

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«МУРМАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Кафедра морского
нефтегазового дела

Краткий конспект лекций по промысловой геофизике

*Учебно-методическое пособие по дисциплине «Промысловая геофизика»
для студентов высших учебных заведений по программе «21.05.05 и 21.03.01»*

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН.....	3
1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН	4
2. ЛЕКЦИЯ 1	5
3. ЛЕКЦИЯ 2	6
4. ЛЕКЦИЯ 3	7
5. ЛЕКЦИЯ 4	8
6. ЛЕКЦИЯ 5.....	9
7. ЛЕКЦИЯ 6	10
8. ЛЕКЦИЯ 7	12
9. ЛЕКЦИЯ 8	13
10. ЛЕКЦИЯ 9	15
11. ЛЕКЦИЯ 10.....	17
12. ЛЕКЦИЯ 11.....	18
13. ЛЕКЦИЯ 12.....	19
14. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	20

1. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Геофизика делится на:

1. *Промысловая геофизика (НГ);*
2. *Рудная геофизика (твердые полезные ископаемые);*
3. *Сейсмика;*

Промысловая геофизика включает в себя:

1. *Электрические методы;*
2. *Неэлектрические методы;*

Приборы промысловой геофизики:

1. *БКЗ*
2. *МБК*
3. *НК*
4. *ГК и др.*

Геофизика возникла в 20-е или 30-е годы.

2. Электрические методы исследования скважин

Удельное электрическое сопротивление горных пород.

Известно, что электрическое сопротивление R проводника длиной L , состоящего из однородного материала и не имеющего постоянного поперечного сечения S можно определить по формуле: $R = \frac{\rho L}{S}$.

ρ - удельное электрическое сопротивление Ом/м.

Удельное электрическое сопротивление породообразующих и рудных минералов:

Ангидрит – 10^7 - 10^{10} ;

Нефть – 10^8 - 10^{16} ;

Кварц – 10^{12} - 10^{16} ;

Глины – 10^0 - 10^{15} ;

Каменный уголь 10^{10} - 10^{16} ;

Коэффициент водонасыщения и параметр насыщения.

Поле точечного источника постоянного электрического тока в однородной среде.

3. Лекция 1.

Точка записи расположена посередине между разноименными электродами. Различают несколько основных типов кривых БКЗ:

Двухслойная;

Трехслойная, при наличии проникновения фильтрата бурового раствора, снижающего сопротивление пласта;

В пласте высокого сопротивления, но ограниченной мощности;

Первый тип кривых:

Двухслойные кривые зондирования, наблюдаются в непроницаемых весьма слабопроницаемых пластах большой мощности, удельное сопротивление которого выше 1А или ниже 1Б удельного сопротивления бурового раствора. Интерпретацию кривых первого типа проводят с помощью двухслойных палеток электрического зондирования, по которой определяется $\rho_{п}$;

Трехслойные кривые зондирования, наблюдаемые при проникновении фильтрата бурового раствора, понижающего сопротивление пласта. Этот тип характерен для мощных пластов коллектора, когда сопротивление пласта в зоне проникновения фильтрата $\rho_{зп}$ меньше $\rho_{п}$, кроме того этот тип кривых может быть и в водоносных пластах. Интерпретацию проводят с помощью комплекта трехслойных палеток и специальных палеток К2;

Трехслойные кривые, наблюдаемые при проникновении фильтрата, повышающего сопротивление пласта, $\rho_{зп} > \rho_{п}$, могут быть представлены песчаниками с хорошей проницаемостью, насыщенными и минерализованными водой. Используют палетку БКЗ-У, при относительно неглубоком проникновении фильтрата;

В тонких пластах высокого удельного сопротивления, пласты могут быть плотными и проницаемыми, для интерпретации применяют палетки ЭКЗ (экстремально кривые зондирования);

4. Лекция 2

Измерение диаметра и профиля ствола скважины

В скважину опускается предмет, похожий на «циркуль» в сложенном состоянии, затем он раскрывается и поднимается вверх, регистрируя диаметр.

$$d_c = (d_1 + d_2) / 2$$

$$V_{\text{тампонажного камня}} = \pi(r_c)^2 H - \pi(r_{ок})^2 H$$

Номинальный диаметр d_n сохраняется в плотных непроницаемых породах. Увеличение диаметра (диаметр скважины больше d_n) наблюдается при разбурировании глин, аргиллитов, каменной соли, трещиноватых и кавернозных известняков. Уменьшение диаметра скважины по сравнению с номинальным диаметром происходит при проникновении фильтра бурового раствора в проницаемые отложения и образовании на стенках скважины глинистой корки. Скважина никогда не бывает строго вертикальной формы, поэтому при СПО инструмент движется всегда по одной и той же образующей стенки скважины. При этом замковое соединение врезается в горную породу, разрушает её, образует желоб и ассиметрично увеличивает диаметр. Диапазоны измерений могут достигать от 80 до 760 мм.

Желоб в разрезе скважины выделяют с помощью профилометра. Желоб считается прихватоопасным, если его глубина превышает половину диаметра замкового соединения. Для предупреждения прихвата и ликвидации опасного сечения профиля скважины выполняют торпедирование.

5. Лекция 3

Индукционный метод

Применяется:

В сухих скважинах;

В скважинах без применения бурового раствора;

С применением нефтяного или углеродного (синтетического) раствора;

Метод основан на различии электропроводности горных пород, величины обратной удельному электрическому сопротивлению. Метод предназначен для исследования скважин, не заполненных буровым раствором. Также применяется в скважинах, заполненных не проводящими электрический ток растворами (на нефтяной, углеродной основах, где метод БКЗ не может быть применен). В скважине расположена генераторная и приёмная катушки. При пропускании через излучающую катушку переменного тока частотой 20-50 кГц, вокруг катушки в окружающей среде создаются переменные токи. Эти токи индуцируют в приёмной катушке зонда электродвижущую силу.

В средах с низкой электропроводностью (горные породы), при относительно небольших частотах электромагнитного поля влиянием электрических полей и токов друг на друга («скин-эффект», то есть вихревые токи) можно пренебречь, и с достаточной точностью принять, что d_c характеризует σ . Величину σ_k необходимо обработать по аналогии с методом БКЗ, который определяет $\rho_{п}$. Обработка материалов производится с помощью специальных палеток. Влияние раствора на значения становится существенным, если удельное сопротивление $\rho_{бр}$ меньше $1 \text{ Ом}\times\text{м}$, а также, если диаметр скважины больше $0,3 \text{ м}$, если $\rho_k < 1 / \sigma_k < 2 \text{ Ом}\times\text{м}$. Порода существенного влияние не оказывает в случае, если мощность пласта больше 2 метров .

Таким образом, индукционный зонд применяется для разделения разреза на литологические разности, сопротивление которых не превышает $50 \text{ Ом}\times\text{м}$ и позволяет выделить переходную зону нефть-вода и газ-вода.

6. Лекция 4

Метод потенциала в собственной поляризации (ПС)

При исследовании скважин этим методом изучаются естественные электрические поля, возникающие в скважине и породах, в результате физико-химических процессов. Главную роль в формировании естественных электрических полей в скважине, заполненных буровым раствором на водной основе, играют потенциалы диффузионного происхождения. При исследовании методом ПС регистрируют диаграмму изменения по разрезу скважины разностью потенциалов между электродом М, перемещаемым по стволу скважины и другим электродом N, расположенным у основания скважины и обеспечивающим контакт с землей.

Диффузионная ЭДС

При непосредственном контакте растворов электролита различной концентрации на их границе в результате диффузии ионов, на которые диссоциирует электролит, возникает двойной электрический слой с разностью потенциалов E_D .

$$E_D = \frac{RT}{nF} \frac{U-V}{U+V} \ln \frac{C_1}{C_2} \text{ (mV) милливольты}$$

E_D – диффузионная ЭДС, R-газовая постоянная, T – температура в К, n – валентность электролита, U – подвижность катиона, V – подвижность аниона, C_1 C_2 – концентрация растворов, F – число Фарадея.

В пластовых водах, нефтяных и газовых месторождениях, буровом растворе – наиболее распространенным ионом является поваренная соль NaCl, диссоциирующая в водном растворе на катионы Na^+ и анионы Cl^- и имеющая показатели равные $U = 40$, а $V = 60$: $E_D = - 11,6 \lg C_1/C_2$.

Таким образом, диффузионная разность потенциалов возникает при различной концентрации C_1 и C_2 , а также подвижности U и V. Величина и знак диффузионной ЭДС зависят от химического состава раствора электролита и соотношения концентраций граничащих растворов, температура при этом постоянна.

7. Лекция 5

Если растворы 1 и 2 разделены пористой перегородкой, то величина и знак, возникающий у диффузионной ЭДС, зависят также от размеров форм перегородки. Это происходит потому, что диффузия катионов и анионов протекает из растворов с большей в раствор с меньшей концентрацией ионов. При их прохождении через поровые каналы перегородки в процесс вовлекаются подвижные катионы внешней обкладки двойного слоя, расположенные на поверхности твёрдой фазы скелета. Выражение для данного случая будет иметь вид: $E_{ДА} = K_{ДА} \lg C_1/C_2 \cdot K_{ДА} f(r_{пор})$, $-11,6 \text{ mV} < K_{ДА} < 58 \text{ mV}$, $t=20^{\circ}\text{C}$.

При исследовании коллекции терригенных образцов роль крупнопористой перегородки играет чистый неглинистый песчаник с размерами пор в единицы и десятки микрометров, роль «идеальной мембраны» исполняет тонкодисперсная глина. Этим породам для растворов NaCl соответствуют значения $-11,6 \text{ mV} < K_{ДА} < 58 \text{ mV}$, $t=20^{\circ}\text{C}$. В лабораторных условиях применяют электрохимическую ячейку, содержащую отделение с растворами различной концентрации и перегородку. В качестве перегородки используется образец горной породы.

Электрохимические поля скважины

$$E_S = E_s / \eta;$$

$$\alpha_{ПС} = E / E_{ст};$$

$$\Delta v = E_s - i(R_{гг} - R_{п});$$

В отличие от диаграмм сопротивления и других методов ГИС – не имеет нулевой линии, поскольку регистрируется разность потенциалов. Диаграмма ПС используется для литологического расчленения терригенного и карбонатного разреза с выделением в терригенном разрезе пластов песчаника, глины и промежуточных литологических разностей (то есть с различной глинистостью).

При низких значениях минерализации бурового раствора и пластовых вод – кривая ПС неинформативна. ПС также не применяют, если скважина разбурена с использованием раствора на нефтяной и углеводородной основе.

8. Лекция 6

Метод естественной радиоактивности горных пород

У всех горных пород в малом количестве присутствуют радиоактивные элементы. Содержание радиоактивных элементов, а, следовательно, и интенсивность, испускаемых ими ядерных излучений различны для разных горных пород. По данным радиосъемки можно судить о горных породах, пройденных при бурении скважины. Метод исследования геологического разреза скважин, основанный на регистрации излучений испускаемых естественно-радиоактивными элементами горных пород носит название **метода естественной радиоактивности**. Такие виды излучения, как α и β не доходят до прибора, затухая в буровом растворе, индикатора достигает лишь γ -излучение. При исследовании γ -методом в скважину опускают прибор, который содержит детектор гамма-излучений и электронную схему, точку записи ГК.

Радиоактивность горных пород обусловлена в основном присутствием в них урана, тория, калия, а также их продуктов распада. При разработке ряда нефтяных и газовых месторождений обнаружено резкое повышение радиоактивности некоторых продуктивных пластов. Одной из причин может являться их обводнение. Если не считать урановых и ториевых руд, наибольшей γ -активностью обладают кислые изверженные породы, например, глины и граниты. Наименее радиоактивны в среде осадочных пород разности известняков, песчаников, большинства каменных углей, а также гидрхимические породы (кроме калийных солей). В осадочных породах, как правило, радиоактивность тем больше, чем выше содержание глинистой фракции. Это позволяет по кривым интенсивности излучений определять глинистые и чистые разности. Диаграммы ГК используют также для выделения в скважине урана, тория, калия, а также других полезных ископаемых, обладающих повышенной радиоактивностью.

Радиус сферы, с которого приходит 90-95% регистрируемого излучения, называется **радиусом зоны исследования** и считается, что для ГК он приблизительно равен 30 см. Чем больше искажение регистрации интенсивности, тем больше выражение $v \times \tau$ (где τ задержка интегрированной ячейки).

$$I_{\gamma} = K_{\gamma} \frac{A}{r^2} \text{ [импульс/минута]}$$

I_{γ} - интенсивность излучения;

K_{γ} - постоянная прибора;

A- активность излучения;

r – расстояние до детектора;

Метод рассеянного излучения. γ γ -метод (гамма гамма метод)

В γ - γ -методе горная порода облучается источником гамма квантов и регистрируется интенсивность излучения, достигающая индикатора. Фильтр изготавливается из тяжелого металла (железо, свинец). Гамма кванты, вылетающие из источника, претерпевают рассеивание в горной породе и значительно уменьшают свою энергию в результате фотоэффекта. Показания γ - γ -метода можно менять путём выбора источника излучения. Чаще всего применяют кобальт-60.

Для уменьшения погрешности прибор прижимают к стенке скважины. Для учёта изменения толщины глинистой корки применяют два детектора, которые расположены на различном расстоянии (15-35 см) от источника.

Плотностную модификацию γ - γ -метода применяют для разделения в разрезе скважин пород с различной плотностью. Плотность породы связана с коэффициентом пористости.

$$\sigma_{\text{п}} = \sigma_{\text{м}}(1 - K_{\text{п}}) + \sigma_{\text{ж}} K_{\text{п}};$$

Данный применяют для изучения геологического разреза в необсаженной скважине. В обсаженной скважине в зависимости от типа источника и конструкции зонда разрез определяется в основном толщиной и плотностью цементного камня и толщиной обсадной колонны, поэтому метод применяется для определения качества цементирования.

9. Лекция 7

Нейтронный гамма-каротаж

При регистрировании нейтронным гамма методом регистрируют гамма-излучение, образующееся при захвате тепловых нейтронов ядрами горной породы. Показания ГК определяются в первую очередь содержанием водорода в горной породе и скважине. Показания ГК растут при уменьшении водородосодержания. Менее существенное влияние, чем водород, оказывают элементы, обладающие одновременно высоким сечением поглощения тепловых нейтронов и аномально высокой интенсивностью гамма-излучения. В осадочных породах таким элементом является хлор, дающий в среднем 2-3 высокоэнергетических гамма-кванта при захвате одного нейтрона. При отсутствии хлора нейтроны захватываются водородом. В частности, водоносные пласты, насыщенные минерализованной пластовой водой, отмечаются большими показаниями по сравнению с нефтеносными пластами той же пористости.

Задачи, решаемые данным методом:

Расчленение пород по водородосодержанию;

Установление газожидкостного и реже водонефтяного контакта в обсаженных скважинах;

Метод радиоактивных изотопов (меченых атомов)

Раствор, помеченный изотопами, прослеживают путем измерения их гамма-излучения по стволу скважины.

Работу с радиоактивными изотопами проводят в следующей последовательности:

Фоновый замер;

Введение радиоактивного изотопа в буровой раствор, заполняющий ствол скважины;

Ожидание времени, необходимого для проникновения помеченного раствора в пласты, пройденные скважиной;

Промывание скважины от радиоактивных веществ;

Повторение измерения гамма-методом;

Сопоставление двух замеров ГК, обнаружение интервалов, радиоактивность которых существенно изменилась после проведения всех работ;

Следует выбирать изотопы с небольшим периодом полураспада. Для насыщения изотопами раствора применяют радиоактивные вещества с хорошей растворимостью, либо используют взвеси порошкообразных веществ.

10.Лекция 8

Ядерно-магнитный метод

Пропуская ток через катушку, ось которой направлена под углом к магнитному полю земли создают поперечное магнитное поле, поляризующее горную породу. Величина h перпендикуляра должна быть больше h_0 поля земли. Через некоторое время поляризующее поле выключается. Затем измеряется вектор намагниченности M и T – время поперечной релаксации. При этом регистрируется сигнал от ядер водорода. Ядра других элементов (фтор, алюминий, углерод-13 и другие) создают более слабый и быстро затухающий сигнал, который практически не регистрируется прибором. Таким образом, величина Q_0 пропорциональна концентрации ядер водорода в горной породе. Причем несущественно входит ли водород в состав воды или нефти. В связи с этим данный метод используют для определения количества водорода в горных породах. Величину Q_0 также называют индексом свободного флюида, и измеряют в условных единицах. Величина, соответствующая 100 единицам является эталоном замера воды. В зарегистрированные показания вносятся поправки на влияние диаметра скважины и глинистую корку. После внесения поправок полученное значение соответствует коэффициенту эффективной пористости.

Акустические методы исследования скважины

Акустический метод исследования скважин основан на изучении полей и упругих колебаний в звуковом и ультразвуковом диапазоне частот. Основное применение получили методы искусственных акустических полей, в которых изучают распространение волн от излучателя, расположенного в скважинном приборе. Существует две основные модификации метода:

Модификация, основанная на изучении времени прихода (скорости распространения) и называемая **акустическим методом по скорости волн**;

Модификация, основанная на изучении амплитуды колебания и называемая **акустическим методом по затуханию волн**;

В волне S частицы движутся в направлении перпендикулярном распространению волны. Скорость распространения волн зависит от плотности и упругих свойств среды (модуля Юнга и сдвига). Скорость продольных волн связана с интервальным временем следующим отношением: $\Delta t = 1/v_p$. Интервальное время измеряется в микросекундах на метр (**ms/m**).

Горная порода	v_p	$\Delta t, \text{ms/m}$	$\alpha, 1/\text{m}$
Вода, промывочная жидкость	1500-1700	600-660	-
Глины	1500-3000	400-800	2-3
Песчаник несцементированный	2600-4000	250-500	0,7 - 2(3)
Известняк	3800-6000	167-263	0,3 – 0,7
Доломит	4000-6500	154-250	0,3 - 0,7

Для исследований обычно используются магнитострикционные излучатели.

11.Лекция 9

Термические методы исследования скважины

С помощью термического метода изучается распределение температуры по стволу скважины. Его использование для решения геологических задач основано на связи температуры в скважине с тепловыми свойствами горных пород, характером и интенсивностью тепловых процессов, происходящих в недрах земли и системе **скважина-пласт**. Различают методы **естественного и искусственного** тепловых полей. Основная задача при применении метода естественного поля заключается в изучении температуры горных пород, которую они имели до их вскрытия. Несколько условно к изучению методом естественного поля относят также изучения локальных тепловых полей, связанных с процессами растворения и окисления, происходящими на границе скважины с некоторыми горными породами.

Метод искусственного теплового поля позволяет изучать нестационарные процессы теплообмена между горными породами и скважиной. Скорость остывания или нагрев промывочной жидкости в скважине зависит от температуропроводности горных пород. Искусственное тепловое поле возникает также в эксплуатационной скважине, его изучение позволяет выделять нефтегазовые, водоотдающие интервалы и в благоприятных случаях определять их дебиты.

Основные законы теплопроводности и тепловые свойства горных пород

Основной закон теплопроводности (закон Фурье) $q = \lambda \text{ grad } T$

q - плотность теплового потока

λ -коэффициент теплопроводности, количество теплоты, передаваемое в 1 с через куб с единичной гранью, две противоположные грани которого находятся при температуре, отличающейся на 1К, а остальные грани являются теплоизолированными.

$\xi = 1 / \lambda$ – удельное тепловое сопротивление среды

c – количество теплоты, которое нужно сообщить единице массы вещества, чтобы поднять температуру на 1 градус.

Вещество	λ	c
Кварц	7.99	-
Каменная соль	5.35-7.22	840
Барит	1.7	460
Доломит	-	840
Вода	0.56	4190
Лёд	2.23	2820
Метан	0.029	2220

Воздух	0.024	1020
--------	-------	------

В тоже время в предельно водонасыщенных породах λ уменьшается с повышением $K_{п}$ (до двух раз с изменением $K_{п}$ от 0 до 30%).

Региональное тепловое поле

Через три недели (после остановки скважины в покое) начальное различие температур в скважине и пласте на порядок снижается. Поэтому, измеряя температуру в длительно простаивающей скважине, можно определять естественную температуру пород. Суточные колебания температур различаются на глубинах в 1-2 метра, годовые на глубинах 10-40 метров. Температура нижних интервалов определяется лишь внутренним теплом земли. Плотность теплового потока в данном районе тем ниже, чем раньше закончились магматические процессы. Плотность теплового потока минимальна в древних платформах, где градиент обычно равен $0,66 - 1,30 \cdot 10^{-2}$ К/м. В максимальных зонах молодого вулканизма градиент повышается до $3-7 \cdot 10^{-2}$ К/м.

Чаще всего встречаются следующие разновидности локальных тепловых полей:

Положительные температурные аномалии сульфидных руд и углей, обусловленные экзотермическими реакциями окисления на их границе со скважиной;

Отрицательные аномалии растворимых солей из-за эндотермической реакции растворения;

Аномалии коллекторов, поглотивших буровой раствор, с иной, чем у пласта температурой;

Аномалии проницаемых пластов, перекрытых неперфорированной колонной, связанные с интенсивной циркуляцией вод, в том числе, закачиваемых для ППД (поддержания пластового давления);

Аномалии коллекторов, обусловленные расширением жидкости или газа при снижении их давления;

Аномалии пластов, не отдающих газа или жидкости в данной скважине или аномалии, возникающие при поступлении жидкости или газа в скважину (обусловлены эффектом Джоуля-Томпсона при дросселировании через пористую среду); Газ при дросселировании на забой скважины охлаждается, жидкость при дросселировании через пористую среду нагревается. Газогидратная область при разложении за счет понижения давления сильно охлаждается и на это идет 85-100 кДж/моль.

12. Лекция 10

Газометрия скважин

При проведении газометрии скважин исследуют содержание углеводородов в газе бурового раствора, выходящего из скважины на поверхность. Метод дает наибольшую информацию о продуктивности пород. Газ через поры поступает в БР и выносится на поверхность. Концентрация углеводородов в БР прямо пропорциональна объёму породы, разрушаемой долотом в единицу времени, произведению коэффициента пористости и нефтегазонасыщенности, пластовому давлению (в газоносных пластах) или газовому фактору G , поровой жидкости (в нефтеводонасыщенных породах) и обратно пропорциональна расходу Q бурового раствора в единицу времени. Существуют две разновидности проведения газометрии:

В процессе бурения;

После бурения;

В первом методе газосодержание выходящего БР исследуют одновременно с бурением.

Газовая смесь, выделяющаяся в результате естественной дегазации жидкости, вместе с некоторым количеством воздуха отсасывается под действием вакуума, создаваемого электроустановкой. Часть газа из интегрирующего контура направляется в газоанализаторы станции ГТИ. Суммарное газосодержание водорода в газовой смеси определяется при помощи **газоанализатора**.

Чувствительные элементы (резисторы), помещенные в камеры, служат плечами моста постоянного тока и несколько нагреваются током питания моста.

Компонентный состав углеводородов определяется с помощью **газовой хроматографии**. Основная часть хроматографа состоит из нержавеющей стали, заполненной абсорбентом (силикагелем). При пропускании смеси через колонку метан практически не сорбируется и проходит вместе с воздухом. Остальные компоненты проходят с запаздыванием тем больше, чем выше номер предельного углеводорода.

Результаты газометрии используют:

Для оперативного выделения газоносных пластов, с целью перевода бурения на режим, установленный для вскрытия продуктивных пластов;

Для оценки характера насыщения коллекторов, выделенных другими методами ГИС;

Газосодержание пласта определяют по следующей зависимости:
$$\Gamma_{\Sigma} = \frac{0,037 \Gamma_{np} z T}{P_{пл}}$$

При обнаружении газа на устье скважины решают задачу о том – газ идет из пласта или из разбуриваемой породы.

13.Лекция 11

Люминесцентный анализ

Жидкость или исследуемый объект (шлам, керн) облучают ультрафиолетом и визуально определяют цвет его свечения и интенсивность. Для повышения чувствительности анализа на очищенную поверхность шлама наносят каплю хлороформа и наблюдают, свечение на месте нанесения капли. При очень высоком содержании битумов, наблюдается гашение люминесценции. Цвет люминесценции зависит от состава битумов:

Желто-голубоватый – лёгкие битумы;

Жёлтый, переходящий в коричневый – тяжелые битумы с большим содержанием смол и асфальтенов;

В некоторых породах люминесценция может быть связана не с битумами, а с урановыми и некоторыми другими минералами. Для исключения этой помехи и повышения чувствительности анализа необходимо извлечь битумы из шлама хлороформом или петролейным эфиром, а затем изучать люминесценцию и оптическую плотность полученного экстракта. По цвету люминесценции судят о типе битума, а по плотности экстракта, определяемой с помощью электро/фото калориметра – о концентрации битумов в растворителе. Хлороформом извлекаются асфальтены, смолы и масла, а петролейным эфиром только смолы и масла. Учитывая массу экстрагированного образца шлама, объём используемого растворителя в экстракте переходят к содержанию битума на единицу массы шлама. Различие содержания битума в двух типах экстракта характеризует содержание асфальтенов. Высокое значение этого параметра характерно для битуминозных пород с тяжелыми окисленными нефтями.

14.Лекция 12

Надёжность раннего обнаружения не гарантирована, если не используется индикатор потока.

Самое опасное проявление – **приповерхностный газ**. Опасность заключается в том, что на небольших глубинах при выходе газа, нельзя закрывать превентор, а в случае закрытия превентора может образоваться грифон. В таком случае используется специальное устройство – дивертор. Вопросами газосодержания в донных отложениях занимается сейсмика и инженерно-геологическая служба .

2д сейсмика – площадная и по мощности.

3д сейсмика – объемная.

4д сейсмика – объемная и во времени.

Так как скважина неглубокая, то газ может достичь поверхности очень быстро. При бурении под верхнюю обсадную колонну бурильщик должен быть особенно внимательным при обнаружении признаков проявления. Индикатор потока, установленный на выкидной линии, может предупредить о начавшемся проявлении и позволит вам закрыть скважину. Важно следить за индикатором потока, особенно при бурении верхних интервалов. Предупреждение о начавшемся проявлении от датчиков увеличения объёма бурового раствора поступит несколько позднее, чем от индикатора потока на выкидной линии, так как в этом случае буровой раствор должен поступить в ёмкости. Такая задержка может оказаться критической для успешной ликвидации проявления.

В технический проект скважины рекомендуется включить указания о том, в каких интервалах можно закрывать скважину, а каких нет и носит рекомендательный характер.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Латышева, М. Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. – М.: Недра. – 1981. – 181 с.
2. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Промысловая геофизика/В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов, А.Н. Африкян. –М.: Недра,1986 – 336 с.
3. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю. Кожевников Д.А. Петрофизика (физика горных пород)/ В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Кожевников Д.А. –М.: "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004–368 с.