод электрической корреляции позволяет увязывать не только проводящие, но и высокоомные образования. Соответствующие примеры будут рассмотрены нами на практических занятиях.

Контрольные вопросы:

1. Каково назначение скважинного варианта метода электрической корреляции?
2. Назовите признак увязки рудных подсечений в коррелируемых скважинах.
3. О чем свидетельствует наличие минимума потенциала на корреляционной кривой?
4. В каком виде изображаются результаты МЭК?

Урок №17

Тема: Интерпретация результатов радиоволнового просвечивания (РВП)

Интерпретацию результатов РВП выполняют разными способами. Наиболее простым является способ засечек. Суть этого способа поясняется рис. 17.1, а.

При каждой точке стояния передатчика определяют границы радиотени, пользуясь правилом полумаксимума аномалии, и эти границы соединяют с точкой стояния передатчика - проводят засечки. Проводя засечки при разных стоянках передатчика, оконтуривают общую для всех точек стояния передатчика зону, где располагается поглощающий объект. Этот способ позволяет определить местоположение и размеры объекта, но не дает информации о распределении поглощающих свойств внутри него.

Более информативен лучевой способ. Согласно этому способу, по различным лучам просвечивания вычисляют так называемые "коэффициенты экранирования"

$$\mathcal{E} = \frac{E}{E_{\text{изм}}}, \quad (17.1)$$

где E – напряженность нормального поля, определенная по соответствующей номограмме;

$E_{\text{изм}}$ – измеренная напряженность поля по тому же лучу. Рассчитанные значения коэффициентов экранирования подписывают на соответствующих лучах или откладывают в виде стрелок в определенном масштабе, а затем по лучам с повышенными значениями \mathcal{E} .

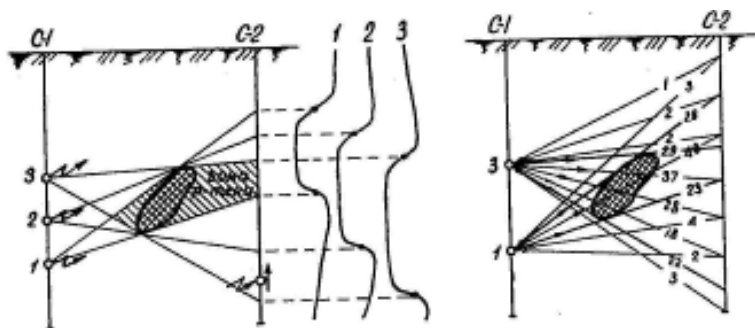


Рисунок 17.1 – Интерпретация результатов РВП методом засечек (а) и лучевым методом (б)

РВП проводят с целью выявления проводников в окрестностях скважин или горных выработок и в пространстве между ними, а также для определения длины выclinки и размеров рудных тел, подсеченных выработками и скважинами.

Работы выполняют в вариантах: скважина-скважина, скважина-горная выработка, скважина-поверхность и т.д. При этом в одной скважине (горной выработке, на поверхности) устанавливают источник радиоволн (передатчик), а в другой - приемник. Проводя измерения при различных положениях приемника и передатчика, "просвечивают" радиоволнами исследуемое пространство.

Аппаратура РВП обеспечивает возможность работы на разных фиксированных частотах. Переход с одной частоты на другую осуществляется за счет смены частотных фильтров в схемах передатчика и приемника и за счет изменения параметров антенн.

В качестве антенн, излучающих и принимающих радиоволны, при работах в скважинах используют электрические диполи, при работах в горных выработках и на поверхности - магнитные диполи. И те, и другие характеризуются определенной направленностью излучения и приема.

Напряженность E электрической компоненты ЭМП вычисляют по формуле:

$$E = E_0 \frac{e^{-\alpha_k r}}{r} \sin \theta_1 \cdot \sin \theta_2 \cdot \cos \varphi \quad (17.2)$$

где E_0 - напряженность поля при $r=0$ (мощность передатчика);

r - расстояние между приемником и передатчиком;

θ_1 - угол между осью передающей антенны и направлением на приемник (рис. 17.1, а);

θ_2 - угол между осью приемной антенны и направлением на передатчик;

φ - угол между плоскостями, одна из которых проходит через антенну передатчика и отрезок r , соединяющий передатчик с приемником, другая - через антенну приемника и тот же отрезок r (рис. 17.2, б);

α_k - кажущийся коэффициент поглощения радиоволн.

Таким образом, $\sin \theta_1$, $\sin \theta_2$ и $\cos \varphi$ учитывают взаимную ориентировку антенн передатчика и приемника и являются множителями направленности.

Множитель $\frac{1}{r}$ - характеризует рассеяние поля в пространстве, а $e^{-\alpha_k r}$ - его поглощение на пути от передатчика к приемнику.

Коэффициент поглощения α_k зависит от электромагнитных свойств среды и частоты поля

$$\alpha_k = \Psi(f, \gamma, \mu, \epsilon) \quad (17.3)$$

При этом поглощение тем больше, чем выше частота поля f и чем больше электропроводность γ , магнитная проницаемость μ и диэлектрическая постоянная ϵ среды, в которой распространяется ЭМП.

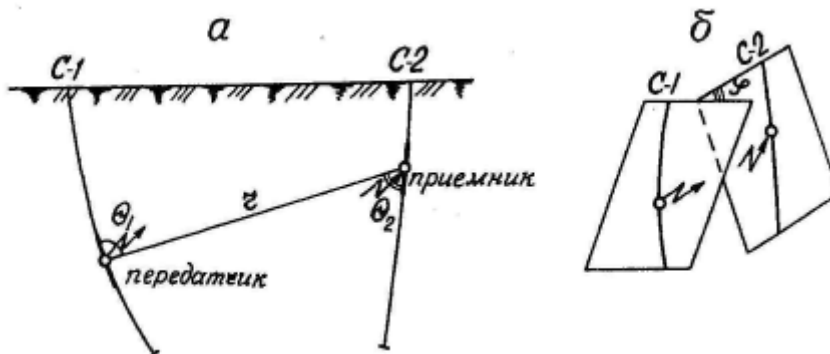


Рисунок 17.2 – Схема наблюдений в скважинном варианте метода РВП (а). Угол между вертикальными плоскостями, в которых лежат антенны передатчика и приемника радиоволн (б)

Влиянием μ на коэффициент поглощения можно пренебречь, поскольку для большинства горных пород и руд $\mu=1$; ϵ изменяется в пределах от 1 до 81, а диапазон изменения γ составляет несколько (до 6) порядков. Это означает, что наибольшее влияние на величину коэффициента поглощения оказывает электропроводность горных пород: чем больше электропроводность, тем большая часть энергии ЭМП уходит на возбуждение в среде вихревых токов.

Контрольные вопросы:

1. Назовите и поясните способы РВП в скважинах.
2. В чем заключается способ интерпретации результатов РВП с помощью "засечек"?
3. Назовите достоинства и недостатки способа засечек.

Урок №18

Тема: Комплексная интерпретация методов ГИС на месторождениях нефти и газа. Литологическое расчленение разреза

План:

1. Комплексная интерпретация методов ГИС на месторождениях нефти и газа.
2. Литологическое расчленение разреза

1.Комплексирование методов ГИС на месторождениях нефти и газа. Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин имеют особенно важное значение. Это объясняется, с одной стороны, необходимостью бурения глубоких скважин с минимальным отбором керна или вообще без него (для удешевления и ускорения работ) и, с другой стороны, хорошей дифференциацией осадочных толщ по легко измеряемым электрическим и ядерно-физическим параметрам, выдержанностью разрезов осадочных пород по простиранию, что дает возможность привязки каротажных диаграмм многих скважин к разрезу одной или нескольких опорных скважин, пробуренных с отбором керна. Основные задачи, решаемые с помощью ГИС на месторождениях нефти и газа:

1. Литологическое расчленение разрезов скважин.
2. Выделение в разрезах коллекторов, определение их мощности и строения.
3. Определение коллекторских свойств:
 - пористости;
 - проницаемости;
 - глинистости.
4. Определение нефтегазонасыщенности коллекторов.
5. Определение положения ВНК, ГНК, ГВК.
6. Корреляция разрезов скважин.
7. Изучение технического состояния скважин.
8. Контроль над разработкой месторождений.

2.Литологическое расчленение разреза. Расчленение геологического разреза скважины по составу пород и составление предварительной литологической колонки представляют основное содержание оперативной интерпретации.

Прежде чем приступить к решению этого вопроса, диаграммы различных методов увязывают по глубине. Для этого выбирают пласты с наиболее четкими особенностями на каротажных диаграммах. Решение вопроса о литологическом расчленении зависит от типа геологического разреза.

Песчано-глинистый разрез. Песчано-глинистый (терригенный) разрез обычно содержит пески, песчаники, глины, глинистые песчаники, алевриты. Реже в его состав входят: конгломераты, глинистые сланцы, аргиллиты (каменистые глины), мергели.

Типичным примером песчано-глинистого разреза на территории России могут служить мезозойские отложения Западной Сибири и девонские отложения Волго-Уральской провинции.

Такие разрезы разбуиваются на пресном буровом растворе, т.е. при минерализации бурового раствора ρ_0 меньше, чем минерализация $\rho_{\text{пл}}$ пластовых вод и, следовательно, при $\rho_0 > \rho_{\text{пл}}$. Это обуславливает существование "прямого поля" ПС и образование положительного приращения Лрк на диаграммах микрозондов.

Кратко охарактеризуем основные литологические разности песчано-глинистого разреза.

Глины и глинистые породы отличаются положительными аномалиями ПС; самыми низкими КС (от 2 до 20 Ом-м), $\rho_K^{\text{МГЗ}} \approx \rho_K^{\text{МПЗ}}$; повышенной естественной радиоактивностью; минимальными показаниями на диаграммах НГК-60; высокими значениями интервального

времени ($\Delta T = 300 - 500 \frac{\text{мкс}}{\text{м}}$) на диаграммах АК; увеличением фактического диаметра скважины против номинального.

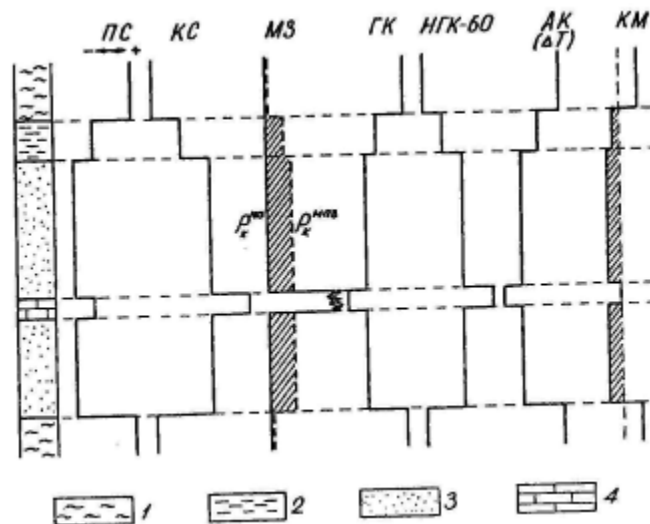
КС глин зависит от их отсортированностиTM, оно минимально у морских, глубоководных глин и несколько выше у континентальных.

Песчаники и алевролиты имеют отрицательные показания на диаграммах ПС; более высокие значения КС (от единиц до сотен Ом-м); положительные приращения $\Delta\rho_k$ на диаграммах микрозондов; промежуточные показания на диаграммах ГК и НТК; более низкие значения интервального времени по АК (у песчаников $\Delta T = 175 - 330 \frac{\text{мкс}}{\text{м}}$ у алевролитов $200 - 275 \frac{\text{мкс}}{\text{м}}$ на кавернограммах фиксируется уменьшение диаметра против номинального.

КС песчаников и алевролитов меняется в очень широких пределах в зависимости от их плотности и пористости, характера насыщения пор, состава цемента и примеси глинистого материала.

Алевролиты характеризуются, в общем, такими же признаками, как и песчаники, но выраженными менее отчетливо.

На рис. 18.1 представлен условный песчано-глинистый разрез и схематизированный вид каротажных диаграмм.



1 - глина; 2 - алевролит; 3 - песчаник; 4 - известняк

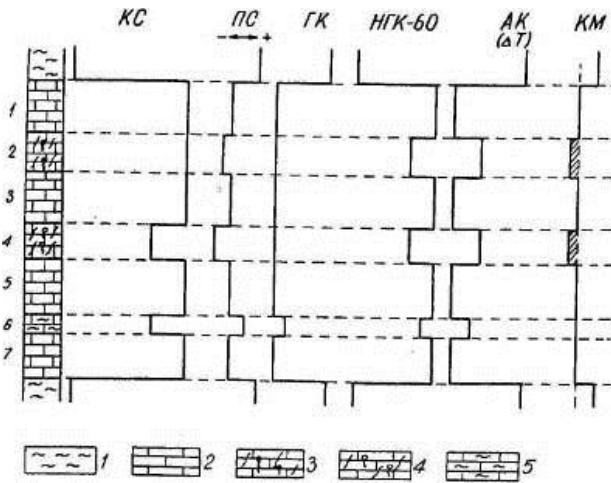
Рисунок 18.1 – Литологическое расчленение песчано-глинистого разреза по данным комплекса методов ГИС

Для песчано-глинистого разреза основными методами ГИС являются: МЗ, ПС и КС, дополнительными: ГК, НТК, АК, КМ.

Карбонатный разрез. Карбонатный разрез содержит обычно известняки и доломиты в разных видах: плотные и крепкие, пористые и трещиноватые, глинистые и т.п. Реже в разрезе присутствуют гипс, ангидрит, каменная соль. Расчленение карбонатного разреза - более трудная задача, нежели расчленение песчано-глинистого.

С помощью ГИС в карбонатных разрезах можно отделить рыхлые, высокопористые известняки, известняки-ракушечники от плотных кристаллических и окремнелых известняков.

На рис. 18.2 представлен разрез карбонатной толщи, содержащей плотные и пористые разновидности известняков с разным характером насыщения, и схематизированные каротажные диаграммы над ними.



1 - глина; 2 - известняк плотный; 3 - известняк трещиноватый нефтенасыщенный; 4 - известняк трещиноватый водонасыщенный; 5 - известняк

Рисунок 18.2 – Литологическое расчленение карбонатного разреза

На диаграммах КС карбонатные толщи выделяются как зоны высокого сопротивления - от сотен до тысяч и десятков тысяч Ом. Рыхлые, кавернозные известняки обладают пониженным КС. В случае нефтегазонасыщенности, а пористые известняки могут быть нефтегазонасыщенными, их сопротивление соизмеримо с сопротивлением плотных известняков. Примером может служить пласт 2 на рис. 18.2.

На диаграммах ПС карбонатные породы выделяются отрицательными аномалиями на фоне глин. Амплитуда аномалий увеличивается с ростом пористости (пласты 2 и 4) и уменьшается с ростом глинистости (пласт 6). В общем случае диаграммы ПС на карбонатном разрезе слабо дифференцированы.

Микрозоны очень редко, только в случае хорошей пористости пластов, образуют зоны положительных приращений, в остальных случаях их диаграммы не дают полезной информации.

Диаграммы ГК выделяют карбонатную толщу пониженными значениями естественной радиоактивности (3-6 мкР/час), которая несколько повышается с увеличением глинистости (пласт 6).

На диаграммах НГК разности карбонатных пород отмечаются высокими показаниями $I_{\text{пг}}$, поскольку содержат очень мало водорода (пласты 1, 3, 5, 7). В кавернозных и пористых разностях $I_{\text{пг}}$ значительно понижается, что позволяет надежно выделять их среди плотных пород. Примером может служить пласт 2, который не выделяется по КС из-за своей нефтенасыщенности.

Акустический каротаж хорошо "отбивает" всю карбонатную толщу пониженными значениями интервального времени $(\Delta T = 140 - 250 \frac{\text{мкс}}{\text{м}})$ выделяя внутри нее все пористые и трещиноватые разности (пласты 2 и 4) повышением ΔT , независимо от характера насыщения.

По кавернограмметрии плотным известнякам соответствуют зоны, где фактический диаметр скважины равен номинальному.

Таким образом, основными при расчленении карбонатного разреза являются методы: КС, НГК и АК; дополнительными: ПС, ГК, КМ.

Контрольные вопросы:

1. Почему каротажу на месторождениях нефти и газа придается большое значение?
2. Перечислите основные задачи, решаемые с помощью ГИС на нефтяных и газовых месторождениях.
3. Какие породы входят в состав песчано-глинистого разреза?
4. Какие породы входят в состав карбонатного разреза?
5. Укажите основные и дополнительные методы для расчленения песчано-глинистого и карбонатного разреза.

Урок №19

Тема: Определение глинистости коллекторов

Глинистость коллекторов характеризуется объемным $C_{гг}$ или весовым коэффициентом глинистости $K_{гг}, \%$. Определение глинистости по данным ГК базируется на корреляционной связи между радиоактивностью осадочных пород и их глинистостью.

$$q_{пор} = (1 - C_{гг}) \cdot q_{ск} + C_{гг} \cdot q_{гг} \quad (19.1)$$

где $q_{ск}$ и $q_{гг}$ – удельная радиоактивность минерального скелета породы и глины.

Из этого соотношения (19.1) следует, что в тех случаях, когда $q_{ск}$ и $q_{гг}$ не зависят от глинистости породы, связь $q_{пор} = f(C_{гг})$ является линейной.

Однако, в общем случае содержание в глинах тонкодисперсной фракции, обладающей наиболее высокой способностью сорбировать радиоактивные элементы, коррелируется с общей глинистостью породы и таким образом меняется в зависимости от $C_{гг}$. В результате с увеличением содержания глин растет и их активность $q_{гг}$, а корреляционная связь $q_{пор} = f(C_{гг})$ оказывается нелинейной и не одинаковой для различных месторождений или районов.

Для того, чтобы использовать эти зависимости с целью определения $C_{гг}$ по результатам ГК, последние должны быть выражены (нормированы) в единицах радиоактивности горных пород.

При невозможности это выполнить, для определений глинистости используют так называемый «двойной разностный параметр» – ΔJ_Y .

$$\Delta J_Y = \frac{J_Y^X - J_Y^{min}}{J_Y^{max} - J_Y^{min}} \quad (19.2)$$

Величины $J_Y^X, J_Y^{min}, J_Y^{max}$ соответствует интенсивностям, зарегистрированными над исследуемым пластом- коллектором (J_Y^X), пластом чистых кварцевых песчаников или известняков с $C_{гг} = 0$ (J_Y^{min}) и пластом глин, характеризующимся максимальной активностью J_Y^{max} .

Все эти величины перед подстановкой в формулу (19.2) должны быть приведены к одинаковым нормальным условиям, т.е. исправлены за поглощение гамма-излучения в буровом растворе и обсадных трубах.

Если скважинные условия (диаметр скважины, наличие или отсутствие обсадки) одинаковы для исследуемого и опорных пластов, поправками за эти условия можно пренебречь.

В качестве опорного горизонта с J_Y^{max} выбирают пласт глин, залегающий в непосредственной близости от исследуемого коллектора. Этим предопределяется однотипность глинистого материала в опорном и исследуемом пласте и, следовательно, равенство удельной радиоактивности $q_{гг}$ в этих пластах.

Контрольные вопросы:

1. Как определить глинистость коллекторов?
2. Какую формулу используют для определений глинистости?
3. Величины $J_Y^X, J_Y^{min}, J_Y^{max}$ каким интенсивностям соответствуют?

Урок №20

Тема: Выделение коллекторов в разрезах скважин. Определение пористости коллекторов.

План:

1. Выделение коллекторов в разрезах скважин
2. Определение пористости коллекторов

1.Выделение коллекторов в разрезах скважин. Прежде чем рассматривать решение этого вопроса, напомним основные характеристики пластов-коллекторов.

Коллекторами называются породы, способные содержать в себе жидкость или газ и отдавать их. Основные коллекторские свойства -пористость и проницаемость.

Для выделения таких коллекторов нужен тщательный количественный анализ данных всех методов ГИС.

Межзерновые коллектора карбонатных отложений отличаются меньшей пористостью (10-20%), но зато и меньшей глинистостью, чем терригенные.

Основные признаки на каротажных диаграммах у них те же, что и у терригенных коллекторов.

При их выделении поступают так: отмечают в разрезе глинистые породы (глины, аргиллиты, глинистые известняки) по положительным значениям ПС, повышенным значениям ГК и ΔТ, пониженным КС. Оставшиеся неглинистые породы разделяют на пористые (возможные коллекторы) и малопористые по данным МЗ, НТК и АК.

Трещинные коллектора всех разновидностей не имеют четких особенностей на каротажных диаграммах. Это связано с тем, что пористость их мала и поэтому на диаграммах ГИС они проявляют себя как плотные породы. Для их установления в разрезе необходим количественный анализ всех данных.

В отдельных случаях хорошие результаты дает акустический каротаж (увеличение ΔТ) и ГГК-П (уменьшение плотности).

Существуют также специальные методики выделения таких коллекторов, например, методика "каротаж-воздействие-каротаж", которая заключается в том, что на пласты в скважине воздействуют определенной жидкостью, отличающейся по каким-либо свойствам (магнитным, плотностным, ядерным) от бурового раствора и пластовых флюидов, а затем выявляют результаты этого воздействия по каротажным диаграммам, записанным до воздействия и после. Очевидно, что такое воздействие сильнее всего проявляется на пластах-коллекторах.

В перспективе хорошие результаты при выделении трещинных коллекторов могут дать скважинные гравиметровые наблюдения, позволяющие вычислять среднюю плотность больших объемов пород, а по ней устанавливать пласты-коллекторы.

2.Определение пористости коллекторов. Пористость является важнейшей емкостной характеристикой пластов-коллекторов и знание ее необходимо для подсчета запасов месторождений нефти и газа.

В настоящее время разработаны способы определения пористости по данным различных методов каротажа. Некоторых из них мы уже касались, когда знакомились с методами ПГГК, НГК и АК. Ниже мы рассмотрим определение пористости по данным электрического каротажа.

Определение пористости по удельному электрическому сопротивлению пород. Этот способ применяют для определения К_п межзерновых коллекторов терригенных и карбонатных отложений.

Способ основан на зависимости между коэффициентом пористости и параметром пористости Р_п (или относительным сопротивлением породы).

Параметр пористости есть коэффициент пропорциональности между сопротивлением водонасыщенной породы ρ_{вп} и сопротивлением воды ρ_в, ее насыщающей:

$$\rho_{вп} = P_{п} \cdot \rho_{в}, \text{ откуда } P_{п} = \frac{\rho_{вп}}{\rho_{в}}. \quad (20.1)$$

Параметр пористости зависит от пористости, характера порового пространства, извилистости пор, степени цементации и др. факторов. Экспериментально выведенная формула имеет общий вид:

$$P_n = \frac{a_n}{K_n^m} \quad (20.2)$$

где a_n - постоянная, называемая структурным коэффициентом, которая зависит от состава породы и составляет от 0,4 до 1,4; m - так называемый "показатель цементации", который зависит от степени цементации и имеет величину от 1,3 для нецементированных до 2,3 для сильно цементированных пород. Известны варианты формулы (20.2), справедливые для

каких-то конкретных геологических условий: формула Арчи $P_n = \frac{1}{K_n^2}$, формула Хамбл $P_n = \frac{0,625}{K_n^{2,15}}$ и др.

Осредненные зависимости $P_n = f(K_n)$ для осадочных пород различного приведены на рис. 20.1.

Таким образом, чтобы определить K_n , нужно найти значение P_n , а для этого нужно знать r_v и $r_{вп}$ (формула 20.1).

Сопротивление пластовых вод может быть найдено по измерению УЭС проб воды, отобранных из пласта, например, с помощью ОПК, или по данным интерпретации ПС.

С определением сопротивления пластовых вод по пробам, отобранным опробователями пластов, дело обстоит не так просто потому, что в пробу вместе с пластовой водой попадает и какое-то количество фильтрата бурового раствора, которое трудно оценить и учесть.

УЭС водонасыщенного пласта можно определить по данным БКЗ, ИК, ВИКИЗ или БК.

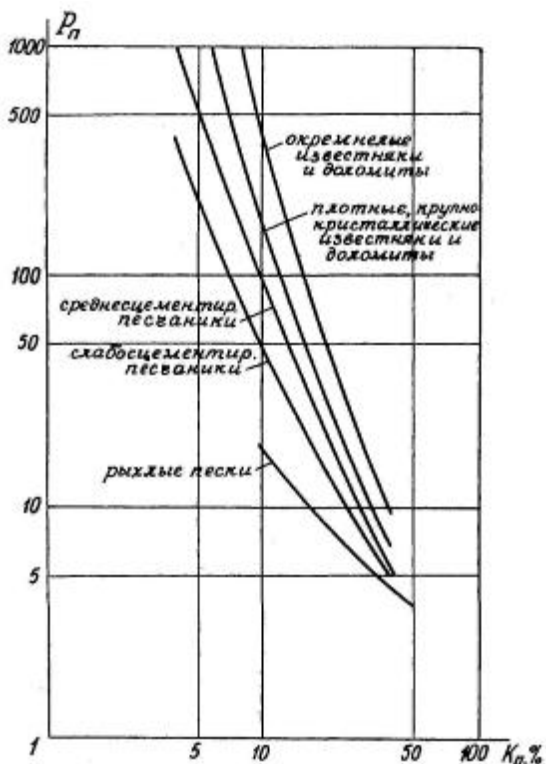


Рисунок 20.1 – Осредненные зависимости параметра пористости от коэффициента пористости для горных пород разного состава

Для расчета параметра пористости можно воспользоваться результатами измерений с микрозондами, поскольку в этом случае легче определить сопротивление жидкости в порах зоны проникновения, т.е. фильтрата бурового раствора, сопротивление которого $\rho_{\text{ф}}$ легко рассчитать, например, по эмпирической формуле:

$$\rho_{\text{фил}} = \frac{2,6 - \gamma}{2,6 - 1} \cdot \rho_0, \quad (20.3)$$

где $\rho_{\text{фил}}$ - сопротивление бурового раствора;

γ - его плотность;

$\rho_{\text{пп}}$ - сопротивление водонасыщенной породы, определяется по данным микрозондов.

Однако для зоны проникновения формула (20.1), имеющая вид

$$P_n \approx \frac{\rho_{\text{пп}}}{\rho_{\text{фил}}} \quad (20.4),$$

будет не точной, а приблизительной, поскольку даже в зоне полностью промытых пород с сопротивлением $\rho_{\text{пп}}$ фильтрат бурового раствора замещает не весь пластовый флюид. И хотя его доля в порах зоны проникновения невелика, его присутствие сильно сказывается на общем сопротивлении флюида в этой зоне. В нефтенасыщенных пластах этот остаточный флюид (нефть) повышает, а в водонасыщенных (минерализованная пластовая вода) занижает общее сопротивление смеси пластового флюида и фильтрата бурового раствора.

Ниже приведены более точные значения формулы (20.4).

Для нефтенасыщенных пластов:

$$P_n = \frac{\rho_{\text{пп}}}{\rho_{\text{фил}} \cdot \Pi \cdot Q_{\text{но}}} \quad (20.5)$$

где Π - коэффициент поверхностной проводимости, учитывающий влияние глинистости, его определяют по специальным номограммам $\Pi = f(C_{\text{гл}}, \rho_{\text{фил}})$ для слабоглинистых коллекторов можно принять $\Pi=1$;

$Q_{\text{но}}$ — коэффициент увеличения сопротивления за счет остаточного содержания нефти в промытой зоне:

$$Q_{\text{но}} = \frac{1}{(1 - K_{\text{но}})^2}, \quad (20.6)$$

где $K_{\text{но}}$ - коэффициент остаточного нефтенасыщения, который характеризует условия вытеснения нефти из коллектора; обычно при расчетах принимают $K_{\text{но}} = 0,2-0,3$. Для водонасыщенных коллекторов:

$$P_n = \frac{\rho_{\text{пп}}}{\rho_{\text{см}}}, \quad (20.7)$$

$\rho_{\text{см}}$ - сопротивление смеси фильтрата бурового раствора пластовой воды в зоне $\rho_{\text{пп}}$.

Сопротивление $\rho_{\text{см}}$ можно рассчитать как сопротивление двух параллельно соединенных проводников - пластовой воды и фильтрата - из соотношения

$$\frac{1}{\rho_{\text{см}}} = \frac{z}{\rho_{\text{в}}} + \frac{1-z}{\rho_{\text{фил}}}, \quad (20.8)$$

где z — доля объемного содержания пластовых вод в зоне полностью промытых пород.

Эта доля зависит от коллекторских свойств пласта и варьирует в пределах 0,01-0,2. Для хорошо проницаемых коллекторов принимают $z = 0,05$.

Определение пористости по комплексу методов НГК и ПГК. Как уже отмечалось в лекциях по НГК, этот метод дает результаты, которые определяются полным содержанием водорода - и в составе свободной воды, и в составе связанной, которая входит в глины. По этой причине в значения коэффициента пористости, найденные по методу НГК - $K_n^{НГК}$ необходимо вводить поправку за глинистость. В то же время наличие глинистого материала сказывается и на плотности $\sigma_n^{ПГК}$ коллекторов, которая определяется по ПГК. По этой причине открывается возможность комплексного использования методов НГК и ПГК для определения и пористости (уже исправленной за глинистость), и глинистости коллекторов.

С этой целью фирмой Шлюмберже была предложена номограмма, на которой в координатных осях $K_n^{НГК}$ и $\sigma_n^{ПГК}$ построен треугольник по трем точкам АВС, плотность и пористость которых соответствует: для точки А - минеральному скелету кварцевого песчаника, точки В - воде, точки С - чистой глине. Эта номограмма изображена на рис. 20.2, на котором показано также, как пользоваться этой номограммой.

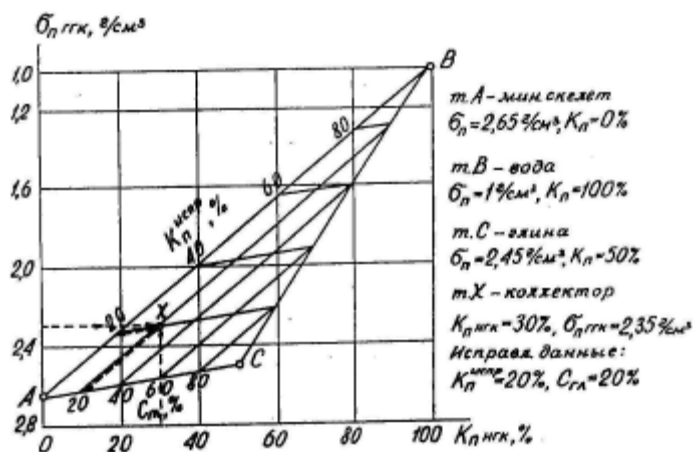


Рисунок 20.2 – Номограмма для определения пористости коллекторов по данным комплекса методов НГК и ПГК (фирма Шлюмберже)

Контрольные вопросы:

1. Дайте определение породы-коллектора, охарактеризуйте основные коллекторские свойства.
2. Перечислите основные типы коллекторов и дайте их характеристику.
3. Укажите признаки коллекторов на диаграммах различных каротажных методов.
4. Перечислите, по данным каких методов каротажа можно определить коэффициент пористости?
5. Что такое параметр пористости?
6. Поясните, какие величины входят в формулу, связывающую параметр пористости с K_n определение.
7. Как можно определить сопротивление водонасыщенного пласта?
8. Как можно определить сопротивление пластовых вод?

Урок №21

Тема: Определение нефтегазонасыщенности коллекторов

План:

1. Определение нефтегазонасыщенности коллекторов

1.Определение нефтегазонасыщенности коллекторов

Нефтегазонасыщенность коллекторов характеризуется

коэффициентом нефтегазонасыщенности $K_{нг}$, равным отношению объема, занимаемого нефтью и газом $V_{нг}$, к объему всех пор $V_{пор}$ коллектора:

$$K_{нг} = \frac{V_{нг}}{V_{пор}}. \quad (21.1)$$

Оставшаяся часть пор, не занятая нефтью и газом, заполняется водой, так что

$$K_{нг} + K_{в} = 1. \quad (21.2)$$

При этом $K_{в}$ характеризует суммарное водосодержание, т.е. содержание воды свободной и связанной с поверхностью минерального скелета породы силами молекулярного сцепления. Содержание связанной воды определяется коэффициентом остаточного водонасыщения $K_{в0}$, который называется также коэффициентом минимально неснижаемого водонасыщения.

Таким образом, содержание воды в породе не может быть меньше $K_{в0}$

Определение $K_{нг}$ и $K_{в}$ по образцам керна не может быть достоверным, т.к. в процессе бурения керн пропитывается фильтратом бурового раствора. Их можно определить только при условии бурения скважин с применением нефилтующегося известково-битумного раствора -раствора на нефтяной основе (РНО), использование которого приводит к удорожанию бурения и осложняет выполнение каротажа.

По этой причине при определении нефтегазонасыщенности коллекторов большое значение придается геофизическим методам.

В наиболее простых случаях состав и количество флюида, насыщающего поры породы, можно определить по УЭС пластов, т.к. водоносные пласты имеют низкое, а нефте- и газонасыщенные - высокое сопротивление. Однако абсолютные значения УЭС пласта еще не дают объективной характеристики, т.к. они зависят не только от $K_{нг}$ и $K_{в}$, но еще и от литологии пласта и от его пористости.

Заключение о нефтегазонасыщенности пластов делают по коэффициенту увеличения сопротивления Q , который показывает, во сколько раз сопротивление нефтенасыщенного пласта $r_{нг}$ больше, чем сопротивление того же пласта при 100% насыщении его пор водой $r_{вп}$

$$Q = \frac{r_{нг}}{r_{вп}}. \quad (21.3)$$

Между Q и $K_{в}$ существует обратная степенная зависимость:

$$Q = \frac{1}{K_{в}^n}, \quad \text{где } n = 1,73-4,33 \text{ в зависимости от литологии и свойств воды.}$$

Эта зависимость для песчано-глинистых и для карбонатных пород представлена на рис. 21.1. По этим графикам можно найти $K_{нг}$ и $K_{в}$, если известны $r_{нг}$ и $r_{в}$

Сопротивление нефтенасыщенного пласта $r_{нг}$ может быть определено по результатам БКЗ, ИК, ВИКИЗ или БК.

Сопротивление водонасыщенного пласта $r_{вп}$ можно определить теми же методами, но в других скважинах, пересекающих этот пласт за пределами контура нефтеносности, при условии неизменности коллекторских свойств пласта.

$r_{вп}$ можно также вычислить, если известен параметр пористости R_p и сопротивление $r_{в}$ пластовых вод, насыщающих пласт.

Значение R_p можно определить по результатам измерений с микрозондами, а r_v - по диаграммам ПС.

Повышенные значения $Q > 1$ свидетельствуют о наличии нефти или газа в порах пласта.

Коэффициент Q , также как и $K_{нг}$, характеризует нефте- или газонасыщенность, но не нефте- или газоносность, под которыми понимают способность пласта отдавать нефть или газ.

Существуют так называемые "критические значения" $Q_{кр}$, начиная с которых пласт способен отдавать нефть или газ. Эти значения не одинаковы для пластов разной литологии.

Для чистых песчано-алевролитовых пластов Волго-Уральской провинции $Q_{кр} = 10$; при $Q < 4$ из пластов можно получить только воду.

Для полимиктовых песчаных коллекторов Западной Сибири $Q_{кр} = 4$.

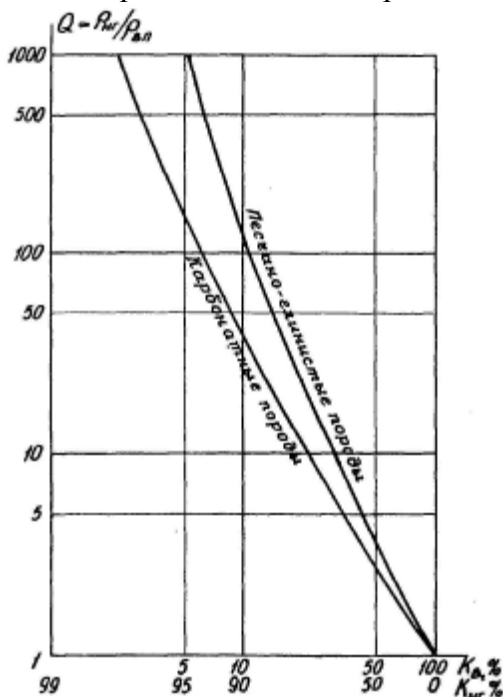


Рисунок 21.1 – Зависимость коэффициента увеличения сопротивления коллекторов Q от их нефтегазонасыщенности

Чем больше глинистого материала в коллекторе, тем меньше значения $K_{иг}$, при которых пласт способен отдавать нефть. Так, например, из глинистых песчаников можно получать нефть уже при $K_{иг} \geq 30\%$ тогда как из карбонатных коллекторов - только при $K_{иг} \geq 60\%$. Это объясняется тем, что с увеличением глинистости растет содержание связанной воды, тогда как на подвижность нефти глинистость практически не влияет.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение коэффициента нефтегазонасыщенности.
2. В каких пределах может изменяться коэффициент нефтегазонасыщенности?
3. В каких пределах может изменяться коэффициент водонасыщенности?
4. Какие пласты имеют более высокое УЭС - нефтенасыщенные или водонасыщенные?

Почему?

5. Можно ли количественно оценить содержание нефти в пласте по его УЭС?
6. Что такое "коэффициент увеличения сопротивления"?
7. Как связан коэффициент увеличения сопротивления с коэффициентом водонасыщенности?

8. Что такое "критическое значение" $Q_{кр}$?

Урок №22

Тема: Определение проницаемости коллекторов

Качественная оценка проницаемости по данным ГИС может быть получена достаточно легко.

Проницаемые горизонты хорошо выделяются по диаграммам ПС, микрозондрв. В результате интерпретации БКЗ можно определить диаметр зоны проникновения D , а он тем больше, чем выше кпр.

Количественная оценка проницаемости сложнее, т.к. $k_{пр}$ является сложной функцией пористости, водонасыщенности и глинистости. Существует несколько различных методик количественной оценки кпр.

Методика Г.С. Морозова основана на предположении о наличии зависимости между содержанием связанной воды ($K_{в0}$) и проницаемостью. При этом делается допущение, что содержание остаточной воды пропорционально удельной поверхности пор. $K_{в0}$ полагается равным K_v , который определяют по величине Q в нефтенасыщенной части пласта. Далее используют экспериментально

построенную зависимость $Q = f(k_{пр})$, где Q определяют по каротажу, а $k_{пр}$ - по лабораторным исследованиям керна.

Методика Морозова была опробована на Туймазинском, Ромашкинском, Шкаповском и др. месторождениях.

Методика Шлюмберже основана на связи проницаемости с пористостью, формой зерен и содержанием остаточной воды.

Фирмой Шлюмберже предложена эмпирическая формула:

$$k_{пр}^{1/2} = 250 \frac{K_n^3}{K_{в0}} \quad (22.1)$$

По этой формуле рассчитаны и графики (рис. 22.1), по которым можно определить проницаемость коллектора, зная его пористость и остаточную водонасыщенность.

Методика Тиксье использует градиент сопротивления в переходной зоне водонефтяного или газовойдяного контакта

$$k_{пр} = 4,6a^2 (\sigma_v - \sigma_n)^2, \quad (22.2)$$

где σ_v, σ_n - плотности воды и нефти;

$$a = \frac{\Delta\rho}{\rho_{вн} \cdot \Delta h}$$

приведенный градиент сопротивления,

где $\Delta\rho$ - приращение сопротивления на разных уровнях Δh в нефтеносной и водоносной частях пласта: $\Delta\rho = \rho_{нз} - \rho_{вн}$.

Сопоставление результатов определения проницаемости по данным каротажа и по керну показывает, что даже в благоприятных случаях относительная ошибка определений по каротажу может достигать 35-50%.

Столь большая ошибка, как в свое время показал С.Г. Комаров, обусловлена не погрешностями измерений при каротаже, а недостаточно тесной связью коэффициента проницаемости с теми параметрами, которые определяются по каротажу.

В то же время определение $k_{пр}$ и др. свойств пластов по каротажу имеет и свои преимущества, такие, как оперативность определений, большая представительность и большая детальность результатов, возможность бурения без отбора керна.

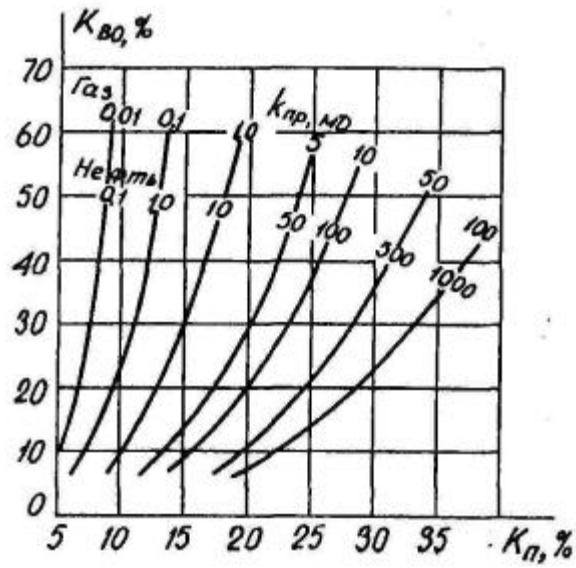


Рисунок 22.1 – Зависимость проницаемости коллекторов от их пористости и остаточного водонасыщения

Контрольные вопросы:

1. От каких свойств коллектора зависит его проницаемость?
2. В каких единицах измеряется $k_{пр}$?

Урок №23

Тема: Определение положения водонефтяного и газожидкостных контактов

Под действием гравитационных сил нефть собирается в верхней части пласта, вода - в нижней.

Переход от нефтенасыщенного пласта к водонасыщенному происходит не резко, а постепенно на некотором интервале по вертикали, называемом переходной зоной. В пределах этой зоны $K_{нг}$ меняется от 0 до наибольшего значения $(0 \leq K_{нг} \leq 1 - K_{во})$, а K_v - от 1 до $K_{во}$ $(1 \leq K_v \leq K_{во})$. Вместе с водонасыщенностью изменяется и УЭС пласта - от уровня $p_{вп}$ до уровня $p_{нг}$, как это показано на рис. 23.1.

Переходная зона имеет в зависимости от состава пласта, свойств нефти и пластовых вод протяженность по вертикали от 1 до 20 м.

Обычно полагают, что нефтенасыщенная и водонасыщенная части пласта разделены некоторой условной поверхностью, называемой водонефтяным контактом (ВНК).

За условный ВНК принимают такой уровень в переходной зоне, выше которого пласт способен отдавать нефть.

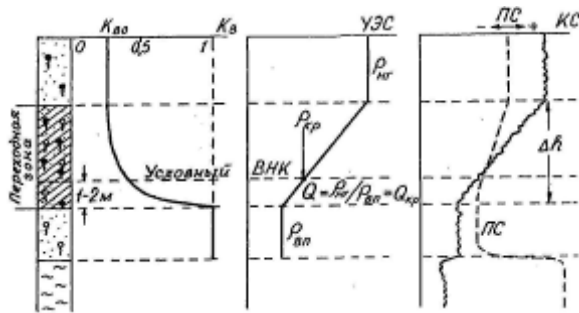


Рисунок 23.1 – Строение водонефтяного контакта и определение его положения по данным методов КС и ПС

Удельное сопротивление пласта на этом уровне соответствует критическому значению коэффициента увеличения сопротивления $Q_{кр}$. Для большинства месторождений этот уровень располагается выше подошвы переходной зоны на 1,0-1,5 м.

Определить положение ВНК можно по данным КС, нейтронных методов или по акустическому каротажу (по коэффициенту затухания).

Знать же положение ВНК необходимо для правильной перфорации, для определения эффективной мощности пластов и подсчета запасов месторождения.

Газоводяной контакт (ГВК) также не является резким, однако мощность переходной зоны здесь много меньше, чем в ВНК. Методика определения ГВК аналогична отбивке ВНК. Кроме того, здесь можно применить и нейтронные методы, поскольку водородосодержание в газонасыщенной части пласта во много раз меньше, чем в водонасыщенной.

Газонефтяной контакт (ГНК) обычно резкий. Установить местоположение ГНК по электрическому каротажу не удастся, поскольку сопротивление газонасыщенных и нефтенасыщенных пластов примерно одинаковое.

ГНК устанавливается по данным нейтронных методов НГК, ННК-Т и ННК-НТ, ИННК, поскольку содержание водорода в нефтенасыщенной части в $623/p$ раз больше, чем в газонасыщенной (p - давление газа в пласте).

Для большей достоверности отбивки ГНК нейтронный каротаж выполняют двумя зондами разной длины. Малый зонд фиксирует, в основном, вариации пористости и литологии пород, т.к. его глубина исследования не выходит за пределы зоны проникновения бурового раствора; большой зонд фиксирует положение ГНК (рис. 23.2).

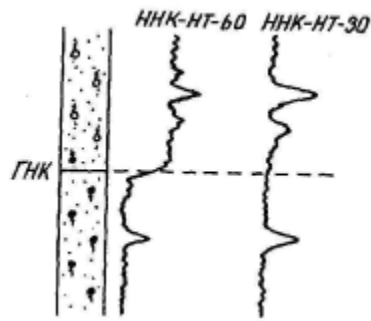


Рисунок 23.2 – Определение положения газонефтяного контакта по данным многозондового нейтронного каротажа

Положение ГНК может быть определено также с помощью акустического каротажа - по изменению коэффициента затухания упругих волн.

Контрольные вопросы:

1. Что представляет собой водонефтяной контакт?
2. С помощью каких методов ГИС можно определить положение ВНК?
3. Что представляет собой ГВК и ГНК?
4. С помощью каких методов ГИС можно определить положение ГВК и ГНК?

Урок №24

Тема: Интерпретация данных кавернометрии, расходомерии, шумометрии

План:

1. Расходомерия
2. Порядок обработки и интерпретации результатов расходомерии

1. Расходомерия заключается в измерении скорости естественного или искусственного возбужденного потока жидкости вдоль стволов буровых скважин. Датчиком скорости потока в большинстве случаев служит крыльчатка, соосная со скважиной и прходящая во вращение под действием потока (рис.1). При обработке результатов измерений от скорости вращения крыльчатки переходят к объемному расходу жидкости Q , пользуясь тарировочными графиками, полученными эмпирическим путем и характеризующим зависимость $n=f(Q)$ для различных постоянных диаметров скважин (рис.2). Графики изменения расхода по стволу скважины позволяют определить местоположение и дебит водоносных (или поглощение водопоглощающих) горизонтов, оценить их однородность, емкостные и фильтрационные свойства. Интерпретация результатов расходомерии базируется на известном теоретическом положении, утверждающем, что водоприток из однородного пласта в совершенную скважину при возбуждении его откачкой или водопоглощение в случае налива являются равномерными по всей мощности пласта. В связи с этим границы водоносных или водопоглощающих пластов с различными свойствами определяются по точкам перелома (изменения наклона отрезков) на графиках расходомерии, а коэффициент фильтрации рассчитывается по одной из формул, учитывающих условия фильтрации жидкости из пласта в скважину(или в обратном направлении).

При установившемся режиме возбуждения в пределах прямолинейной зависимости между дебитом и понижением уровня можно воспользоваться формулой Дюпюи для напорных вод:

$$Q = \frac{2\pi * K_f * h(R_k - R_0)}{\ln R/r}$$

где Q – дебит горизонта. м³/сут;

K_f - коэффициент фильтрации, м/сут;

h – мощность водоносной зоны, м;

R – радиус влияния скважины;

r – радиус скважины, м;

P_0 – давление у стенки скважины, м;

P_k – давление у контура питания водоносной зоны, водоносного столба, м.

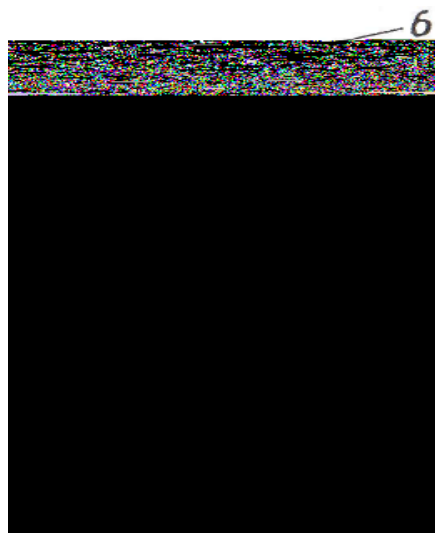


Рис. 24.1 – Принцип действия скважинного расходомера: 1 – крыльчатка; 2 – тахометрический преобразователь; 3 – управляющий элемент преобразователя; 4 – корпус; 5 – центрирующие рессоры; 6 – электрические выводы.

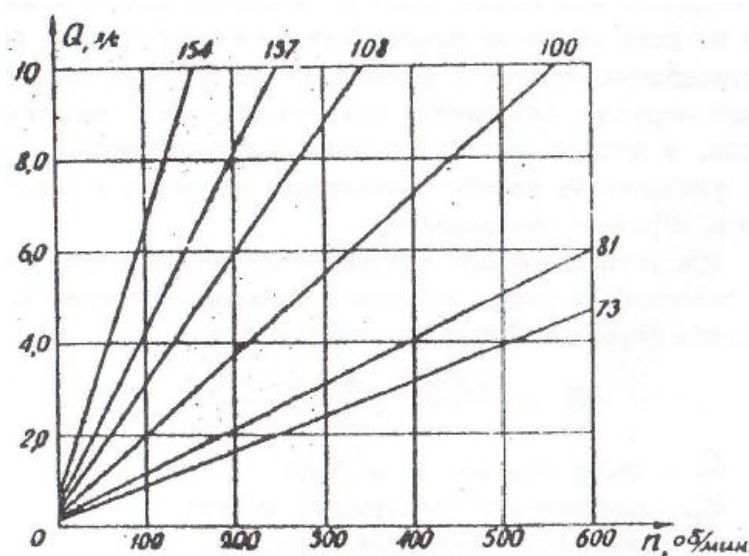


Рис. 24.2 – Тарировочные графики расходомера РСМ-40. Шифр кривых – диаметр скважины, мм.

Из этого уравнения можно выразить K_{ϕ} , перейдя к десятичным логарифмам и заменив разницу давлений разницей статического и динамического уровней исследуемого горизонта, т.е. понижением уровня при откачке (или повышением при доливе), $S=H_{cm}-H_d$:

$$K_{\phi}=0,366 \frac{Q}{h * S} * \lg R/z.$$

Все величины, входящие в это выражение, за исключением радиуса R , определяются непосредственно по измерениям в скважине. Мощность пласта h – как расстояние между соседними точками оси скважины, в которых изменяется наклон графика расходомерами, расход Q определяется по масштабу на оси ординат графика расходомерии как разница между расходом на кровле Q_k и подошве Q_n пласта $Q = Q_k - Q_n$ (1), положение статического и динамического уровня, установившегося в скважине в результате возбуждения, находится по результатам измерений со скважинным уровнемером, радиус скважины $ч$ – по данным кавернометрии или бурения.

Величина R – радиуса влияния скважины не может быть найдена по одним только геофизическим измерениям в скважинах. Для определения R необходимо бурение дополнительных скважин и проведение наблюдений за положением уровня в них при возбуждении испытательной скважины. В случае одиночных скважин радиус влияния может быть определен с помощью сейсморазведочных работ, позволяющих проследить по площади исследований положение поверхности депрессионной воронки.

Поскольку величина R по формуле Дюпюи находится под знаком логарифма, то для приближенной оценки коэффициента фильтрации можно воспользоваться значениями R , найденными для сходных гидрогеологических условий, или принят какую-то условную величину радиуса влияний. Так, для среднезернистых среднесцементированных песчаников может быть принято $R=300$ м.

2. Ниже изложен порядок обработки и интерпретации результатов расходомерии скважин:

I. По данным, занесенным в полевой журнал расходомерии, вычисляют скорость вращения крыльчатки n_i (об/мин) для каждой точки измерения.

II. Для тех же точек определяют диаметр скважины по кавернограмме или по данным бурения.

III. Определяют расход потока для каждой точки измерения. Как следует из тарировочных графиков (рис.2), расход может быть определен по формуле:

$$Q_i = q_o + n_i \beta,$$

где q_o – отрезок, отсекаемый тарировочными графиками на оси ординат и характеризующий порог чувствительности прибора, для расходомеров Уральского горного института $q_o = 1,0 - 0,1$ л/с;

B = угловой коэффициент тарировочных графиков в $\frac{\text{л/с}}{\text{об/мин}}$, зависящий от диаметра скважины.

Значения угловых коэффициентов для различных диаметров скважины, рассчитанные по графикам (рис.2), сведены в таблицу 1.

Таблица 1

d, мм	$\beta,$ $\frac{\text{л/с}}{\text{об/мин}}$	d, мм	$\beta,$ $\frac{\text{л/с}}{\text{об/мин}}$	d, мм	$\beta,$ $\frac{\text{л/с}}{\text{об/мин}}$
57	0,004	110	0,019	180	0,050
65	0,005	115	0,021	190	0,057
70	0,006	120	0,023	202	0,064
75	0,007	127	0,025	220	0,078
80	0,008	132	0,028	240	0,094
85	0,010	140	0,031	256	0,108
91	0,012	145	0,033	270	0,121
96	0,013	152	0,037	290	0,142
100	0,015	160	0,040	304	0,155
105	0,018	170	0,045	320	0,141

IV. Строят расходограмму – график изменения расхода по оси скважины $Q_i = f(h_i)$. Вертикальный масштаб расходограмм (h , м) должен соответствовать принятому масштабу геологической документации скважин (1:200 или 1:500), а горизонтальный (Q , л/о) должен быть таким, чтобы случайные погрешности измерений не исказили общей картины изменения потока по оси скважины.

V. По построенной расходограмме производят расчленение геологического разреза на проницаемые и непроницаемые горизонты. Непроницаемым соответствуют участки постоянных значений расхода, проницаемым – участки изменения Q_i по глубине. По точкам изменения наклона отрезков кривой

$Q_i = f(h_i)$ определяются границы горизонтов с различными гидродинамическими характеристиками.

VI. Для всех выявленных водоносных (или водопоглощающих) горизонтов определяют дебит (или расход) по формуле (1).

VII. Вычисляют коэффициенты фильтрации для каждого из выделенных горизонтов по формуле (из II). Все необходимые для расчета данные берут либо из полевого журнала, либо из результатов предыдущей обработки измерений.

VIII. На расходограмме стрелками указывают направление движения жидкости по стволу скважины.

Контрольные вопросы:

1. В чем заключается расходометрия?
2. Как определяют диаметр скважины?
3. Как вычисляют коэффициенты фильтрации для каждого из выделенных горизонтов?

План:

1. Интерпретация данных АКЦ

Изучение степени сцепления цемента с колонной и с горной породой определяется только по данным акустической цементометрии (АКЦ). Если колонна труб не имеет сцепления с цементом, свободна, то упругие колебания, возбужденные в ОК, не передаются цементному камню, и упругая волна распространяется по колонне со скоростью 5200 м/с при относительно небольшом ослаблении.

В случае качественной заливки и при хорошем сцеплении, между колонной и цементом имеется акустический контакт, упругие колебания в колонне возбуждают такие же колебания в цементном камне, в связи с чем большая часть их энергии рассеивается на пути между источником и приемником. Приемник регистрирует значительное ослабление и быстрое затухание этих колебаний.

Амплитуда первого вступления A_p обычно меньше амплитуды последующих колебаний, поэтому в АКЦ регистрируется величина A_k , характеризующая амплитуду нескольких колебаний - выпрямленный сигнал 3 периодов волны в условных единицах - мВ, в виде непрерывной кривой.

Хорошее сцепление цемента со стенкой скважины проявляется повышенным временем T пробега волны со значительной амплитудой колебаний A_p , т.к. в этом случае большая часть энергии упругих колебаний распространяется по горной породе с характерной для этой породы скоростью. Для большинства осадочных горных пород эта скорость меньше, чем скорость в стальных трубах (см. табл. 16.3). Исключение составляют только крепкие, кремнистые известняки, для которых V_p достигает 7000 м/с. Таким образом, совместное рассмотрение кривых A_k и T позволяет определить высоту подъема цемента в затрубном пространстве (ЗТП), полноту заполнения ЗТП цементом, качество сцепления цемента с колонной, а при благоприятных условиях - и с горной породой.

Акустические цементометры, как правило, представляют собой двухэлементный акустический зонд с кольцевым магнестрикционным излучателем и кольцевым пьезоэлектрическим приемником. Длина зонда - около 2,5 м. Источник и приемник изолированы друг от друга акустически - резиновыми поглотителями колебаний. Источник вырабатывает пачки ультразвуковых импульсов с частотой 25 кГц. Частота следования пачек - 12,5 Гц. Сигналы с приемника усиливаются и передаются на поверхность, где обрабатываются и фиксируются в виде трех диаграмм: A_k - амплитуды волны, пришедшей по колонне, A_p - амплитуды волны, пришедшей по породе и T - времени прихода волны с наибольшей амплитудой. Кроме того, предусмотрена возможность регистрации волновых картин с определенным шагом дискретизации. Имеются программы для обработки и интерпретации данных АКЦ на ЭВМ.

На рис. 19.3 представлены результаты АКЦ для нескольких частных случаев.

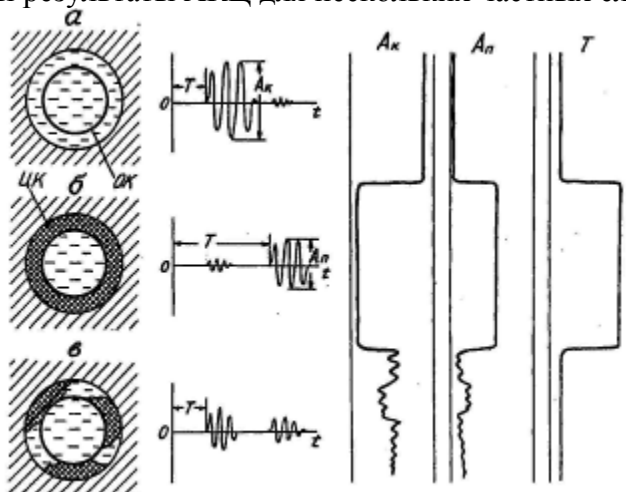


Рис. 19.3. Результаты акустической цементометрии: а - при отсутствии цемента в затрубном пространстве; б - при полном заполнении затрубного пространства и хорошем сцеплении цементного камня с обсадной колонной и стенкой скважины; в - при частичном заполнении затрубного пространства цементным камнем

В случае отсутствия цемента в затрубном пространстве (а) пришедшая первой волна по колонне имеет максимальную амплитуду. Этому случаю соответствуют высокие показания на кривой Ак и низкие – Ап и Т. В случае полного заполнения ЗТП и хорошего сцепления (б) волна, пришедшая по колонне, имеет малую амплитуду, пришедшая позднее волна по породе - большую. Этому случаю соответствует минимум на кривой Ак и повышенные показания Ап и Т. В случае неполного заполнения ЗТП (в) первой приходит волна по колонне, Т минимально, на кривых АкиА,, - промежуточные показания.

Таким образом, АКЦ является наиболее универсальным и информативным методом оценки качества цементирования скважин.

Контрольные вопросы:

1. Как устроен скважинный акустический цементомер?
2. Результаты акустической цементометрии при отсутствии цемента в затрубном пространстве.
3. Результаты акустической цементометрии при полном заполнении затрубного пространства и хорошем сцеплении цементного камня с обсадной колонной и стенкой скважины.
4. Результаты акустической цементометрии при частичном заполнении затрубного пространства цементным камнем.

Тема: Обработка и интерпретация методов ГИС на месторождениях урана

План:

1. Обработка и интерпретация ГК
2. Обработка и интерпретация КНД-м

1.Обработка результатов измерений

Вычисление результатов измерений состоит:

- вычисление поправочных коэффициентов;
- поправки на нарушение радиоактивного равновесия между радоном и радием в околоскважинном пространстве («отжатие радона»);
- определение параметров рудных по урану интервалов (массовая доля и мощность).

1 Вычисление поправочных коэффициентов.

1.1 Поправки на поглощение гамма-излучения промывочной жидкостью Π_{δ} находят из таблицы 10.1 по значению эквивалентной толщины слоя промывочной жидкости T_{δ} , которую рассчитывают по формуле:

$$T_{\delta} = \rho_0(r_0 - R), \text{ г/см}^2, \quad (26.1)$$

где ρ_0 – плотность промывочной жидкости, г/см³; $2r_0$ – диаметр скважины, см; $2R$ – диаметр скважинного прибора, см.

Результаты вычислений T_{δ} округляют до 0,5 г/см². Плотность промывочной жидкости определяют ареометром или используют данные, полученные буровой службой. Диаметр скважины определяют согласно Приложению Е. Если скважина обсажена без предварительной кавернометрии, то диаметр скважины принимают равным номинальному диаметру бурения.

Таблица 26.1 – Поправки на поглощение гамма-излучения промывочной жидкостью, Π_{δ}

Эквивалентная толщина слоя промывочной жидкости (T_{δ}), г/см ²	Значение Π_{δ}	Эквивалентная толщина слоя промывочной жидкости (T_{δ}), г/см ²	Значение Π_{δ}
0,0	1,00	7,5	0,80
0,5	0,98	8,0	0,80
1,0	0,96	8,5	0,79
1,5	0,94	9,0	0,78
2,0	0,93	9,5	0,77
2,5	0,91	10,0	0,76
3,0	0,90	10,5	0,76
3,5	0,89	11,0	0,75
4,0	0,88	11,5	0,74
4,5	0,86	12,0	0,74
5,0	0,85	13,0	0,72
5,5	0,84	14,0	0,71
6,0	0,83	15,0	0,70
6,5	0,82	16,0	0,69
7,0	0,81		

При интерпретации результатов ГК на ПК для введения поправок на поглощение гамма-излучения в промывочной жидкости рассчитывают по формуле:

$$\Pi_{\sigma} = 1 - 0,0334T_{\sigma} + 0,000914T_{\sigma}^2 \quad (26.2)$$

Если рудоносные породы однородны по своей структуре, то при неизменной технологии бурения при одних и тех же номинальных диаметрах бурения диаметр скважины в пределах рудного интервала сохраняется, как правило, постоянным.

1.2 Поправки на поглощение гамма-излучения обсадными трубами Π_T находят из таблицы 26.2 по значению толщины обсадных труб.

Таблица 26.2 – Поправки на поглощение гамма-излучения обсадными трубами Π_{σ}

Толщина обсадных труб (T_{σ}), мм	Значение Π_T	Толщина обсадных труб (T_{σ}), мм	Значение Π_T
0,0	1,00	5,5	0,82
0,5	0,98	6,0	0,80
1,0	0,96	6,5	0,79
1,5	0,95	7,0	0,78
2,0	0,93	7,5	0,76
2,5	0,91	8,0	0,75
3,0	0,90	8,5	0,74
3,5	0,88	9,0	0,72
4,0	0,87	10,0	0,70
4,5	0,85	12,0	0,66
5,0	0,84		

При интерпретации результатов ГК на ПК поправок на поглощение гамма-излучения в обсадных трубах рассчитывают по формуле:

$$\Pi_T = 1 - 0,0363 T_{\sigma} + 0,000644 T_{\sigma}^2 \quad (26.3)$$

1.3 Влажность определяют отдельно для каждой литологической разности пород. Коэффициент влажности B определяют по пробам, отобранным в пределах рудного интервала, и рассчитывают по формуле:

$$B = \frac{M_{\text{вл}} - M_{\text{сух}}}{M_{\text{вл}}}, \quad (26.4)$$

где, $M_{\text{вл}}$ - исходная масса пробы;

$M_{\text{сух}}$ – масса пробы после просушки. По каждой литологической разности должно быть выполнено не менее 20 определений коэффициента влажности B , по которым подсчитывают их среднее значение \bar{B} . Поправку на влажность вводят, если $\bar{B} > 0,03$.

1.4 Поправки на нарушение радиоактивного равновесия между радием и ураном определяются коэффициентом нарушения радиоактивного равновесия ($K_{\text{рр}}$).

1.4.1 Значение $K_{\text{рр}}$ определяют по результатам анализов проб керна, отобранных, начиная с первых скважин, пробуренных на месторождении. Выход керна по рудному интервалу для изучения $K_{\text{рр}}$ должен быть не менее 70 % и равномерно характеризовать различные типы руд и разновидности геохимических зон.

1.4.2 Основные закономерности изменения $K_{\text{рр}}$ в плане и в разрезе месторождения устанавливают на этапе предварительной разведки. На этапе детальной и эксплуатационной разведок проводят уточнение выявленных закономерностей.

1.4.3 После извлечения керна производят его «промер» путем измерения интенсивности гамма-излучения с шагом 0,05-0,10 м по длине керна. Результаты этих измерений сравнивают с каротажной диаграммой, полученной при каротаже скважины, и используют для «привязки» проб керна по глубине и для отбора проб для последующих анализов на содержание урана, радия, тория, калия, а также для определения коэффициента влажности. Перед отбором проб керна промывают для удаления глинистой корки или снимают верхний слой, пропитанный промывочной жидкостью.

При отборе проб керна необходимо соблюдать следующие требования:

- секции проб отбирают из каждой геохимической зоны в литологически однородных породах (отдельно для окисленных и неокисленных);
- нельзя объединять в одну пробу материал из разных рейсов;
- при мощности рудного интервала менее 1 м рекомендуется отбирать секции длиной не более 30 см, для интервалов мощностью от 1 до 2 м длина секции может быть увеличена до 50 см, а при мощности более 2 м – до 1 м и более;
- длина секций у границ рудного интервала не должна превышать 0,10 - 0,20 м.

1.4.4 В отобранных пробах определяют массовые доли урана и радия и для каждого рудного интервала в границах с кондиционным содержанием урана подсчитывают их средние значения и значения K_{pp} по формулам:

$$K_{pp} = \frac{\bar{q}_{Ra}}{\bar{q}_U}, \quad (26.5)$$

Для определения K_{pp} можно использовать групповую пробу, составленную из секционных проб в границах рудного по урану интервала.

Результаты опробования керна по каждому рудному интервалу выносят на геологическую колонку.

1.4.5 Значения K_{pp} по всем рудным интервалам объединяют в выборки – в зависимости от их принадлежности к геохимическим зонам, морфологическим элементам залежей, литологическим типам и технологическим сортам руд. Обработку выборок проводят при наличии в каждой из них по 20 и более значениям K_{pp} не менее чем из 10 скважин.

1.4.6 Отличительной особенностью месторождений урана гидрогенного типа является наличие у границ рудных по урану интервалов радиевых ореолов, величина которых зависит от массовой доли радия в этих интервалах. Для учета влияния таких ореолов при интерпретации данных ГК проводят изучение зависимости бортовой массовой доли радия на границах рудных по урану интервалов, $\bar{q}_{Ra}^{(6)}$, от средней массовой доли радия в этих интервалах, \bar{q}_{Ra} .

2 Поправки на нарушение радиоактивного равновесия между радоном и радием в околоскважинном пространстве («отжатие радона»).

2.1 При бурении рудных интервалов в проницаемых породах может произойти нарушение радиоактивного равновесия между радоном и радием вследствие «отжатия» радонсодержащих вод от стенок скважины фильтратом промывочной жидкости. Это приведет к занижению интенсивности гамма-излучения и, как следствие, к систематическому занижению параметров рудных интервалов. Подобное занижение выявляют при сопоставлении результатов интерпретации данных гамма-каротажа со значением $K_{pp}=1$ с данными опробования керна на радий. Если при таком сопоставлении окажется, что данные гамма-каротажа занижены более чем на 5 %, то проводят специальные опытно-методические работы с целью выявления причин расхождения и определения поправочного коэффициента на эффект «отжатия радона».

2.2 Наличие эффекта «отжатия радона» можно установить также по результатам режимных наблюдений в гидрогеологических скважинах, создавая в них дополнительное гидростатическое давление путем налива воды. Для этой цели выбирают скважины, по которым в течение месяца не проводились наблюдения, а фильтр установлен в пределах рудоносного горизонта, убеждаются в отсутствии радона в наполняющей скважину жидкости (например, по данным гамма-каротажа заведомо безрудных интервалов) и проводят гамма-каротаж рудного интервала. Затем заливают в

скважину воду и спустя 3-4 часа проводят повторный каротаж. Уменьшение интенсивности гамма-излучения свидетельствует о наличии эффекта «отжата радона».

2.3 Уточнить наличие эффекта «отжата радона» можно по данным электрокаротажа методом БКЗ. Если удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости в 2-3 раза отличается от удельного электрического сопротивления пластовых вод, то этот метод позволяет надежно установить зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости.

2.4 Установить значение поправки на эффект «отжата радона» в околоскважинном пространстве можно по результатам режимных наблюдений. Для этого по завершении бурения скважину обсаживают глухими обсадными трубами, промывают водой для удаления шлама и промывочной жидкости, проводят гамма-каротаж и подсчитывают площадь рудного интервала S_0 , (мкР·см)/ч. Затем в течение 25-30 суток проводят режимные наблюдения, причем в течение первых суток каротаж проводят через каждые 8 часов, затем в течение трех суток один раз в сутки, а затем – через 2 суток. По результатам режимных наблюдений подсчитывают площади рудных интервалов S_i и наносят их на график, по оси абсцисс которого откладывают время t , а по оси ординат значения S_i , полагая, что при $t=0$ площадь равна S_0 . При наличии эффекта «отжата радона» в проницаемых породах такой график будет возрастающим, а поправку P можно найти по отношению площади аномалии в конце графика к значению S_0 .

Для надежного определения поправки на «отжата радона» P режимные наблюдения выполняют по 3-5 скважинам, а в качестве поправки принимают среднее из поправок по всем наблюдениям.

2.5 Если в пробах с кондиционным выходом керна (не менее 70 % по рудному интервалу) известны значения массовых долей радия, то значение поправки на «отжата радона» определяют как отношение массовой доли радия в рудном интервале по данным анализа проб керна к массовой доле радия по данным гамма-каротажа этого же интервала с последующим подсчетом в пределах исследуемой залежи среднего значения этих отношений. Для уверенного определения поправки в сопоставлении должно участвовать не менее 15 рудных интервалов не менее, чем из 7 скважин, равномерно распределенных по площади месторождения.

2.6 На урановых месторождениях массовые доли тория и калия, как правило, не превышают кларковых значений и их следует учитывать при интерпретации результатов каротажа на месторождениях гидрогенного типа при низком (от 0,01 % до 0,03 %) бортовом содержании урана. Поправки на наличие в рудах тория и калия находят по данным лабораторных анализов проб керна не менее чем из 20 скважин, отобранных для изучения распределения K_{pp} .

2.7 Для определения суммарной поправки на нарушение радиоактивного равновесия между радием и ураном, между радоном и радием, на наличие в рудах тория и калия, а также для изучения зависимостей бортовой массовой доли радия на границах рудных по урану интервалов от средней массовой доли радия в этих интервалах можно воспользоваться данными каротажа мгновенных нейтронов деления (КНД-М) и определить необходимые соотношения путем сравнения результатов интерпретации данных гамма-каротажа и каротажа мгновенных нейтронов деления одних и тех же рудных интервалов. Такое сопоставление следует провести не менее, чем по 10 рудным интервалам из 5 и более скважин для каждой из выделенных зон.

3 Определение параметров рудных по урану интервалов

Процедура определения параметров рудных по урану интервалов состоит из двух этапов – подготовительного и интерпретационного.

3.1 На подготовительном этапе в массиве исходных данных выделяют потенциально рудные интервалы.

3.2 Последовательность вычислительных процедур на этапе интерпретации зависит от выявленных закономерностей поведения коэффициента нарушения радиоактивного равновесия K_{pp} . На месторождениях экзогенного (инфильтрационного) типа, где, как правило, массовая доля урана не превышает 0,5 %, а вблизи рудных тел выявлены характерные для таких месторождений радиевые ореолы

Примечание: если между K_{pp} и массовой долей радия в рудных интервалах (или же мощностью рудных интервалов) существует корреляционная связь, то предварительно, по

изложенной выше методике следует найти границы рудных интервалов, полагая $K_{pp}=1$, в выделенных границах подсчитать среднее значение массовой доли радия и в каждый элементарный пропласток массива $q(z_k)$ внутри этих границ ввести поправку в соответствии с найденной корреляционной зависимостью, после чего уточнить границы рудных интервалов и подсчитать в них среднюю массовую долю урана.

2. Интерпретация данных КНД-м

1. *Интерпретации данных КНД-м* выполняется с использованием расчетных формул, содержащих оптимальные для данного конкретного месторождения, либо его участка, залежи временные параметры обработки и количественной интерпретации. Этими параметрами регламентируются:

t_3 – время задержки;

Δt – временной интервал (окно) равный $t_2 - t_1$

3. *Процесс вычислений* с целью определения содержаний урана состоит из трех этапов:

На первом этапе для каждого рудного интервала определяются фоновые значения $N_{1ф}$, $\text{имп} \cdot \text{с}^{-1}$ и $N_{2ф}$, $\text{имп} \cdot \text{с}^{-1}$ соответственно для сигналов N_1 и N_2 .

Рекомендуется следующая методика определения фоновых значений: на монитор выводятся графики N_1 и N_2 по рудному пересечению в целом; для каждого рудного тела визуально отмечаются (выписываются) фоновые интервалы протяженностью не менее двух метров, как со стороны кровли, так и со стороны его подошвы; таким образом формируются 4 массива данных скоростей счета.

3. *Определение содержаний урана* по каждому рудному пересечению осуществляется по программам, реализующим счет по формуле

$$q_U(Z_n) = \sum_{k=-10}^{10} B_k \left[\bar{N}_1(Z_n + 2k \cdot \Delta) - \bar{N}_{1ф} \right] / K_0, \quad (26.6)$$

где Δ - шаг квантования; \bar{N}_1 - сигнал в канале D_1 в точках с координатами $Z_n + 2k \cdot \Delta$;

$\bar{N}_{1ф}$ - фоновое значение сигнала \bar{N}_1 ; K_0 – пересчетный коэффициент; B_k – коэффициенты решения обратной задачи КНД-м, зависящие от влажности руд β .

4. *Количественная интерпретация результатов КНД-м* может быть выполнена непосредственно на скважине с использованием бортовой ПЭВМ каротажной станции «Кобра», либо по возвращении на базу. При этом для повышения точности результатов интерпретации желательно иметь результаты проведения кавернометрии по исследуемой скважине и данные о влажности руд исследуемого горизонта.

Для проведения количественной интерпретации в этом случае производят запуск программы интерпретации результатов каротажа КНД-М INNAINK и, действуя в соответствии с сообщениями, выдаваемыми программой, выполняют собственно интерпретацию. Результаты интерпретации автоматически помещаются в текстовый файл INNAINK.TXT и выводятся на печатающее устройства (если оно имеется и подключено к ПЭВМ).

5. *Полученные в результате интерпретации* данные о содержании урана и радия в отдельных десятисантиметровых прослоях используют для определения параметров рудных (по урану) интервалов к подсчету запасов. Кроме того используются для определения суммарного поправочного коэффициента на нарушение радиоактивного равновесия между радием и ураном и на отжиг радона от стенок скважины в процессе бурения, т.е. суммарного поправочного коэффициента RK_{pp} , а также для установления зависимости между бортовым и средним содержанием радия в границах рудных по урану пластов.

Мощность рудных (по урану) интервалов определяют в границах с содержанием урана, равным и превышающим бортовое. При этом, если расстояние между элементарными рудными прослоями 20 см и менее, а в каждом из них содержание урана вместе с примыкающими соседними прослоями больше заданного бортового, то их объединяют в один интервал.

Содержание урана в выделенных границах рудного интервала подсчитывают как среднее арифметическое значение в элементарных рудных прослоях, входящих в этот интервал \bar{q}_U .

В выделенных рудных интервалах подсчитывают средние арифметические содержания радия в элементарных прослоях, входящих в этот интервал \bar{q}_{Ra} . При отсутствии эффекта отжатия радона \bar{q}_{Ra} равно среднему содержанию радия в рудном интервале.

Поправочный коэффициент PK_{pp} , учитывающий суммарное влияние коэффициента радиоактивного равновесия между ураном и радием (K_{pp}) и отжатие радона (P) находят путем деления \bar{q}_{Ra} на \bar{q}_U .

6. Для определения поправки на отжатие радона по результатам КНД-м необходимо, чтобы по интерпретируемому рудному интервалу было известно значение K_{pp} .

Поскольку отношение массовой доли радия по гамма-каротажу (q_{Ra}) к массовой доле урана по КНД-м (q_U) определяет суммарную поправку, то поправку на отжатие радона подсчитывают по формуле:

$$P = \frac{K_{pp} \cdot q_U}{q_{Ra}} \quad (26.7)$$

Для кровли и подошвы каждого рудного интервала подсчитывают бортовое содержание радия $q_{Ra}^{(b)}$, соответствующее заданному бортовому содержанию урана, по методике.

Контрольные вопросы:

1. Как находят поправки на поглощение гамма-излучения промывочной жидкостью?
2. Как находят поправки на поглощение гамма-излучения обсадными трубами?
3. Как можно уточнить наличие эффекта «отжатия радона»?
4. Из каких этапов состоит процесс вычислений с целью определения содержания урана?
5. Как выполняется количественная интерпретация результатов КНД-м?

План:

1. Роль ГИС при разведке подземных вод
2. Литолого-гидрогеологическая документация разреза
3. Определение границ водоносных горизонтов
4. Определение пористости водоносных горизонтов
5. Определение коэффициента фильтрации
6. Оценка минерализации подземных вод
7. Определение элементов динамики подземных вод

1. Роль ГИС при разведке подземных вод

Потребление пресных вод для обеспечения промышленности, сельского хозяйства и бытовых нужд населения неуклонно увеличивается во всем мире. Доля подземных вод в общем водопотреблении России составляет около 8%, в то время как в развитых европейских странах она достигает 60-80%. Нет сомнений, что и в нашей стране роль подземных вод будет возрастать, поскольку ресурсы поверхностных вод ограничены, а загрязнение их увеличивается.

Уже в настоящее время для целей водоснабжения, гидрогеологических и инженерно-геологических исследований ежегодно сооружается большое количество скважин, причем бурение их ведется в большинстве случаев сплошным забоем, без отбора керна. По этой причине ГИС становятся основным источником информации для решения задач изучения геологического разреза и технического оборудования этих скважин.

В настоящее время при разведке подземных вод с помощью ГИС решаются следующие задачи:

1. Литологическое расчленение разрезов скважин на воду.
2. Выделение в разрезах водоносных горизонтов, определение их мощности и строения.
3. Определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) водоносных горизонтов:
 - определение пористости;
 - определение коэффициента фильтрации.
4. Определение минерализации подземных вод.
5. Изучение элементов динамики подземных вод.
6. Изучение технического состояния скважин на воду.

2. Литолого-гидрогеологическая документация разреза

Решение этой задачи является первым и необходимым этапом гидрогеологического исследования скважин. Очень часто, например, при исследовании рыхлых и слабоцементированных терригенных отложений литологическое расчленение разреза предопределяет его дифференциацию по коллекторским свойствам, которые для этих пород обусловлены межзерновой пористостью. Не меньшее значение имеет литологическое расчленение разреза при разведке трещинных вод, хотя в этом случае коллекторские свойства водоносных горизонтов и не определяются их литологией.

Задача литологического разреза скважин на воду решается, в принципе, так же, как и при исследовании нефтяных и газовых скважин.

Отличительной особенностью гидрогеологических скважин является их малая глубина. Около 90% всех скважин на воду имеют глубину, не превышающую 400 м. Применение для исследования таких малометражных скважин сложных и дорогих методов становится нерентабельным.

Как показывает статистика для исследования гидрогеологических скважин чаще всего применяются методы КС, ПС и ГК, значительно реже - МЗ, АК, НТК и ППГК (не более 2-3% скважин).

На рис. 27.1 представлен пример расчленения разреза гидрогеологической скважины по комплексу каротажных диаграмм. Как следует из этого рисунка, лучше всего песчаные

водоносные горизонты выделяются по микрондам -положительными приращениями $A_{рк}$ (пласты 1, 5, 7), тогда как по ПС этим пластам могут соответствовать как положительные (пласт 1), так и отрицательные (пласт 7) аномалии, или такие аномалии могут отсутствовать вообще (пласт 5) в зависимости от соотношения между минерализацией бурового раствора и пластовых вод.

3.Определение границ водоносных горизонтов

Точное определение границ водоносных горизонтов в разрезах скважин позволяет правильно установить фильтры и тем самым повысить эффективность бурения на воду. Несмотря на важность этого вопроса, традиционные гидрогеологические исследования не располагают методами, позволяющими точно определить границы водоносных горизонтов в скважинах и, тем более, оценить их неоднородность.

Методы ГИС, напротив, дают возможность не только точно установить отметки кровли и подошвы водоносного горизонта, но и изучить его характеристики. Эта задача может быть решена теми же методами, что и задача выделения коллекторов в разрезах нефтяных и , газовых скважин. Кроме того, для выделения водоносных горизонтов в скважинах могут быть применены и прямые методы, такие как расходометрия, резистивиметрия и термометрия.

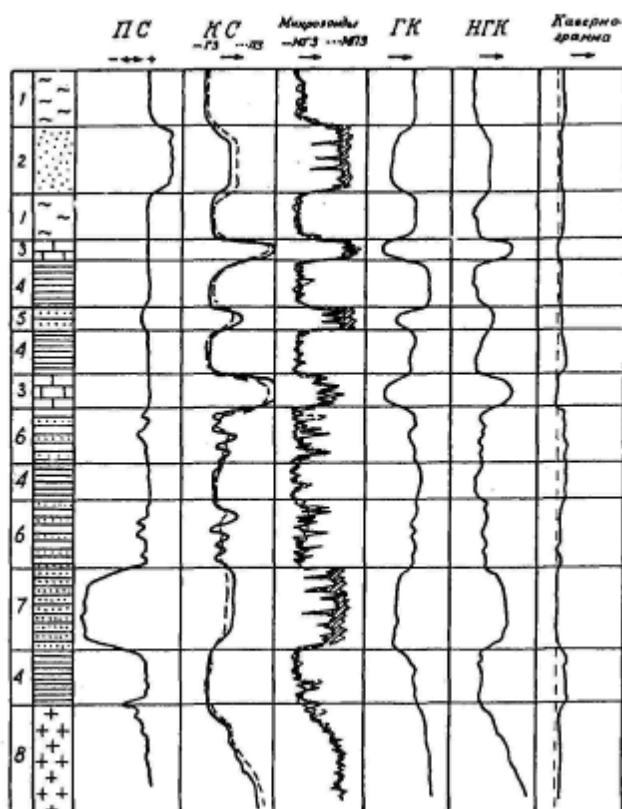


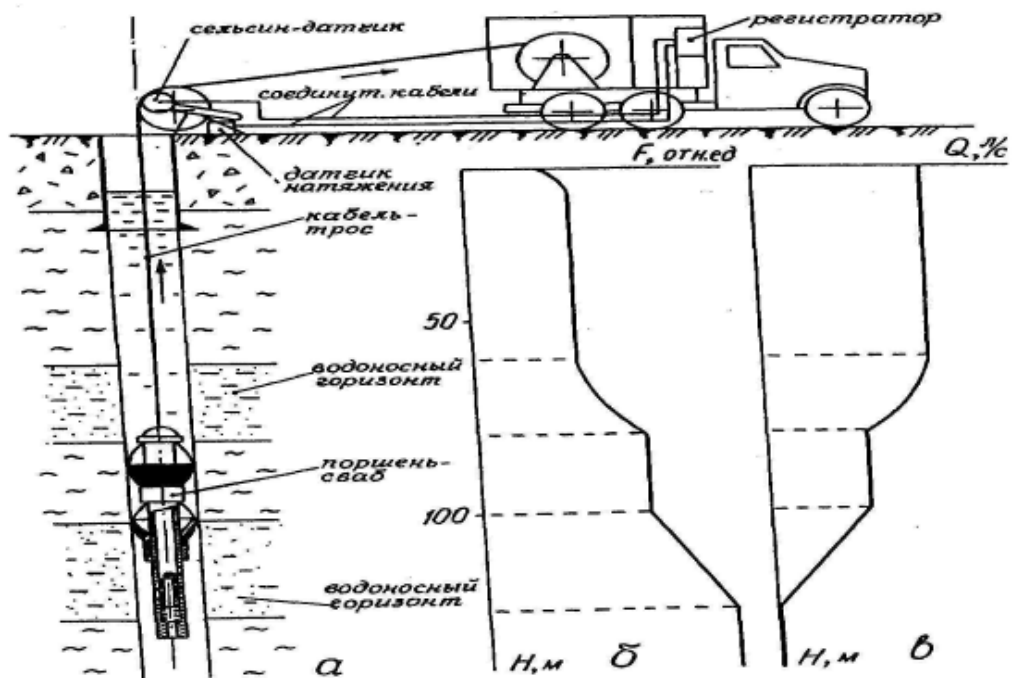
Рисунок 27.1 – Комплекс каротажных диаграмм для литологического расчленения разреза скважины на воду

1 - глина; 2 - песок, насыщенный пресной водой; 3 - известняк; 4 - сланец; 5 - песчаник, насыщенный солоноватой водой; 6 - сланец с прослоями песчаника; 7 - песчаник, насыщенный соленой водой; 8 - коренная порода (гранит)

Предложен еще один, названный ускоренным, метод выделения водоносных горизонтов.

Этот метод заключается в протаскивании по скважине уплотненного поршня-сваба, прикрепленного к каротажному кабелю, при одновременном измерении силы натяжения кабеля.

На рис. 27.2 изображена схема осуществления метода (а) и график изменения силы натяжения кабеля (б) в сравнении с контрольной расходограммой (в). При движении сваба против непроницаемых пород сила натяжения кабеля остается постоянной, при пересечении им водоносных горизонтов происходит подсос воды, и сила натяжения падает, как это показано на диаграмме рис. 27.2, б.



а - схема осуществления способа; б - график изменения силы натяжения кабеля по скважине; в - контрольная расходограмма

Рисунок 27.2 – Способ выделения водоносных горизонтов в разрезах буровых скважин с помощью уплотненного поршня – сваба

Дополнительным преимуществом способа является то, что во время его осуществления происходит разглинизация водоносных горизонтов, и открывается доступ для подземных вод в скважину.

4. Определение пористости водоносных горизонтов

Коэффициент пористости K_p водоносных горизонтов может быть определен по данным одного из каротажных методов (ПГГК, НТК или АК), которые уже рассматривались нами ранее. Наиболее подходящим является способ определения K_p по данным электрического каротажа, поскольку он применяется в скважинах на воду наиболее часто.

Емкостные свойства трещиноватых коллекторов характеризуются коэффициентом объемной трещинной пустотности (для краткости - коэффициент трещиноватости - $K_{тр}$). Для определения $K_{тр}$ нами предложен новый способ, основанный на измерении вызванной поляризации пород при различных токах пропускания. Экспериментально установлено, что чем больше коэффициент трещиноватости, тем медленнее происходит возрастание $\Delta U_{ап}$ при увеличении $\Delta U_{пр}$.

5. Определение коэффициента фильтрации

Коэффициент фильтрации K_f водоносных горизонтов определяют по результатам расходомерии скважин в установившемся режиме возбуждения. Для осуществления этих способов на кафедрах геофизики и технологии и техники разведки месторождений полезных ископаемых УГГГА разработан ряд оригинальных скважинных расходомеров и уровнемеров.

Одновременно с определением K_f расходомерия позволяет уточнить границы водоносных горизонтов, изучить их однородность, определить удельный дебит и т.п.

Вообще, при исследовании скважин на воду расходомерия является самым информативным методом.

6. Оценка минерализации подземных вод

Определение минерализации вод по первым же скважинам, вскрывающим водоносные горизонты, играет важную роль, т.к. позволяет оперативно оценить качество вод, определить их пригодность для питьевого водоснабжения и в зависимости от результатов решать вопросы их дальнейшей разведки. Напомним, что пригодными для питья считаются воды с минерализацией до 1 г/л.

Сведения о минерализации подземных вод могут быть получены после исследования проб воды, отобранных опробователями пластов на кабеле, или в результате интерпретации диаграмм ПС, в случае их диффузионно-адсорбционного происхождения.

Наиболее точные и достоверные результаты дает исследование проб подземных вод, полученных при пробной откачке из скважин.

7. Определение элементов динамики подземных вод

Изучение динамики подземных вод необходимо при решении вопросов обеспечения водоснабжения различных объектов, борьбы с обводнением горных выработок и нефтяных залежей, при использовании коллекторов для захоронения промстоков и радиоактивных отходов. Из всех вопросов динамики подземных вод остановимся на определении напора подземных вод, направления и скорости их фильтрации.

Определение напора подземных вод в наиболее простых случаях, когда скважиной пересечен только один водоносный горизонт, производится по измерениям статического уровня в скважине.

В более сложных случаях, когда скважина вскрывает несколько водоносных горизонтов, в ней устанавливается статический уровень, обусловленный взаимодействием водоносных горизонтов между собой, в результате которого возникают осевые перетоки в скважине, направление и интенсивность которых зависят от напора, мощности и коэффициента фильтрации каждого из пересеченных горизонтов.

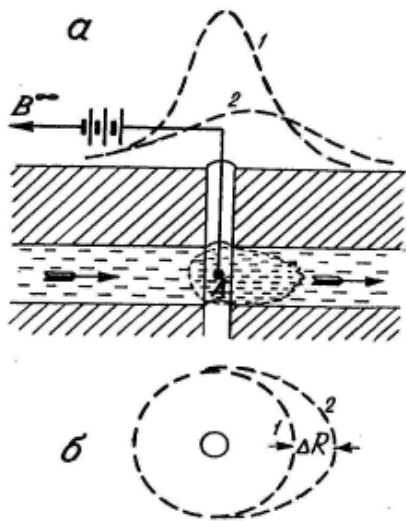
Напор каждого из горизонтов определяют в результате комплексных расходометрических и уровнеметрических наблюдений при нескольких уровнях возбуждения скважины, по данным которых строят графики зависимости расхода каждого горизонта от динамического уровня в скважине. Продолжение этих графиков до уровня нулевого расхода и дает величину статического уровня (т.е. напора) каждого из горизонтов.

Направление и скорость фильтрации подземных вод традиционно определяются гидрогеологами с помощью метода индикаторов. Суть этого метода заключается в том, что в одну из скважин, вскрывающих водоносный горизонт и называемую испытательной, запускают какой-либо индикатор, а в других скважинах (наблюдательных) следят за его появлением. В качестве индикаторов могут быть использованы электролиты, красители, радиоактивные изотопы. Для осуществления этого метода требуется наличие куста скважин и большие затраты времени. Геофизики используют для решения этой задачи метод заряда, для чего создают в водоносном пласте линзу хорошо проводящих подземных вод, искусственно засаливая воду против водоносного горизонта в скважине, помещают в эту линзу токовый электрод, а затем прослеживают изменение конфигурации изолиний потенциала на поверхности.

На рис. 27.3, показана схема этого метода и графики потенциала, измеренного сразу после засолки скважины (1) и через интервал времени $\Delta\tau$ после нее (2). На рис. 27.3, б приведены изолинии потенциала, снятые сразу после засолки (1) и через интервал времени $\Delta\tau$ после нее.

Направление потока определяют по изменению формы изолиний, а скорость потока рассчитывают как отношение удлинения ΔR изолинии 2 к Интервалу времени $\Delta\tau$.
Наиболее точные определения скорости потока получают при измерениях с большими интервалами времени $\Delta\tau$.

$$V = \frac{\Delta R}{\Delta \tau}$$



а - схема метода; б - смещение изолинии потенциала в направлении потока через интервал времени Δt

Рисунок 27.3 – Определение направления и скорости движения подземных вод с помощью метода заряженного тела

Этот способ также требует довольно больших затрат времени и дает надежные результаты только при глубине водоносных горизонтов не более 100 м. Более производительны и не имеют ограничения по глубине способы и устройства, основанные на исследовании движения подземных вод в пределах площади поперечного сечения скважины, пересекающей водоносный горизонт.

Одно из таких устройств, крайне простое по конструкции, предложено автором. Это устройство изображено на рис. 27.4. Оно состоит из решетчатого корпуса, свободной магнитной стрелки, скрепленной с тонким диском, покрытым слоем материала-сорбента (например, фильтровальной бумаги), и расположенного над ним перфорированного контейнера с воднорастворимым красителем.

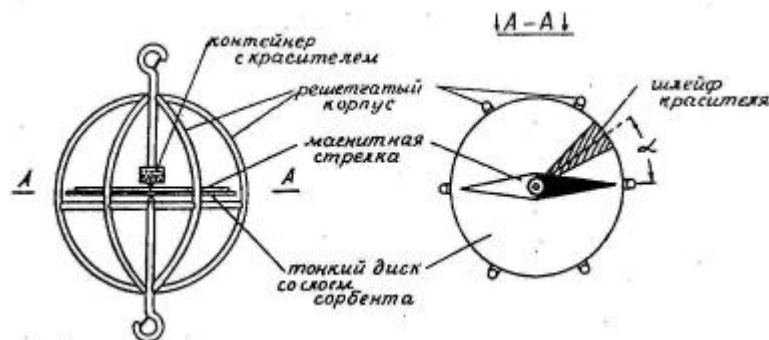


Рисунок 27.4 – Автономное устройство для определения направления движения подземных вод

Устройство опускают в скважину на любой линии связи (шнуре, канатике или жилке) и устанавливают напротив водоносного горизонта, положение которого в разрезе скважины было заблаговременно определено по каротажным данным. Диск со слоем сорбента поворачивается вместе с магнитной стрелкой, которая ориентируется по магнитному меридиану. Краситель, засыпанный в перфорированный контейнер, растворяется и выносится по направлению потока, оставляя на материале-сорбенте шлейф красящего вещества.

Угол между осью шлейфа и северным концом магнитной стрелки дает магнитный азимут потока. О скорости потока можно судить по ширине шлейфа красителя на сорбенте: чем больше скорость, тем уже шлейф.

Контрольные вопросы:

1. Какими методами ГИС можно определить мощность и строение водоносных горизонтов?
2. Как можно определить пористость водоносных горизонтов?
3. Как можно определить коэффициент трещиноватости трещинных коллекторов подземных вод?
4. Какими способами определяют скорость и направление движения подземных вод?
5. Как оценить минерализацию подземных вод?

Урок №28

Тема: Комплексная интерпретация ГИС на месторождениях ископаемых углей

План:

- 1.Комплексирование ГИС на месторождениях ископаемых углей
- 2.Физические свойства углей и вмещающих пород
- 3.Задачи, решаемые ГИС в углеразведочных скважинах и методика работ

1.Комплексирование ГИС на месторождениях ископаемых углей

Значение ГИС на месторождениях ископаемых углей обусловлено тем, что из-за хрупкости угля бывает мал выход керна из угольных пластов. По этой причине по данным бурения невозможно точно установить мощность угольных пластов, а иногда и определить их свойства. Нередко случаются пропуски угольных пластов. Благоприятными предпосылками для применения ГИС служат различия физических свойств углей и вмещающих пород (глин, аргиллитов, алевролитов, песчаников).

2.Физические свойства углей и вмещающих пород

Физические свойства ископаемых углей зависят от степени их метаморфизма, влажности (W) и минерального состава.

По степени метаморфизма различают: бурые угли (содержание углерода 60-70%, влажность до 40%), каменные угли (углерода 80-95%, влажность до 5%) и антрациты (углерода более 95%, W~0).

Эти разновидности углей, кроме того, подразделяются на группы (технологические марки), имеющие разное промышленное значение.

Важной качественной характеристикой углей является зольность. Зольность определяется процентным содержанием в угле негорючих компонентов, представленных глиноземом, кремнеземом и окислами железа. Эти компоненты попадают в уголь в процессе образования его залежей и являются примесью вмещающих пород. При зольности от 50% и выше порода называется горючим сланцем.

Рабочая мощность угольных пластов в различных географо-экономических районах - от 0,45 до 1 м.

По сравнению с вмещающими породами каменные и бурые угли характеризуются повышенным УЭС. УЭС углей возрастает с увеличением степени метаморфизма от 10-200 Ом-м у бурых до 50-1000 Ом-м - у тощих каменных. При переходе к антрацитам УЭС резко падает - до 5,0-0,01 Ом-м. С увеличением зольности сопротивление бурых и каменных углей уменьшается, антрацитов - увеличивается.

Угли способны окисляться и, следовательно, создавать аномалии естественного электрического поля.

Аномалии ПС над антрацитами достигают 400-600 мВ, над каменными углями - 100 мВ, над бурыми - ±50 мВ. Над бурыми углями аномалии ПС возникают не только под действием окислительно-восстановительных, но и в результате диффузионно-адсорбционных и фильтрационных процессов.

Угли также обладают способностью поляризоваться и создавать аномалии вызванной поляризации (ВП).

Естественная радиоактивность углей, как правило, ниже, чем вмещающих песчано-глинистых пород.

Плотность углей (1,15-1,75 г/см³) значительно меньше, чем у вмещающих пород (на 0,5-1,0 г/см³). Плотность углей растет с увеличением степени метаморфизма. Растет она и с увеличением зольности. Тем не менее, плотность - это то физическое свойство, по которому все типы углей всегда однозначно отличаются от вмещающих пород.

Кроме того, угли обладают сравнительно низким эффективным атомным номером (у чистого углерода $Z = 6$), у вмещающих пород $Z_{эф} = 13-15$, т.е. значительно выше. Даже небольшая примесь золы заметно увеличивает $Z_{эф}$ угля.

Скорость распространения упругих волн в углях меньше, чем во вмещающих породах.

На кавернофаммах угли отмечаются как зоны увеличенного диаметра из-за их разрушения при бурении.

Таким образом, существуют благоприятные предпосылки для применения в углеразведочных скважинах электрических, радиоактивных и др. методов ГИС.

3. Задачи, решаемые ГИС в углеразведочных скважинах и методика работ

С помощью ГИС при разведке ископаемых углей решается следующий широкий комплекс геологических и технических задач:

1. Литологическое расчленение разрезов скважин.
2. Выделение пластов угля, определение их мощности и строения.
3. Определение зольности углей.
4. Определение элементов залегания угольных пластов.
5. Определение тектонических нарушений угольных пластов.
6. Построение корреляционных разрезов, структурных карт и т.п.
7. Изучение технического состояния скважин.

Геофизические исследования углеразведочных скважин выполняют, как правило, в 2 этапа.

I этап основных исследований охватывает всю глубину скважины. Запись диафамм ведется в масштабе 1:200. Решаются задачи литологического расчленения разрезов, выделения угольных пластов и их корреляции, изучения технического состояния скважин.

II этап детальных исследований охватывает только ту часть скважины, где локализуются угольные пласты. Масштаб записи диаграмм - 1:50. Решаются задачи определения мощности и строения угольных пластов, определения их зольности, элементов залегания, зон тектонических нарушений.

Комплекс методов основного этапа включает, как минимум, 4 метода: КС, ГГК-П, ГК, КМ, причем главенствующую роль играют ПГГК и КС. Диаграммы ГК и кавернометрии нужны для более точной интерпретации первых двух и играют вспомогательную роль.

На рис. 28.1 представлен упрощенный геологический разрез, содержащий 2 каменноугольных пласта, и схематизированный вид каротажных диаграмм на этом разрезе.

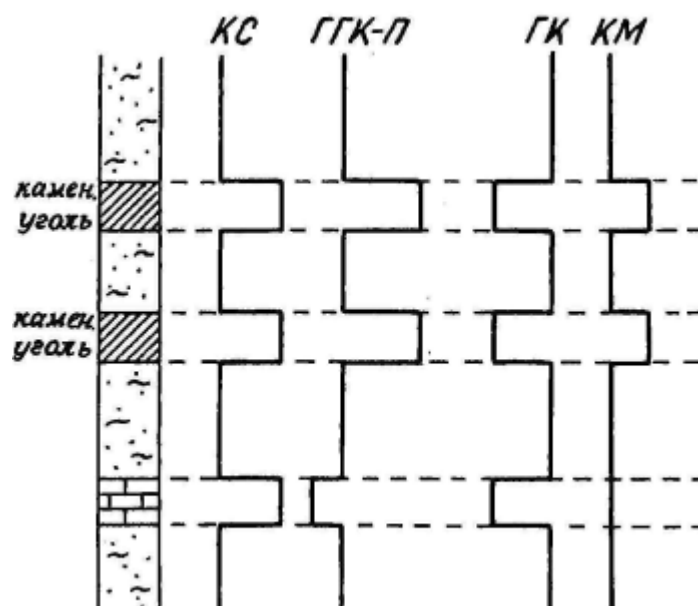


Рисунок 28.1 – Выделение пластов каменного угля среди песчано-глинистых вмещающих пород по комплексу ГИС

Для записи диаграмм КС используют на бурых углях градиент-зонды длиной от 0,5 до 3,0 м и потенциал-зонд АМ=0,1 м; на каменных углях -большие градиент-зонды длиной 2,5-3,6 м; на антрацитах - потенциал-зонд длиной 0,1 или 0,2 м.

Зонды 1111К для углей всех типов имеют длину 0,4 м при использовании источника Со60 и 0,2 м - при источнике Cs137.

Мощность угольных пластов, согласно требованиям существующих инструкций, должна быть определена с погрешностью, не превышающей 5 см, и не менее, чем 2 методами.

По этой причине на этапе детальных исследований к методу КС добавляют еще один метод. Как правило, это БТК - боковой токовый каротаж с зондом, в котором центральный электрод Ао имеет длину 2 см, а экранные электроды - по 75 см.

Зольность углей обычно определяют методом СГГК. Этот метод уже рассматривался нами ранее. Кроме того, зольность может быть определена методом наведенной активности по изотопу Al^{28} или по методу КС на основе корреляционной зависимости между зольностью и электрическим сопротивлением углей.

Контрольные вопросы:

1. Назовите основные типы ископаемых углей.
2. Какими особенностями физических свойств обладают ископаемые угли по сравнению с вмещающими породами?
3. Как влияет зольность углей на их физические свойства?
4. Каков состав золы ископаемых углей?
5. Какие задачи решаются с помощью методов ГИС при разведке ископаемых углей?
6. Каков состав комплекса методов ГИС для литологического расчленения разрезов углеразведочных скважин?
7. Какими аномалиями на диаграммах этих методов выделяются пласты угля?
8. Какими методами можно определить зольность углей непосредственно в скважинах?

Урок №34

Тема: Обязательная контрольная работа

Вопросы:

1. Интерпретация результатов индукционного каротажа
2. Интерпретация результатов бокового каротажа
3. Интерпретация результатов микрокаротажа
4. 4.Интерпретация результатов гамма-гамма каротажа
5. 5.Интерпретация результатов бокового каротажа зондирования
6. 6.Интерпретация результатов нейтрон-нейтронного каротажа
7. 1.Интерпретация результатов каротажа кажущегося сопротивления
8. 2.Интерпретация результатов каротажа собственной поляризации
9. 3.Интерпретация результатов гамма каротажа
10. 4.Интерпретация результатов нейтронного гамма каротажа
11. 5.Определение нефтенасыщенности
12. 6.Определение сопротивления пластового флюида по боковому каротажу зондирования