

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
ДАГЕСТАН

Государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение
«Технический колледж им. Р.Н. Ашуралиева»



**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
К ВЫПОЛНЕНИЮ
ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ**

**ОП.11 Основы геофизических и гидродинамических исследований
скважин**

по специальности среднего профессионального образования

21.02.02. Бурение нефтяных и газовых скважин

ДЛЯ СТУДЕНТОВ ОЧНОЙ И ЗАОЧНОЙ ФОРМ ОБУЧЕНИЯ

Махачкала 2020

УДК 532.5: 622.276

Рецензенты:

Давудов И.А., ст. преподаватель кафедры «Эксплуатации и обслуживания объектов транспорта нефти и газа, и продуктов переработки» ДГТУ,
Алиев Р.М., доктор технических наук, генерального директор ООО «Геотермнефтегаз»

Методические рекомендации к выполнению лабораторных работ по дисциплине ОП.11 «Основы геофизических и гидродинамических исследований скважин» специальности 21.02.02. Бурение нефтяных и газовых скважин

Разработчик:

Преподаватель специальных дисциплин ГБПОУ РД «Технический колледж им. Р.Н. Ашуралиева» Курбанов Рашид Алибекович

В методических указаниях рассматриваются: цель работы, физические основы метода, аппаратура, интерпретация диаграмм, порядок выполнения работы, отчетность. Приводится список рекомендуемой литературы.

Рекомендовано для студентов к выполнению лабораторных заданий по дисциплине ОП.11 «Основы геофизических и гидродинамических исследований скважин» по специальности среднего профессионального образования 21.02.02 «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Рассмотрено:

на заседании нефтегазовых дисциплин

Протокол № ____ от «__» _____ 20__ г

Председатель _____/Р.А. Курбанов/

Оглавление

1. Лабораторная работа №1. Гамма-метод (метод естественной радиоактивности)	4
2. Лабораторная работа №2. Нейтронный гамма-метод	13
3. Лабораторная работа №3. Акустический метод	33
4. Лабораторная работа №4. Инклинометрия	44
5. Лабораторная работа №5. Дебитометрия (расходомерия) и влагометрия скважин	51

Лабораторная работа № 1
**ГАММА-МЕТОД (МЕТОД ЕСТЕСТВЕННОЙ
РАДИОАКТИВНОСТИ)**

1.1. Цель работы

Целью данной работы является ознакомление с физическими основами гамма-метода, принципом измерения гамма-активности и основами интерпретации диаграмм метода естественной радиоактивности.

1.2. Физические основы метода

Радиоактивность горных пород обусловлена, главным образом, изотопами семейства урана U^{238} и тория Th^{232} , а также радиоактивного изотопа K^{40} .

Количество атомов радиоактивного изотопа N и его активность A убывают во времени по закону $N=N_0e^{-\lambda t}$, где N_0 и N – начальное количество радиоактивных изотопов и их количество после истечения времени T , λ – постоянная распада. Время жизни радиоактивных изотопов оценивается периодом полураспада ($T_{1/2}$), временем, в течение которого распадается половина атомов. Между периодом полураспада и постоянной распада существует зависимость:

$$T_{1/2}=0,693/\lambda.$$

При геофизических исследованиях для оценки интенсивности гамма-излучения пород применяется единица гамма-эквивалент радия на 1 г породы (г-экв Ra/г). Такая единица соответствует концентрации радиоактивных элементов в горной породе, при которой возникают гамма-излучения такой же интенсивности, как и при распаде 1 г радия, помещенного в платиновый фильтр толщиной 0,5 мм.

Часто также используются единицы, основанные на эффекте воздействия на облучаемую среду. В качестве такой единицы применяется доза облучения. Доза облучения – это количество γ -квантов или рентгеновских лучей, поглощенных облучаемым объектом. Единицей дозы облучения служит рентген (Р). Один рентген соответствует поглощению такого количества рентгеновского или гамма-излучения, которое приводит к образованию в 1 см³ сухого воздуха при температуре 0⁰С и давлении 760 мм ртутного столба ионов, несущих одну электростатическую единицу ($2,083 \cdot 10^9$ пар ионов). Доза облучения в единицу времени является мощностью дозы облучения. В качестве такой служит рентген в час (Р/ч). Диаграммы гамма-метода обычно градуируются в микрорентгенах в час. Данная единица именуется в практике гаммой (γ).

1.3. Аппаратура и техника измерения

Измерение гамма-активности пород производится скважинным прибором, в котором в качестве индикаторов используются газоразрядные счетчики (счетчики Гейгера-Мюллера) или сцинтилляционные (рис. 1.1, 1.2).

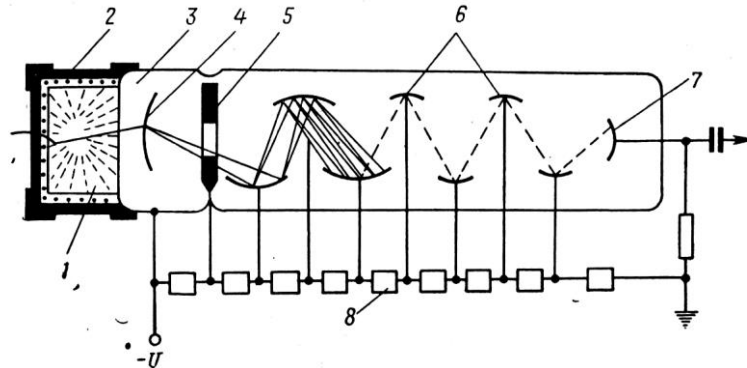


Рис. 1.1. Принципиальная схема сцинтилляционного счетчика
1 – сцинтиллятор (люминофор); 2 – отражатель; 3 – ФЭУ; 4 – фотокатод; 5 – фокусирующий диод; 6 – диноды; 7 – собирающий электрод (анод); 8 – делитель напряжений.

В настоящее время чаще всего применяется скважинная аппаратура типа ДРСТ, которая позволяет помимо кривой гамма-метода записывать показания еще одного какого-либо радиоактивного метода. Получаемая кривая характеризует изменение радиоактивности по разрезу. Описание принципа действия аппаратуры ДРСТ приводится в лабораторной работе № 7.

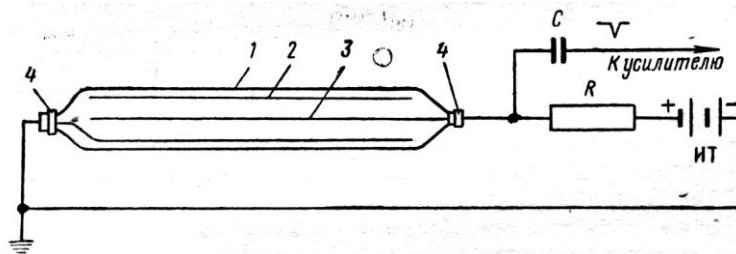


Рис. 1.2. Принципиальная схема устройства и включения газоразрядных счетчиков
1 – стеклянный баллон; 2 – металлический цилиндр или металлическое покрытие (катод); 3 – нить (анод); 4 – контакты и изоляторы. C – емкость; R – сопротивление; ИТ – источник постоянного тока.

1.4. Интерпретация диаграмм гамма-метода

Реальные кривые гамма-метода асимметричны. Подошва пласта высокой радиоактивности отмечается по началу возрастания показаний, кровля – по началу спада.

Для более точного нахождения границ пласта следует вначале определить фиктивную мощность пласта – расстояние между точками на кривой, расположенными на половине амплитуды аномалии (рис. 1

3). Истинная мощность определяется по фиктивной с применением соответствующей палетки (рис.

1.4в). По истинной мощности пласта, используя палетку $Z=f(h)$, (рис. 1.4б) находится Z , величину которой откладывают вниз от точки, расположенной на половине аномалии в нижней части пласта, и получают таким образом положение подошвы пласта. На расстоянии h от подошвы будет находиться кровля пласта (рис. 1.3).

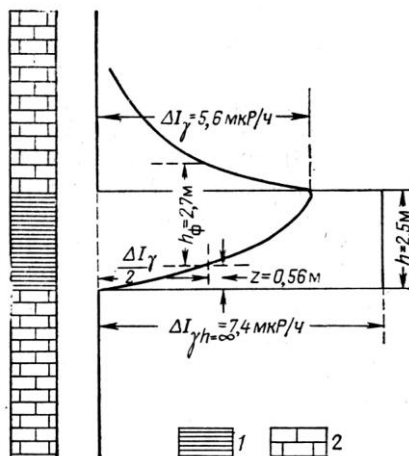


Рис. 1.3. Примерная форма аномалии на диаграмме ГМ против пласта повышенной радиоактивности (1 – глина; 2 – известняк (пласт пониженной радиоактивности))

При записи кривой ГМ в пластах малой мощности происходит в силу инерционности аппаратуры некоторое уменьшение аномалий, которое учитывается путем введения поправочного коэффициента η_γ . Величина η_γ находится по палетке (рис. 1.4а).

Записываемая интенсивность гамма-излучения складывается из следующих составляющих:

$$J_{\gamma\text{рег}} = J_{\gamma\text{п}} + J_{\gamma\text{р}} + J_{\gamma\text{к}} + J_{\gamma\text{ц}}$$

где $J_{\gamma\text{п}}$, $J_{\gamma\text{р}}$, $J_{\gamma\text{к}}$, $J_{\gamma\text{ц}}$ – интенсивность гамма-излучения, соответственно, пласта, бурового раствора, колонны, цемента.

При интерпретации кривых гамма-метода следует исключить или учесть составляющие $J_{\gamma\text{р}}$, $J_{\gamma\text{к}}$, $J_{\gamma\text{ц}}$. Эта операция осуществляется приведением показаний к единым скважинным условиям путем введения поправочного коэффициента

$$J_{\gamma\text{ст}} = J_{\gamma\text{рег}} \eta_\gamma.$$

η_γ находится по соответствующим пикетам.

Для мощных пластов с каверной ($h > 3,5$ м) η_γ определяется по палетке (рис. 1.5). На данной палетке шифр кривых $n = q_{\text{п}}/q_{\text{р}}$ соответствует отношению радиоактивности пласта и бурового раствора. Обычно бывает сложно оценить эту величину. В качестве приближенного можно использовать $n = J_{\gamma\text{п}}/J_{\gamma\text{ч}}$, где $J_{\gamma\text{п}}$ и $J_{\gamma\text{ч}}$ показания против пласта и в чане с буровым раствором.

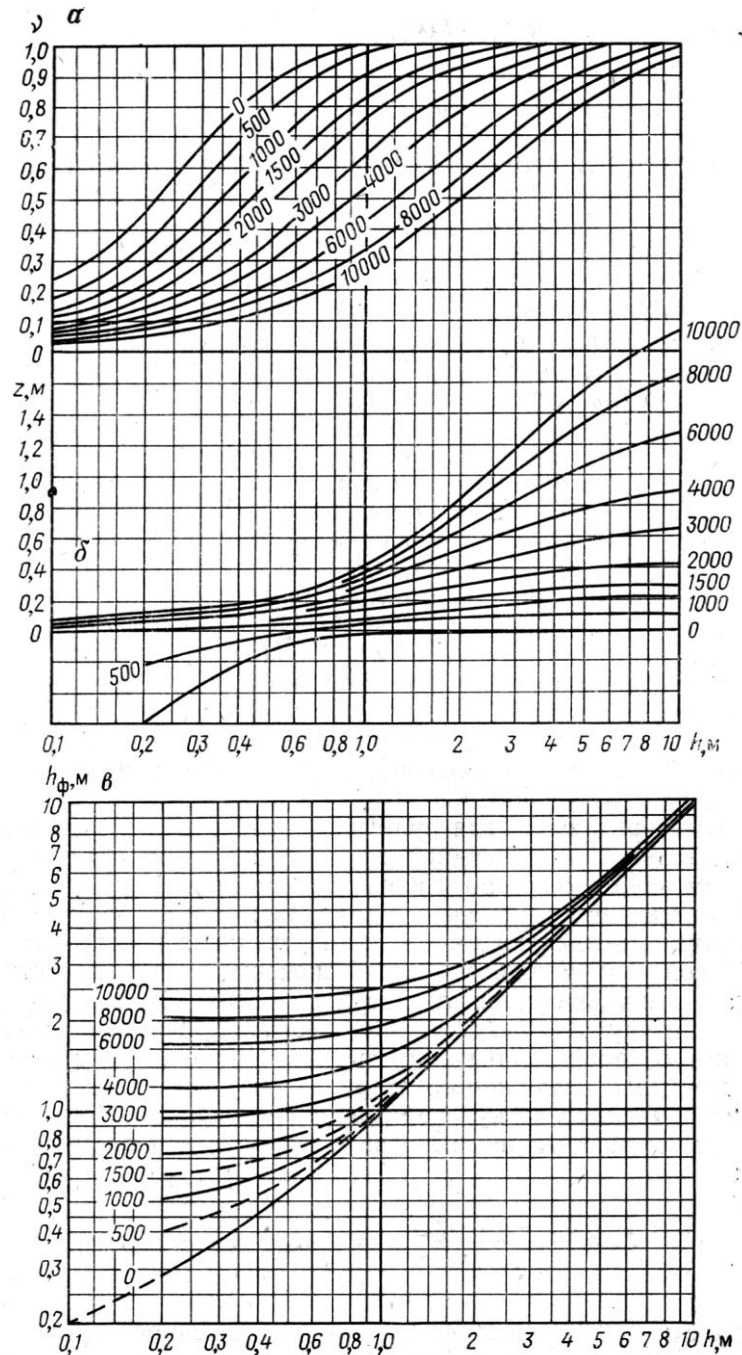


Рис. 1.4. Кривые зависимостей $\nu = f(h)$ [а], $Z = f(h)$ [б], $h_\phi = f(h)$ [в]. Шифр кривых – произвольный - ν

При отсутствии измерений в чане $J_{\gamma\text{ч}}$ можно использовать $J_{\gamma\text{min}}$ минимальные показания в исследуемом разрезе, полагая, что породы здесь не содержат радиоактивных элементов, а показания обусловлены лишь радиоактивностью бурового раствора.

Для приведения показаний к нормальному диаметру с помощью данной палетки, следует найти $\eta_\gamma = \frac{\eta_\gamma(d_\phi)}{\eta_\gamma(d_n)}$,

где $\eta_\gamma(d_\phi)$ - поправочный коэффициент для фактического диаметра скважины против пласта с каверной; $\eta_\gamma(d_n)$ - поправочный коэффициент для номинального диаметра скважины при этом же значении шифра кривых.

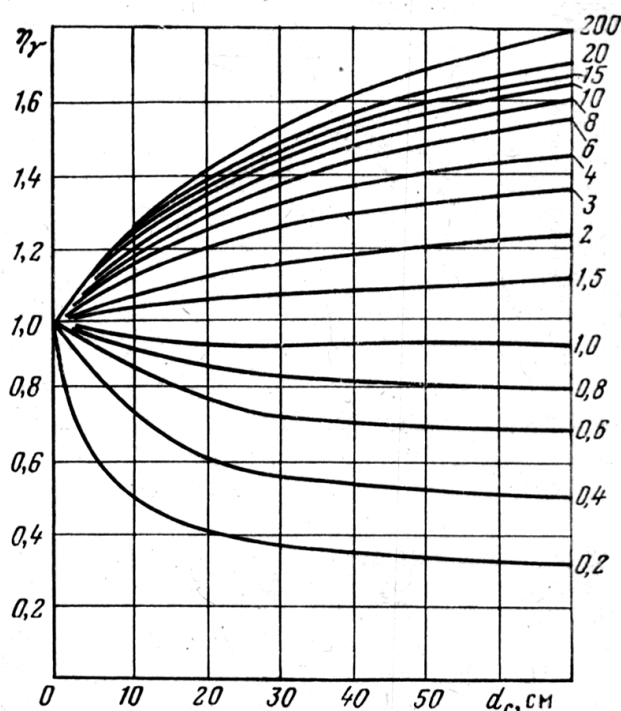


Рис. 1.5. Зависимости η от d_c . Шифр кривых q_n/q_p .

Для пласта с каверной мощностью менее 3,5 м используются палетки: рис. 1.6а - при измерении в необсаженной скважине аппаратурой диаметром 102 мм; рис. 1.6 б - при измерении в необсаженной скважине аппаратурой диаметром 60 мм; рис. 1.6 - при измерении в обсаженной трубами скважине приборами диаметром 102 мм.

Диаметр прибора 102 мм. Шифр кривых - δ_p в г/см³; в скобках указан номинальный диаметр скважины d_n в мм

В случае, если номинальный диаметр скважины не соответствует ни одному из палеточных, η_γ находят путем интерполяции. Для чего строят график зависимости величины η_γ от диаметра скважины при соответствующем фактическом диаметре скважины и плотности бурового раствора (рис. 1.8).

Если приходится учитывать влияние нескольких факторов, то общая поправка находится следующим образом:

$$\eta_\gamma = \eta_{\gamma p} \eta_{\gamma k} \eta_{\gamma ц}$$

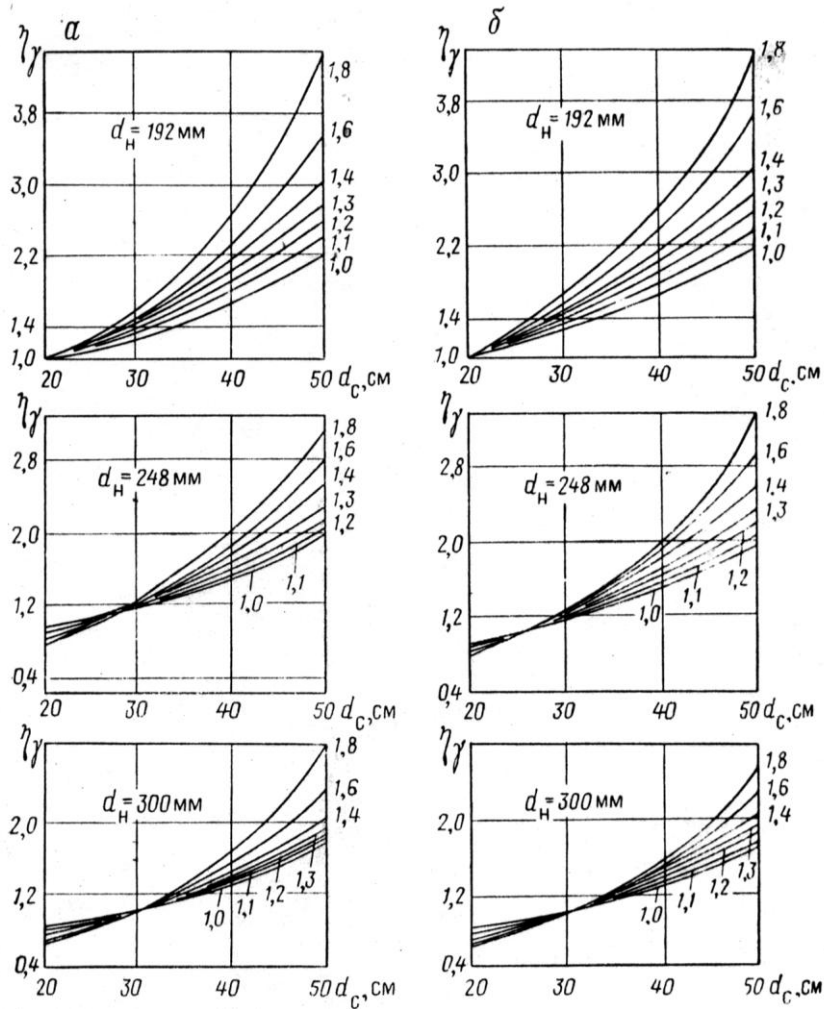


Рис. 1.6. Палетки для определения поправки η_γ , учитывающей влияние диаметра скважины d_c на показания ГМ для случая измерений в необсаженной скважине с аппаратурой диаметром 102 мм (а) и 60 мм (б).

Мощность пластов $h < 3,5 \text{ м}$; шифр кривых – δ_p в г/см^3

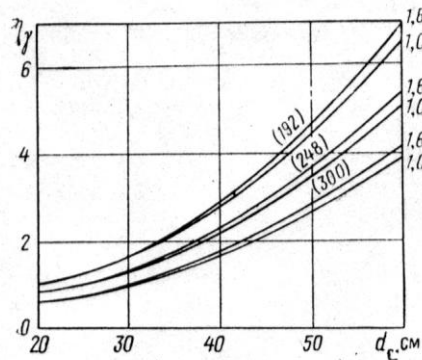


Рис. 1.7. Палетка для определения поправки η_γ , учитывающей диаметр обсаженной трубами скважины d_c .

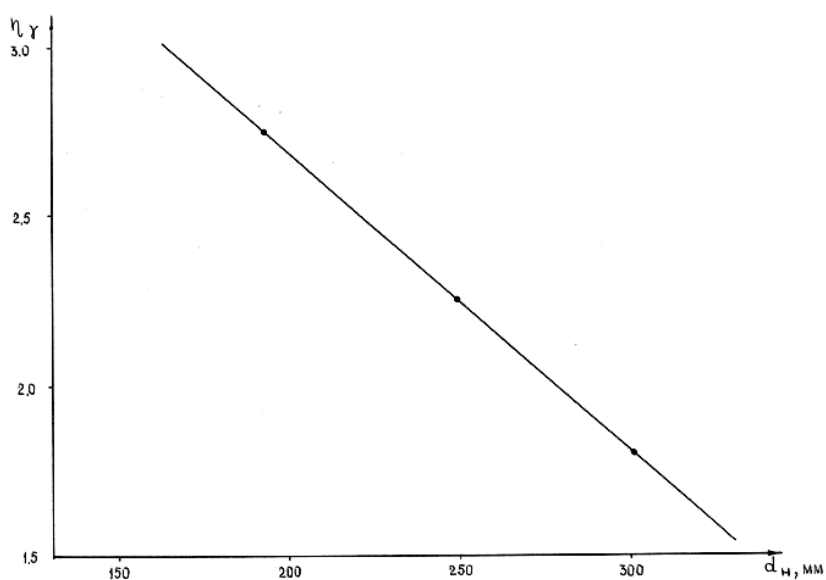


Рис. 1.8. Пример построения зависимости между η_γ и d_n при $\delta_p = 1,3 \text{ г/см}^3$ и $d_\phi = 50 \text{ см}$

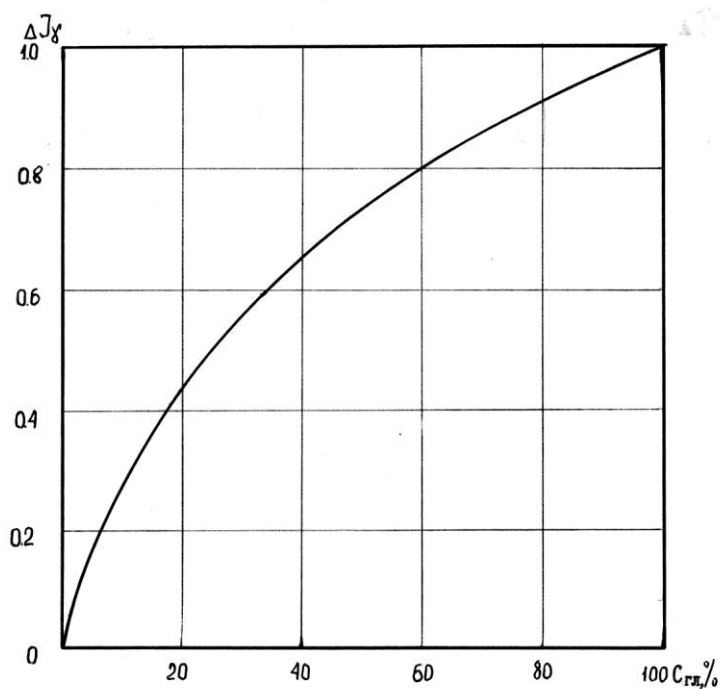


Рис. 1.9. Зависимость показаний гамма-метода в единицах относительного разностного параметра ΔJ_γ от глинистости горных пород $C_{гп}$

После введения всех поправок рассчитывается единица двойного разностного параметра

$$\Delta J_\gamma = \frac{J_m - J_{\gamma \text{ on}'}}{J_{\gamma \text{ on}''} - J_{\gamma \text{ on}'}} ,$$

где $J_{\gamma n}$, $J_{\gamma \text{ on}'}$, $J_{\gamma \text{ on}''}$ — показания, приведенные к единым скважинным условиям в изучаемом пласте и опорных 1-м и 2-м пластах.

В качестве $J_{\gamma on'}$ используют самые минимальные показания в изучаемом разрезе; $J_{\gamma on''}$ - максимальные, приуроченные к пластам глин (аргиллитов).

По рассчитанным значениям ΔJ_γ , используя для соответствующих отложений зависимость $\Delta J_\gamma = f(C_{\gamma l})$, находят глинистость горных пород (рис. 1.9).

1.5. Порядок выполнения работы

1. Выделяют пласты, находят кровлю, подошву пластов (грубо и точно) и мощность.

2. Отсчитывают показания против пласта (в кровле) и подстилающих пласт породах. Разница показаний составит аномалию против пласта. Отсчеты можно производить в любых единицах.

Вводят поправку за ограниченную мощность v_γ . v_γ находят по палетке. Вычисляют показания, приведенные к пласту бесконечной мощности (J_γ^∞).

$J_\gamma^\infty = (J_{\gamma n} - J_{\gamma вм}) / v_\gamma + J_{\gamma вм}$ - для пластов с высокой радиоактивностью ($J_{\gamma n} > J_{\gamma вм}$)

и $J_\gamma^\infty = J_{\gamma вм} - (J_{\gamma вм} - J_{\gamma n}) / v_\gamma$ - для пластов с низкой радиоактивностью ($J_{\gamma n} < J_{\gamma вм}$),

где $J_{\gamma n}$ - показания против пласта (с кровельной его части),

$J_{\gamma вм}$ - показания во вмещающих породах (ниже подошвы пласта).

3. Показания J_γ^∞ приводят к стандартным скважинным условиям

$$J_{\gamma ст} = (J_\gamma^\infty - J_{\gamma ф}) \eta_\gamma + J_{\gamma ф},$$

где $J_{\gamma ф}$ - величина аппаратного γ -фона. Для аппаратуры типа ДРСТ $J_{\gamma ф} \approx 0,7$ мкР/ч. Обычно $J_{\gamma ф}$ учитывается при копировании диаграмм, и тогда приплюсовывать $J_{\gamma ф}$ не следует.

В необсаженных скважинах вводится поправка за изменение диаметра скважины относительно номинального (увеличение или уменьшение) по палетке. На палетке q_n/q_p можно заменить отношением $J_{\gamma n}/J_{\gamma min}$, где $J_{\gamma min}$ - минимальные показания в изучаемом разрезе.

При приведении к стандартным скважинным условиям (к стандартному диаметру скважины) для мощных пластов с каверной ($h > 3,5$ м) по рис. 1.5, находятся вначале поправки, приведенные к нулевому диаметру (при увеличенном или уменьшенном диаметре и нормальном диаметре скважины). Затем первая поправка делится на вторую и таким образом находится поправка для приведения к номинальному диаметру. Для пластов с каверной мощностью менее 3,5 м η_γ находят, используя рис. 1.6-1.8.

Уменьшение диаметра скважины за счет глинистой корки вносит небольшое изменение в интенсивность γ -излучения и поправка за $h_{гк}$ обычно не вводится.

Следовало бы вводить поправку за эксцентриситет прибора и скважины. Однако из-за трудности учета этого фактора, поправка за эксцентриситет, как правило, не вводится.

В обсаженных скважинах следует вводить поправки за влияние колонны и цемента.

4. Находится единица двойного разностного параметра по формуле:

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{J_m - J_{\gamma \text{ on}'}}{J_{\gamma \text{ on}''} - J_{\gamma \text{ on}'}}.$$

где J_m , $J_{\gamma \text{ on}'}$, $J_{\gamma \text{ on}''}$ - показания, приведенные к единым скважинным условиям в изучаемом пласте и опорных 1-м и 2-м пластах.

5. По зависимости $\Delta J_{\gamma} = f(C_{\text{гил}})$ находим глинистость пород.

1.6. Отчетность

Результаты работы представляются в виде отчета, в котором кратко излагаются физические основы метода, порядок выполнения работы и полученные результаты.

Список литературы

1. Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных. М., Недра, 1984. – 201с.
2. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.И. Промысловая геофизика. М., Недра, 1986. – 423 с.
3. Дьяконов А.И., Леонтьев Г.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин. М., Недра, 1977, 1984. – 432 с.
4. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник / Под ред. В.М.Добрынина. М., Недра, 1988. – 476 с.
5. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М., Недра, 1987. – 347 с.
6. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследований скважин. М., Недра, 1981, 1991. – 218 с.

Лабораторная работа №2 НЕЙТРОННЫЙ ГАММА-МЕТОД

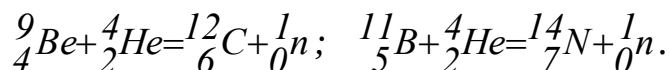
2.1. Цель работы

Целью данной работы является ознакомление с физическими основами нейтронного гамма-метода, принципами измерения радиационного гамма-излучения и интерпретации диаграмм нейтронного гамма-метода (НГМ).

2.2. Физические основы метода

В нейтронных методах исследования скважин изучаются процессы, происходящие в горных породах под действием нейтронов 1_0n . Для получения нейтронов используют стационарные (ампульные) источники, представляющие собой смесь альфа излучателя (обычно ^{212}Po) и мишени (^9Be или ^{11}B), упакованную в герметично запаиваемую ампулу.

Образование нейтронов происходит в результате реакций



У $\text{Po} + \text{Be}$ – источника $T_{1/2} = 138,3$ дня, выход $1,9 \cdot 10^6$ нейтр./с, энергия нейтронов – до 10.9 Мэв. $\text{Po} + \text{B}$ – источник дает выход $0,8 \cdot 10^6$ нейтр./с при их энергии до 5-6 Мэв.

Помимо источников для получения нейтронов широко используются скважинные генераторы нейтронов, которые представляют собой линейные ускорители дейтронов (^2_1H). Нейтроны возникают при бомбардировке дейтонами мишеней, содержащих дейтерий, тритий или бериллий. Наибольший выход нейтронов (с энергией 14 Мэв) дает реакция $^3_1\text{H} + ^2_1\text{H} = ^4_2\text{He} + ^1_0n$.

Сущность нейтронного гамма-метода состоит в исследовании интенсивности искусственного гамма-поля, образующегося в результате поглощения (радиационного захвата) тепловых нейтронов порообразующими элементами.

Интенсивность гамма-излучения радиационного захвата зависит в основном от числа тепловых нейтронов, поглощаемых единицей объема горной породы, и длины зонда. Число нейтронов, поглощаемых единицей объема породы, пропорционально плотности тепловых нейтронов, которая определяется замедляющими и поглощающими свойствами породы. Замедляющие свойства среды зависят от водородосодержания, а поглощающие свойства – от водоро-

досодержания и содержания элементов с высоким сечением захвата нейтронов в окружающей среде (хлора, бора, кадмия и др.).

Водородосодержание воды, нефти и газа, заполняющих поры горных пород, а также минералов, содержащих в своём составе связанную воду (гипс, глинистые минералы и т.п.), удобно выражать через водородный индекс (ВИ) w , равный отношению объемной атомной концентрации водорода в жидкости, газе или минерале к его концентрации в пресной воде при нормальных условиях. Ту же величину для горной породы в целом называют её эквивалентной влажностью.

Водородный индекс чистого (не содержащего минералы с химически связанной водой) пласта

$$w = K_n w_{\text{фл}} ,$$

где $w_{\text{фл}}$ - ВИ флюида.

$$w_{\text{фл}} = K_g w_g + K_n w_n + K_z w_z ;$$

K_g, K_n, K_z – соответственно коэффициенты водо-, нефте- и газонасыщения; w_g, w_n, w_z – водородные индексы воды, нефти и газа.

Различие w_g и w_n , а также отличие их от единицы обычно малы. Водородный индекс водоносного ($w_{\text{гн}}$) и нефтеносного пласта ($w_{\text{нн}}$) с достаточной точностью определяется соотношением $w_{\text{нн}} \approx w_{\text{гн}} \approx K_n + K_{\text{зл}} w_{\text{сг}}$.

Различные элементы при захвате одного теплового нейтрона испускают неодинаковое количество гамма-квантов. Это свойство называется эмитирующей способностью. Так, минимальной эмитирующей способностью обладают водород, кислород и углерод (около 1 гамма-кванта на один захват), максимальной – натрий и хлор (3.09 и 2.36 гамма-квантов на один захват). Гамма-кванты, образовавшиеся при захвате тепловых нейтронов, различаются по энергии и, соответственно, по проникающей способности.

Присутствие в породе аномально активных поглотителей тепловых нейтронов (хлора, кадмия и др.), вызывающих жесткое гамма-излучение, приводит к повышению $I_{\text{н}\gamma}$ при прочих равных условиях.

Обычно применяются заинверсионные зонды с длиной $L_{\text{н}\gamma} = 60$ см, когда показания нейтронного гамма-метода находятся в обратной зависимости от водородосодержания, близкой к экспоненциальной.

В тех условиях, когда поровое пространство горных пород заполнено минерализованной жидкостью, изменение их объемного водородосодержания сопровождается одновременным изменением содержания в породах и водорода и хлора, что отражается на характере связи $I_{\text{н}\gamma} = f(w)$ (рис. 2.1). Таким образом, показания НГМ зависят и от водородосодержания, и от хлоросодержания, при-

чем по-разному: при повышении водородосодержания величина I_{ny} уменьшается, а при повышении хлоросодержания – увеличивается. Это обстоятельство следует учитывать при интерпретации данных НГМ.

Радиус (глубинность) исследования НГМ составляет 20–40 см, уменьшается с повышением объемного водородосодержания и содержания в породах элементов с аномально высоким сечением радиационного захвата тепловых нейтронов.

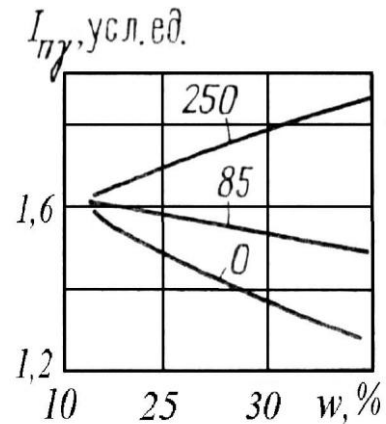


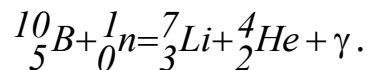
Рис. 2.1. Кривые $I_{ny}=f(w)$, полученные на моделях среды в условиях повышенной минерализации пластовых вод. Шифр кривых – минерализация воды в г/л по хлору

2.3. Счетчики искусственного гамма-излучения

Счетчиками гамма-квантов в аппаратуре ДРСТ-3 могут быть газоразрядные и сцинтилляционные. В настоящее время применяются

в основном сцинтилляционные датчики. Газоразрядные и сцинтилляционные счетчики по принципу действия такие же, как в гамма-методе.

В нейтрон-нейтронных методах газоразрядная трубка заполняется газом BF_3 . При прохождении нейтронов через газ происходит ядерная реакция:



Энергия α частиц (4_2He) расходуется на ионизацию и возбуждение атомов. В ионизированном газе возникают электрические импульсы, которые усиливаются и подаются на поверхность для регистрации.

В сцинтилляционных счетчиках нейтрон-нейтронных методов сцинтиллятором является порошок из кристаллов ZnS , активизированный медью или серебром, содержащий $^{10}_5B$.

В сцинтилляторе происходит вышеприведенная ядерная реакция. Энергия возникающих α частиц расходуется на ионизацию и возбуждение атомов сцинтиллятора.

Возбужденные атомы, переходя в нормальное устойчивое состояние, выделяют фотоны света. Фотоны, попадая на фотокатод фотоэлектронного умножителя ФЭУ, выбивают из него электроны. Последние из электродов (динодов) ФЭУ в свою очередь выбивают электроны, и возникает импульсный ток. По-

дробнее о работе сцинтилляционных счетчиков см. в работе №6 (гамма-метод). Сигнал по кабелю подается на поверхность для регистрации.

2.4. Аппаратура нейтронного гамма-метода

Для измерения интенсивности ядерных излучений может быть использована аппаратура, типы которой приводятся в таблице 2.1.

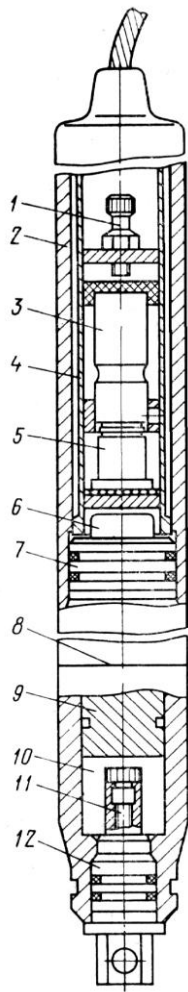
Таблица 2.1

Технические характеристики аппаратуры радиоактивного каротажа

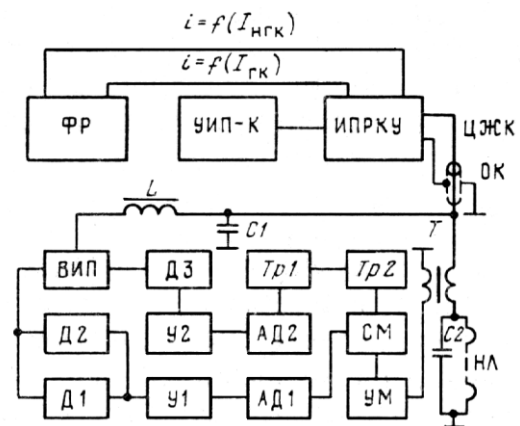
Аппаратура	Виды исследований	Число измеряемых параметров	Счетчик	Максимальная температура, °C	Максимальное давление, МПа	Диаметр прибора, мм	Длина прибора, м	Масса прибора, кг	Число используемых жил кабеля	Обрабатывающий пульт
ДРСТ-3	ГК, НГК (ННКТ)	2	Сцинтилляционный	120	100	90	3.5	70	1	ИПРКУ
СП-62	ГК, НГК	2	СИ-23Г	200	100	95	3.6	75	1	ИПРКУ
РК1-841	ГК, НГК (ННКТ)	2	СИ-23Г, СМ-18-1	200	150	100	3.2	90	1	1Р4-1П
РЗ	ГК, НГК	2	СИ-23Г	230	150	60	4.0	40	1	ИПРКУ
РКС-2	ГК, ННК-Т (двухзондовый)	3	Сцинтилляционный	120	80	90	2.9	80	3	ПРКС-1
МНК-1	ГК, ННК-Т (двухзондовый)	3	Сцинтилляционный СМ-56, СМ-18-1	130	100	73	5.5	102	3	ИПРКУ
РКС-1	ГК, ГГК (двухзондовый)	3	Сцинтилляционный	120	60	90	2.6	10	3	ПРКС-1
РГП-2	ГГК (двухзондовый)	3	Сцинтилляционный	135	80	125	5.3	150	3	ИПРКУ
ИГН-4	ИННК	1	СМ-18-1	120	60	90	3.1	75	3	«Десна»
ИГН-6	ИННК, ИНГК	1	СМ-18-1	120	60	42	3.4	75	3	«Десна»
СГДТ-3	ГГК, ГК	3	Сцинтилляционный	120	60	110-136	2.5	85-95	1-3	1Р4-1П

В данной лабораторной работе описывается принцип действия аппаратуры ДРСТ-3.

Скважинный прибор аппаратуры ДРСТ-3 (рис.2.2) состоит из электронного блока и контейнера с источником нейтронов, помещенных в герметичный кожух 2, закрытый сверху стандартной приборной головкой (на рисунке не показана) и снизу хвостовиком 7. В нижней части электронного блока размещен детектор канала НГК, состоящий из сцинтиллятора 5 и фотоэлектронного умножителя 3, помещенных в светонепроницаемую оболочку 4 и прижатых друг к другу винтом 1. Рядом с приборной головкой помещены два таких же детектора канала ГК, включенных параллельно для увеличения скорости счета.



Скважинный прибор ДРСТ-3



Функциональная схема скважинного прибора

ДРСТ-3 Рис. 2.2

Хвостовик 7 заканчивается по поверхности 8 байонетным замком для подсоединения к СП контейнера 10 с источником нейтронов 11. Для защиты сцинтиллятора от прямого γ -излучения полоний-бериллиевого источника нейтронов с потоком нейтронов $(1 \div 5) \cdot 10^6 \text{ с}^{-1}$ в контейнере и в хвостовике установлены свинцовые экраны 9 и 6. Снизу контейнер закрыт заглушкой 12.

Электронная схема СП питается от выпрямителя УИП-К постоянным током напряжением 150 В, который подается в цепи питания накалов ламп НЛ и высоковольтного источника питания ВИП (рис. 2.2). Последний вырабатывает постоянное напряжение 1500 В для питания делителей ФЭУ. Фильтр LC1 защищает ВИП от информационных импульсных сигналов.

В канале ГК импульсы напряжения с выходов детекторов Д1 и Д2 усиливаются усилителем У1, нормализуются дискриминатором АД1 по амплитуде и длительности и в виде импульсов положительной полярности длительностью 35 мкс подаются на смеситель См. В канале НГК импульсы с детектора Д3 усиливаются усилителем У2, нормализуются дискриминатором АД2 по амплитуде,

пересчитываются в отношении 1:2 счетным триггером Тр1 и сформированные одновибратором Тр2 в виде импульсов отрицательной полярности длительностью 35 мкс также поступают на смеситель См. Смеситель пропускает импульсы любой полярности при их разновременном поступлении и только положительные импульсы канала ГК, если одновременно поступает два разнополярных импульса. Это уменьшает погрешность измерения в канале ГК, скорость счета в котором меньше, чем в канале НГК. Максимальная скорость счета в канале ГК – $3.2 \cdot 10^3$ имп/с, в канале НГК вдвое выше. После См импульсы усиливаются по мощности усилителем УМ и через трансформатор Т и конденсатор С2 поступают в ЦЖК. В наземном пульте ИПРКУ-А потоки разнополярных импульсов ГК и НГК разделяются по каналам и преобразуются в значения токов, пропорциональные скорости счета в каналах. Кривые записываются регистратором ФР каротажной лаборатории.

Измерительный пульт ИПРКУ-А. Пульт предназначен для разделения и преобразования в постоянный ток и в цифровой код для вывода на магнитный носитель до четырех независимых потоков статистически распределенных импульсов, различающихся по амплитуде и полярности. Максимальная частота следования входных импульсов в каждом потоке 12800 имп/с. Пульт содержит сменный блок коммутации БК, вместо которого могут устанавливаться специальные вычислительные устройства для гамма-гамма- или многозондового НК.

Информационные сигналы от СП поступают в блок контроля БлК на трансформатор Т2 при работе с одножильным или на трансформатор Т1 при работе с трехжильным кабелем и в противофазе подаются на входы усилителей У1 и У2 или У3 и У4 (рис. 2.3). Рабочие точки усилителей выбраны так, что усилители пропускают

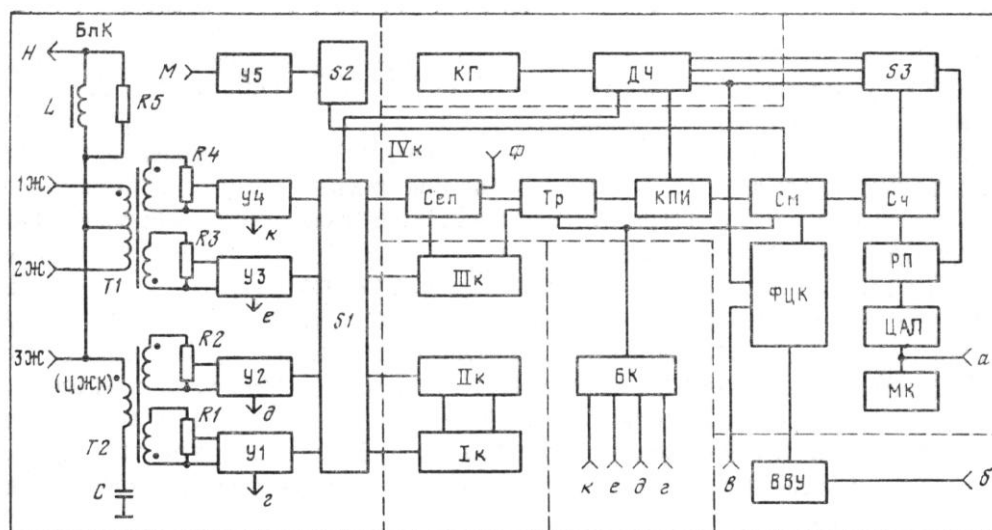


Рис. 2.3. Функциональная схема измерительного пульта ИПРКУ-А

этому усилители У2 и У4 усиливают импульсы, имеющие на входе пульта положительную полярность, а У1 и У3 – отрицательную. Уровни сигналов на входах У1 – У4 регулируются резисторами R1 – R4.

Усиленные сигналы через переключатель S1 режима работы подаются на входы блоков Iк – IVк преобразования, одинаковых для всех четырех информационных потоков. В каждом блоке (на рис. 2.3 детально показан блок IVк) импульсы проходят через селектор Сел и запускают одновибратор Тр. В состав Сел входят регулятор уровня сигналов, дискриминатор и собственно селектор. В исходном состоянии Сел открыт и на его выход проходят все импульсы, на которые срабатывает дискриминатор. Режим селекции сигналов по амплитуде реализуется при одновременном прохождении импульсов по двум соседним блокам, например, IIIк и IVк. В этом случае одновибратор Тр блока IVк вырабатывает запрещающий сигнал для селектора блока IVк. При этом уровни сигналов на входах Сел соседних блоков регулируют так, чтобы дискриминатор блока IIIк срабатывал только на импульсы большой амплитуды, а на выходе Сел блока IIIк – импульсы большой амплитуды.

Длительность импульсов, вырабатываемых Тр, регулируется дискретно и устанавливается равной 15; 30; 60; 120 и 240 мкс. За время работы Тр может прийти информационный импульс, на который одновибратор не срабатывает, что может привести к потере информации. Компенсация просчета входных импульсов осуществляется с помощью КПИ. Компенсатор КПИ вырабатывает компенсирующие импульсы при условии, что задний фронт импульса Тр совпадает во времени со вспомогательным импульсом равной с ним длительности, формирование которого производится в КПИ периодически с частотой 200 Гц, задаваемой делителем частоты ДЧ.

В смесителе См компенсирующие импульсы суммируются с основным потоком импульсов от Тр и поступают на две схемы, преобразующие поток импульсов в постоянный ток и формирующие из него цифровой код. В схеме преобразования в постоянный ток импульсы поступают на вход восьмиразрядного двоичного счетчика Сч. Время заполнения счетчика определяется положением переключателя S3 («Масштаб»), на который от делителя частоты ДЧ подаются управляющие импульсы с частотой следования 50; 25 – 0.195 Гц. Делитель ДЧ в свою очередь управляется опорным кварцевым генератором КГ. Период следования управляющих импульсов выбирается таким, чтобы Сч не переполнялся при максимальной скорости счета. Переполнение Сч контролируется по свечению контрольной лампы. Теми же управляющими импульсами выдается команда на перезапись из Сч в регистр памяти РП, а с задержкой на 5 мкс Сч

сбрасывается на нуль, подготавливаясь к новому циклу наполнения. К РП подключен цифроаналоговый преобразователь ЦАП. Выходное сопротивление ЦАП вместе с одним из конденсаторов магазина конденсаторов МК образует интегрирующую цепочку с постоянной времени 0.75; 1.5; 3; 6; 12 с. Выходной ток ЦАП, пропорциональный интенсивности потока импульсов, выводится на регистратор (выход «а»).

Схема формирования цифрового кода ФЦК для записи на магнитный носитель работает по алгоритму $n=x/y$, где n – измеренное среднее значение интенсивности потока импульсов за время прохождения СП интервала квантования по глубине: x и y – соответственно количество зарегистрированных и таймерных импульсов частотой 50 Гц за это время. Импульсы квантования по глубине, определяющие режим работы схемы, подаются от датчика глубин по входу «в», таймерные импульсы поступают от делителя ДЧ, а информационные импульсы – от смесителя См. Схема ФЦК подключается к магнитному регистратору через внешнее выводное устройство ВВУ.

В блоке коммутации БК расположено устройство коррекции просчетов импульсов, обусловленных взаимным влиянием каналов в СП. На входы устройства коррекции подаются импульсы с выходов триггеров Тр всех четырех каналов, а выходные импульсы с интенсивностью Δn , равной числу пропущенных импульсов, поступают на вторые входы усилителей У1 – У4 блока БлК по выходам «г, д, е, к».

В блоке контроля БлК через переключатель S2 и усилитель У5 выходные информационные импульсы каналов со смесителя См поступают на контрольное гнездо «Пересчет» (вывод «м»), а импульсы Сел с отметкой срабатывания дискриминаторов – на гнездо «Осциллограф» (вывод «ф»). Для калибровки блоков преобразования на их входы подаются импульсы частотой 50 Гц от ДЧ через переключатель S1.

Питание СП осуществляется из пульта через разъем «н». Дроссель L и резистор R5 предотвращают шунтирование центральной жилы кабеля ЦЖК низкоомным источником питания. Конденсатор С исключает замыкание на корпус пульта напряжения постоянного тока.

2.5. Интерпретация диаграмм НГМ

Конфигурация кривых НГМ аналогична кривым ГМ. Границы пластов, их мощность находятся так же, как и в ГМ. Пласты-коллекторы с высоким водородосодержанием отмечаются на фоне плотных пород пониженными показа-

ниями. Если же пористые пласты залегают среди глин, то коллекторы отмечаются по сравнению с глинами повышенными показаниями.

Регистрируемая интенсивность в НГМ складывается из следующих составляющих:

$$I_{n\gamma \text{ рег}} = I_{n\gamma \text{ п}} + I_{n\gamma \text{ с}} + I_{\gamma} + I_{\gamma\gamma} + I_{\gamma\phi},$$

где $I_{n\gamma \text{ п}}$, $I_{n\gamma \text{ с}}$ – сигнал, приходящий, соответственно, из породы и скважины,

I_{γ} – интенсивность естественного гамма-излучения пород,

$I_{\gamma\gamma}$ – интенсивность рассеянного гамма-излучения, создаваемого источником нейтронов,

$I_{\gamma\phi}$ – интенсивность гамма-излучения от деталей прибора и источника нейтронов.

Исследования разрезов скважин НГМ основано на изучении интенсивности $I_{n\gamma \text{ п}}$. Остальные составляющие являются помехами и по возможности должны быть учтены.

$I_{\gamma\phi}$ находится экспериментально и эта величина обычно учитывается при копировании диаграмм.

$I_{\gamma\gamma}$ обусловлена мягкими гамма-квантами, которые задерживаются стальным корпусом прибора.

I_{γ} при обработке диаграмм НГМ следует учитывать путем вычитания из $I_{n\gamma \text{ рег}} - I_{\gamma}/K_{\gamma}$, где I_{γ} – интенсивность гамма-излучения, зафиксированная каналом ГМ; K_{γ} устанавливается экспериментально, указывается на диаграммах НГМ.

$I_{n\gamma \text{ с}}$ учитывается путем приведения показаний к стандартным скважинным условиям: стандартному диаметру скважины, толщине глинистой корки, если скважина необсажена, а также учитывается влияние колонны, толщины цементного камня, минерализации воды, если скважина обсажена.

Поправочные коэффициенты за влияние указанных факторов находятся по соответствующим палеткам.

Если учитывается не один, а несколько параметров, то общий поправочный коэффициент находится по формуле

$$\eta_{n\gamma} = \eta_{n\gamma 1} \cdot \eta_{n\gamma 2} \cdot \eta_{n\gamma 3} \dots,$$

где $\eta_{n\gamma 1} \cdot \eta_{n\gamma 2} \cdot \eta_{n\gamma 3}$ – поправочные коэффициенты за влияние каждого из учитываемых параметров.

После приведения показаний к единым скважинным условиям рассчитывают двойной разностный параметр $\Delta I_{n\gamma}$

$$\Delta I_{n\gamma} = \frac{I_{n\gamma \text{ п}} - I_{n\gamma \text{ оп}}'}{I_{n\gamma \text{ оп}}'' - I_{n\gamma \text{ оп}}'},$$

где $I_{пгп}$, $I_{пгп}'$, $I_{пгп}''$ - показания в интерпретируемом пласте, в I-м и 2-м опорном пластах, приведенные к единым скважинным условиям,
 $I_{пгп}'$ - минимальные показания в изучаемом разрезе, как правило, приуроченные к пластам глин с большими кавернами ($d_c > 40$ см),
 $I_{пгп}''$ - максимальные показания, приуроченные к пластам плотных пород.
 По полученным данным $\Delta I_{пг}$ и палетки $\Delta I_{пг} = f(K_{пг})$ находят $K_{пг}$.

Возможна и другая последовательность интерпретации, по которой показания не приводятся к стандартным скважинным условиям, а, минуя эту процедуру, рассчитывается величина $\Delta I_{пг}$, а по ней находится значение $K_{пг}$. В найденное таким образом значение $K_{пг}$ затем вводятся поправки за влияние указанных выше параметров путем вычитания из $K_{пг}$ величины $\Delta K_{пг}$ за каждый из параметров.

Определение пористости (кажущейся) проводится по палеткам зависимости $I_{пг}/I_{пгв}$ или $\Delta I_{пг}$ от $K_{пг}$ для чистого водоносного известняка и соответствующего диаметра скважины (без глинистой корки) следующим образом.

Обычно на графиках зависимости $\Delta I_{пг} = f(K_{пг})$ предполагается, что опорными пластами служит известняк с пористостью 1% ($I_{пгп}''$) и пресная вода, заполняющая бак достаточных размеров ($I_{пгп}' = I_{пгв}$). Если в разрезе скважины используют опорные пласты с иными характеристиками, то до вычисления $\Delta I_{пг}$ рассчитывают $I_{пгп}''$ и $I_{пгп}'$ по формулам, приводимым в работе Б.Ю. Вендельштейна и Р.А. Резванова*.

Учет нестандартности скважинных условий

Влияние промывочной жидкости (ПЖ) сказывается на результатах стационарных нейтронных методов (СНМ) из-за различий в следующих параметрах: водородного индекса раствора w_p , его плотности δ_p излучающей способности γ_p и сечения поглощения тепловых нейтронов Σ з.р, зависящего в основном от содержания хлора и железа.

Уменьшение w_p в промывочной жидкости увеличивает показания всех СНМ. Увеличение δ_p (при $w_p = \text{const}$) уменьшает показания, особенно НГМ.

Возрастания Σ з.р уменьшает показания ННМ-Т, а γ - увеличивает показания НГМ.

Для РВО обычно достаточно знать δ_p и C_p , остальные параметры практически однозначно связаны с указанными, так как плотность РВО до 1,3

г/см³ достигается за счет добавки глины (бентонита), а дальнейший рост δ_p - за счет добавок барита.

*Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазоносных коллекторов. М.: Недра, 1978.

При интерпретации считают, что нефть и вода в порах коллекторов практически полностью вытесняется фильтратом (вода с минерализацией C_p для РВО и углеводородная основа для РНО).

В таблицах 2.2, 2.3 и 2.4 приводятся поправки ΔK_n за влияние плотности глинистого и известково-битумного раствора, а в таблице 2.5 - за влияние минерализации инвертно-эмульсионной ПЖ.

Таблица 2.2

Поправка ΔK_n за влияние плотности ПЖ для зонда
ННМ-Т-50 (ДРСТ-3-90)

d_c , мм	δ_p , г/см ³	ΔK_n (%) при K_n , %					
		1	5	10	20	30	40
1	2	3	4	5	6	7	8
Пресный глинистый раствор							
200	1.2	0.3	0.5	0.8	1.2	1.4	1.6
	1.6	1.0	1.4	2.1	3.5	4.6	4.9
	1.8	1.2	1.6	2.5	4.4	5.8	6.3
300	1.2	0.7	1.0	1.5	2.4	2.9	3.3
	1.3	1.0	1.4	2.1	3.5	4.6	4.9
	1.6	1.3	1.8	2.7	4.9	6.8	7.5
	1.8	1.3	1.9	2.9	5.4	7.7	8.3
Известково-битумный раствор							
200	1.0	-0.2	-0.3	-0.5	-0.8	-1.0	-1.2
	1.2	0	0	0	0	0	0
	1.6	0.7	1.0	1.5	2.4	2.9	3.3
	2.0	1.3	2.0	2.9	4.8	6.3	7.2
300	1.0	-0.2	-0.5	-0.8	-1.4	-1.9	-2.0
	1.2	0	0.1	0.2	0.5	0.6	0.7
	1.6	0.5	0.8	1.5	3.0	4.2	4.8
	2.0	0.9	1.2	2.2	4.2	6.2	7.1

Таблица 2.3

Поправка ΔK_n за влияние плотности глинистого раствора для зонда
НГМ-60 (ДРСТ-3-90 и СП-62)

d _c , мм	C _p = C _в , г/л	δ _p , г/см ³	ΔK _п (%) при K _п , %						
			1	5	10	20	30		
1	2	3	4	5	6	7	8		
Карбонатные породы, кварцевый и кварц-полевошпатовый песчаник									
200	0	1.2	0.5	0.6	0.7	0.7	0.4		
		1.4	0.8	1.0	1.1	1.1	0.4		
		1.6	1.0	1.2	1.3	0.8	-0.6		
		1.8	1.1	1.2	1.3	0.2	-2.5		
300	0	1.2	1.2	1.2	1.0	0.1	-0.6		
		1.4	1.8	1.8	1.4	-0.7	-2.0		
		1.6	2.0	2.0	1.2	-2.4	-5.3		
		1.8	2.1	2.1	0.9	-4.6	-9.0		
Карбонатные породы и кварц-полевошпатовый песчаник									
200	100	1.1	0	0	-0.2	1.1	4.4		
		1.2	0.2	0.2	0	1.0	2.9		
		1.4	0.3	0.2	0.1	0.5	0.8		
		1.6	0.3	0.1	-0.1	-0.3	-0.6		
		1.8	0.2	-0.3	-0.7	-1.4	-2.0		
		2.0	0.1	-0.6	-1.5	-2.5	-3.3		
	250	1.2	0.4	-0.7	-1.5	1.4	5.5		
		1.3	0.2	-1.2	-2.2	-0.3	3.0		
		1.4	0	-1.6	-2.7	-1.5	1.6		
		1.6	-0.2	-2.1	-3.5	-3.3	-0.2		
		1.8	-0.4	-2.3	-4.0	-4.5	-0.9		
		2.0	-0.3	-2.3	-4.5	-5.5	-2.3		
		300	100	1.1	0.6	1.1	1.5	3.5	7.0
				1.2	1.0	1.3	1.5	2.9	5.2
1.4	1.4			1.5	1.5	1.5	1.9		
1.6	1.4			1.5	1.2	0	-1.0		
1.8	1.3			1.3	0.8	-1.7	-3.9		
2.0	1.1			1.1	0.4	-3.6	-6.6		
250	250	1.2	1.0	1.7	2.4	5.2	9.5		
		1.3	0.8	1.4	2.1	4.4	7.5		
		1.4	0.7	1.2	1.8	3.7	5.8		
		1.6	0.5	0.9	1.2	2.2	2.9		
300	250	1.8	0.3	0.5	0.7	1.0	0.8		
		2.0	0.1	0.1	0.1	0.1	-0.6		
Кварцевый песчаник									
200	250	1.2	-0.7	-2.2	-2.6	-3.0	-0.8		

1	2	3	4	5	6	7	8
200	250	1.3	-0.9	-2.5	-3.0	-4.2	-2.6
		1.4	-1.1	-2.7	-3.3	-4.9	-3.5
		1.6	-1.3	-2.9	-3.9	-6.0	-4.6
		1.8	-1.4	-3.0	-4.4	-6.8	-5.2
		2.0	-1.4	-3.1	-4.8	-7.3	-5.7
300	250	1.2	0	-0.5	-0.9	1.1	4.8
		1.3	-0.1	-0.7	-1.1	0.6	3.4
		1.4	-0.2	-0.8	-1.3	0.2	2.1
		1.6	-0.4	-1.0	-1.6	-0.6	0.2
		1.8	-0.6	-1.3	-1.9	-1.4	-1.1
		2.0	-0.8	-1.6	-2.2	-2.0	-2.0

Таблица 2.4

Поправка ΔK_n за влияние плотности известково-битумного раствора
для зонда НГМ-60 (ДРСТ-3-90 и СП-62)

d_c , мм	δ_p , г/см ³	ΔK_n (%) при K_n , %				
		1	5	10	20	30
200	1.0	-0.3	-0.4	-0.6	-0.8	-0.8
	1.1	0.1	0	-0.1	-0.3	-0.6
	1.2	0.3	0.3	0.3	0	-0.5
	1.4	0.7	0.8	0.8	0.3	-1.1
	1.6	0.9	1.0	1.0	0.1	-2.1
	1.8	1.1	1.2	1.2	-0.3	-3.3
	2.0	1.4	1.4	1.3	-0.9	-4.6
300	1.0	-0.5	-0.7	-0.9	-1.1	-1.0
	1.1	0.2	0	-0.3	-1.1	-1.7
	1.2	0.8	0.5	0	-1.1	-2.5
	1.4	1.4	1.3	0.7	-1.7	-3.9
	1.6	1.8	1.6	0.5	-3.2	-6.2
	1.8	2.0	1.8	0.2	-5.4	-9.0

Таблица 2.5

Поправка ΔK_n за влияние минерализации инвертно-эмульсионной промывочной жидкости для зонда НГК-60 (ДРСТ-3-90 и СП-62,
 $d_c = 200-300$ мм, $\delta_p = 1-1.2$ г/см³)

C_p , г/л	ΔK_n (%) при K_n , %				
	1	5	10	20	30
125	0.5	0.6	0.7	0.8	2.0
50	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6

Следует обратить внимание, что в таблицах 2.2-2.4 предполагается равенство C_n и C_p , что обычно для коллекторов с достаточно глубокой зоной проникновения (более 40 см).

Влияние промежуточного слоя (глинистая корка или отход прибора от стенки) учитывают по данным таблицы 2.5.

Учет особенностей пласта

Поправка за основной минеральный состав скелета определяется по рис. 2.4. При этом под полевым шпатом подразумевается смесь (по 50%) ортоклаза

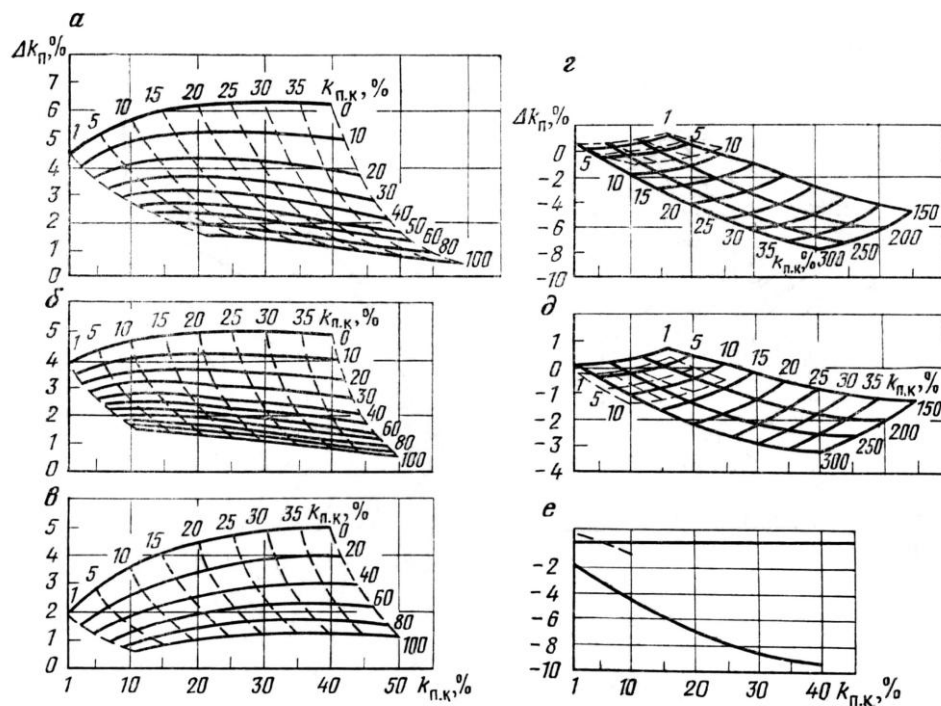


Рис. 2.4. Палетки для определения поправки $\Delta K_{п.к.} = K_{п.к.ж} - K_{п.к.}$ за минеральный состав терригенных (а, б, в) и карбонатных (г, д, е) пород.

Методы: а, г – НГМ-60 (приборы СП-62 и ДРСТ-90), б, д – ННМ-Т-50 (ДРСТ-3-90); в, е – двухзондовый ННМ-Т (аппаратура К-7).

Шифр кривых: а, б, в – содержание полевого шпата, %; г, д – d_c , мм (сплошные линии – доломит, штриховые – ангидрит).

Линия $K_{п.к.} = 0$ (ось абсцисс) соответствует известняку

и натриевого полевого шпата (типично для Западной Сибири).

Поправка за глинистость равна сумме поправки за связанную воду ($\Delta K_{п.к.} = -w_{св} K'_{г.л.}$) и менее значительной поправки за аномалию плотности $\Delta K_{п.к.} = -\Delta w_{пл.}$. Последняя величина определяется по рис. 2.5, а аномалия $\Delta \delta$ принимается равной $K'_{г.л.} \Delta'_{г.л.}$, где $K'_{г.л.}$ – содержание глинистого минерала (не путать с глинистой фракцией $K_{г.л.}$), $\Delta'_{г.л.}$ – аномалия его плотности, определяемая по табл. 2.6.

Таблица 2.6

Минерал (группа минералов)	Плотность (без воды набухания) $\delta_{\text{гл}}, \text{г/см}^3$	Содержание связанной воды $w_{\text{св}}, \text{см}^3/\text{см}^3$	Аномалия плотности $\Delta_{\text{гл}}, \text{г/см}^3$
Гипс	2.30	0.48	0.44
Каолинит	2.60	0.36	0.54
Монтмориллонит	3.20	0.22	0.90
Хлориты	2.80	0.34	0.70
магнезиальные Гидромусковит	2.75	0.19	0.42

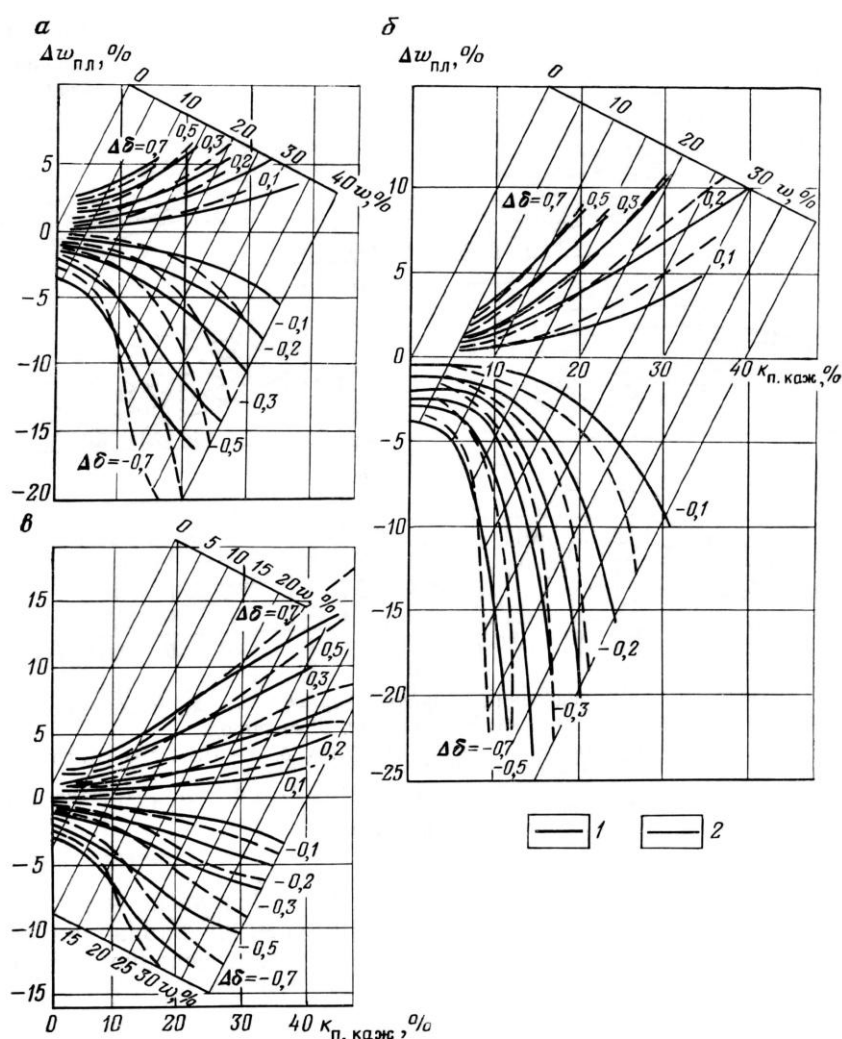


Рис. 2.5. Палетки для определения поправки за плотностный эффект $\Delta w_{\text{пл}}$ по водородному индексу пласта w и кажущейся пористости (по СНМ) $K_{\text{п. каж}}$.

a, b – для НГМ-60 соответственно в обсаженной ($d_c = 19$ см) и необсаженной скважинах;

v – для НМ-Т независимо от длины зонда и диаметра скважины.

$C_{\text{в}}, \text{г/л}$: 1 – 0, 2 (пунктир) – 200

Приведенная поправка $\Delta K_{\text{п}} = -\Delta w_{\text{пл}} - K'_{\text{гл}} w_{\text{св}}$ рассчитана для песчаников.

При учете глинистости известняков необходимо, строго говоря, ввести допол-

нительную поправку за состав остальных окислов. Эту поправку можно считать равной поправке за песчанистость, предполагая, что ее объемная доля равна $K_{\text{гл}}$. Однако эта поправка значительна лишь при $K'_{\text{гл}} > 20\%$, что в карбонатных породах бывает редко.

Поправки за $K'_{\text{гл}}$, рассчитанные дифференцированно для различных пород и с использованием более строгой теории, приведены в работе И.В. Головацкой и др.*. Особенность этих данных в том, что для некоторых минералов значение $w_{\text{св}}$ принято более высоким, с учетом вклада гигроскопической воды.

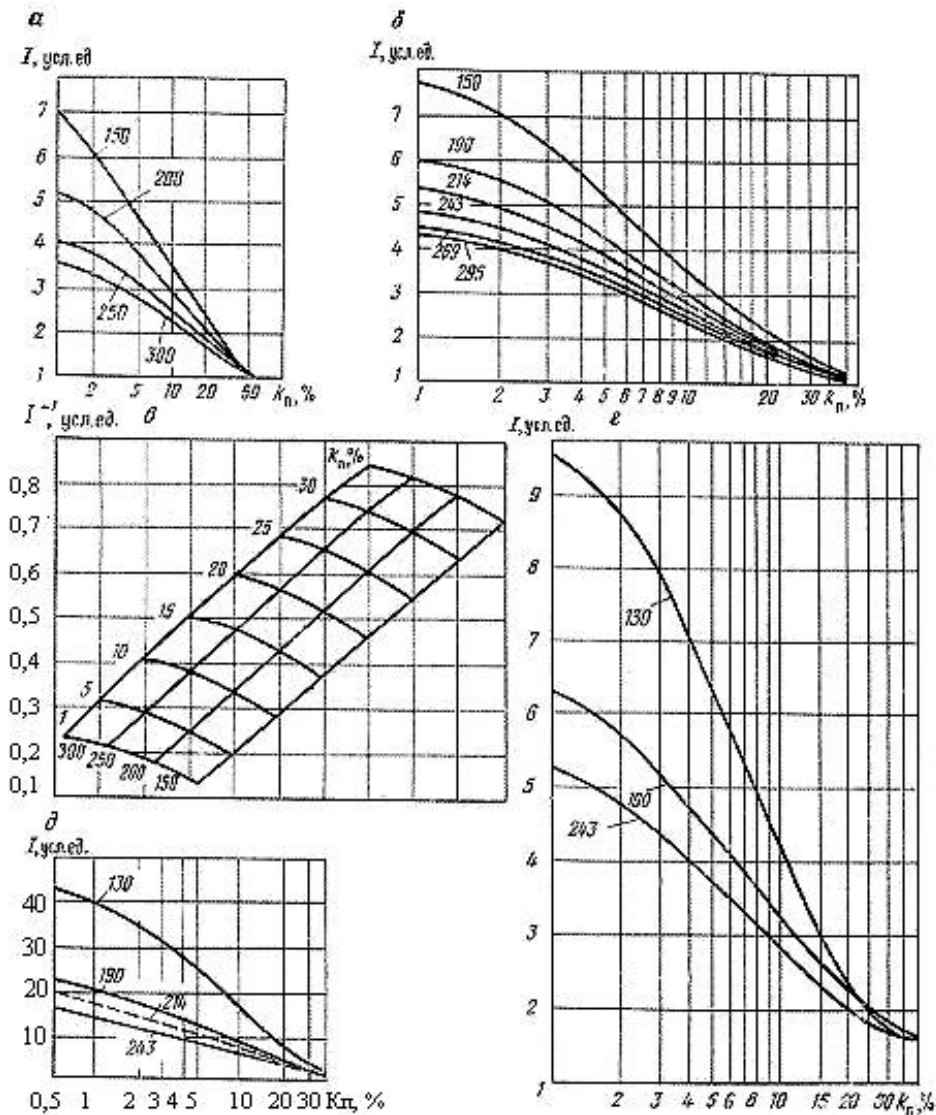


Рис. 2.6. Примеры основных палеток СНМ для необсаженной скважины ($C_{\text{п}} = C_{\text{в}}$). Методы: а, б, в, г – НГМ-60, д – ННМ-Т-50; приборы: а – СП-62, б, в, г, д – ДРСТ-3-90. Шифр кривых – $d_{\text{с}}$, мм. Минерализация раствора и пластовой воды: а, б, в – $C_{\text{р}} = C_{\text{в}} = 0$, г – $C_{\text{р}} = C_{\text{в}} = 170$ г/л NaCl, д – $C_{\text{р}} = C_{\text{в}} = 250$ г/л NaCl

* Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа (наставление по интерпретации с комплектом палеток) / И.В. Головацкая, Ю.А. Гулин, О.К. Еникеева и др. Калинин: изд. ВНИ-ГИКа, 1984.

Следует отметить сильное влияние на СНМ углистых примесей (ошибка $\Delta K_{\text{п}} \sim 6\%$ на 10% углистости).

Влияние примесей элементов с высоким сечением поглощения нейтронов (хлора) показано на рис.2.6 и в таблицах 2.2 – 2.5. Влияние содержания бора показано на рис. 2.7.

Влияние остаточной газонасыщенности в зоне проникновения $K_{\text{г.о}}$ при определении $K_{\text{п}}$ обусловлено уменьшением водородного индекса по сравнению с водоносным пластом с этим же $K_{\text{п}}$ и понижением плотности по сравнению с водоносным пластом с этим же w . Полная поправка за влияния $K_{\text{г.о}}$ равна $\Delta K_{\text{п}} = K_{\text{п}} K_{\text{г}} (w_{\text{в}} - w_{\text{г}}) - \Delta w_{\text{пл}}$.

Отметим, что если величина $\Delta w_{\text{пл}}$ отрицательная, то оба слагаемых уменьшают $K_{\text{пл}}$ по сравнению с $K_{\text{п}}$.

Значения $w_{\text{в}}$ и $w_{\text{г}}$ находится по формулам

$$w_{\text{в}} = (1 - 0,36 C_{\text{в}}) \delta_{\text{в}} / \delta_{\text{в.о}}; \quad w_{\text{г}} = 9y \delta_{\text{г}} (12x + y),$$

где $C_{\text{в}}$ – минерализация воды, г/см³,

$\delta_{\text{в}}$ и $\delta_{\text{в.о}}$ – плотность воды в пластовых и нормальных условиях соответственно (отношение $\delta_{\text{в}} / \delta_{\text{в.о}}$ можно определить по таблице 2.7),

δ – плотность газа в пластовых условиях,

x, y – индексы в средней формуле $C_{\text{х}}/H_{\text{у}}$ газа.

Таблица 2.7

Отношение $\delta_{\text{в}} / \delta_{\text{в.о}}$ при разных давлениях и температурах

T, °C	$\delta_{\text{в}} / \delta_{\text{в.о}} = w_{\text{в}} / w_{\text{в.о}}$ при давлении МПа		
	20	50	80
100	0,96	0,98	1,0
200	0,87	0,88	0,90
300	0,73	0,77	0,82

Для газов $\delta_{\text{г}}$ находят по формуле:

$$\delta_{\text{г}} = \frac{\rho_{\text{пл}}}{\rho_{\text{о}}} \times \frac{T_{\text{о}}}{T_{\text{пл}}} \times \frac{\delta_{\text{г.о}}}{z} = \frac{\rho_{\text{пл}}}{\rho_{\text{о}}} \times \frac{T_{\text{о}}}{T_{\text{пл}}} \times \frac{\delta_{\text{г.отн}} \delta_{\text{возд}}}{z},$$

где z – коэффициент сверхсжимаемости, определяемый с использованием специальных палеток,*

$\delta_{\text{г.о}}$ – плотность газа при нормальных условиях ($P_{\text{о}}$, $T_{\text{о}}$),

$\delta_{\text{г.отн}}$ – относительная плотность газа (по отношению к воздуху),

$\delta_{\text{возд}} = 1,29 \times 10^{-3}$ г/см³ – плотность воздуха при нормальных условиях.

*Расчеты, проводимые в процессе разработки газовых месторождений /Ю.П. Коратаев, А.Л. Козлов, М.Л. Фиш и др. М.: Недр, 1971.

При давлении до 40 МПа в температурном интервале 0-40 °С для метана справедливы приближенные формулы $w_{CH_4} = p/63$, $\delta_{CH_4} = \frac{4}{9}$, $w_{CH_4} \approx p/140$. $\Delta w_{пл}$ находится по рис.7.5.

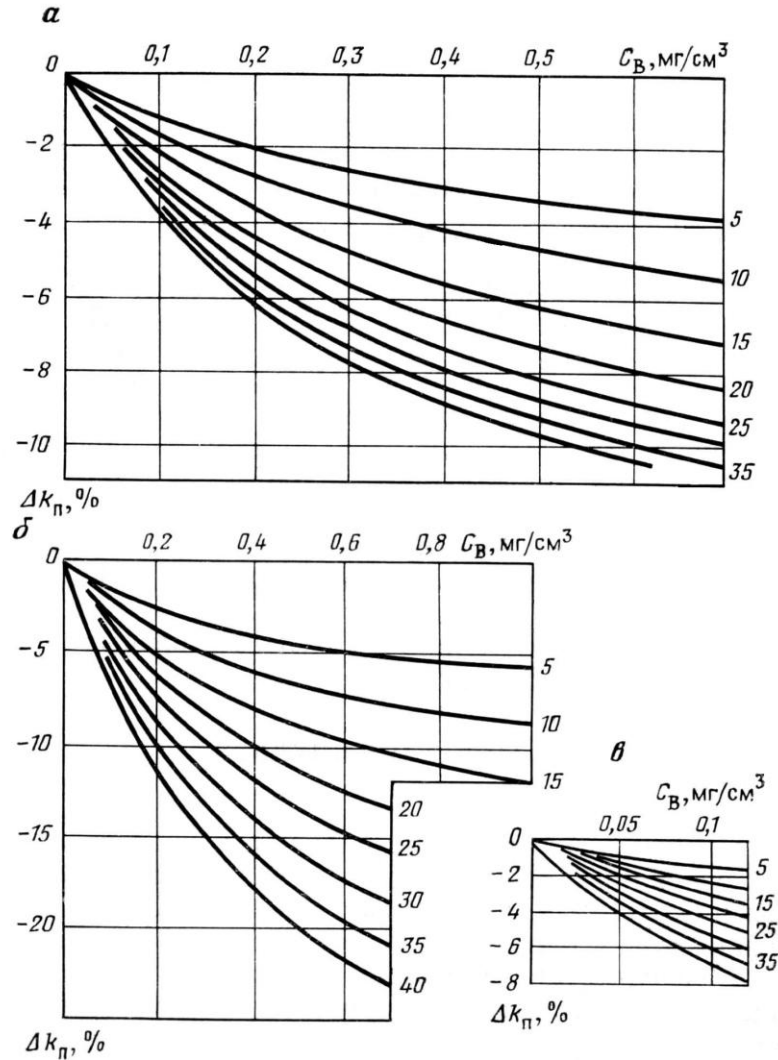


Рис. 2.7. Палетки для определения поправки $\Delta K_{п}$ за влияние примеси бора на результаты НГМ-Т-50 (а), НГМ-60 (б, в) с аппаратурой ДРСТ-3 и СП-62.

Шифр кривых – $K_{п.к}$, %

Аномалию плотности $\Delta \delta$ рассчитывают по формуле $\Delta \delta = K_{п} K_{г} \Delta_{г}$, $\Delta_{г} \approx -\delta_{тв} + w_{г}(\delta_{тв} - 0.54\delta_{в})$.

Учет влияния температуры в пласте и скважине на результаты НГМ основан на использовании палетки на рис.2.8. При этом примерно учитывается и давление (считается, что оно изменяется синхронно с температурой -33 °С и 12 МПа на 1 км глубины). На рис.2.8 дана палетка для $d_c = 190$ мм, при $d_c \neq 190$ мм необходимо прибавить поправку $\Delta K_{п} = aT \cdot 10^{-3}$, где $a = -2.5, 1$ и 3.5 % для d_c - соответственно 130.247 и 305 мм.

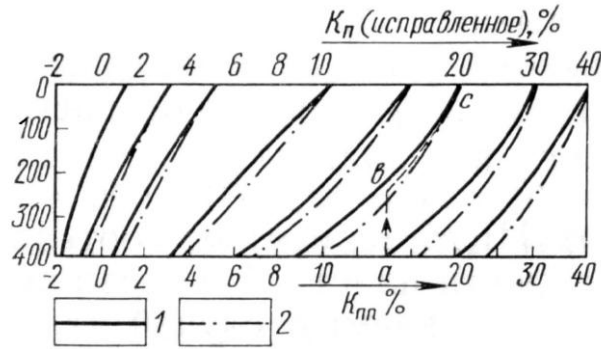


Рис. 2.8. Палетки для учета температуры водонасыщенного пласта $T_{пл}$ и скважины T_c при $T_c = T_{пл}$ (прибор эталонирован при нормальной температуре; НГМ; $d_c = 190$ мм.

Минерализация воды, г/л: 1 – 0, 2 – 200

Например, $K_{пн} = 14\%$, $T_{пл} = T_c = 250$ °С, $C_w = 100$ г/л, $d_c = 243$ мм; по палетке определяем $K_p = 20\%$ (точки а, в, с), затем вводим поправку: $K_p = 20 + 1 \cdot 250 \cdot 10^{-3} = 20.25\%$.

Количественное определение коэффициента газонасыщенности по данным НГМ основано на использовании уравнения $K_r = (K_p - K_{п.к} + K_{г.л} w_{г.л} + \Delta w_{пл}) / [K_p (1 - w_r)]^2$. Поскольку $\Delta w_{пл}$ зависит от K_r и эта зависимость пока не аппроксимирована соответствующими формулами, K_r находят методом использования приближений. Сначала определяют первое приближение, полагая $\Delta w_{пл} = 0$; далее вычисляют приближенные значения по вышеприведенной формуле и находят первое приближение $\Delta w_{пл}$ и второе приближенные K_r . Подобный процесс продолжается до получения устойчивых значений K_r .

2.7 Порядок выполнения работы

1. Выделяют пласты, находят кровлю, подошву пластов (грубо и точно) и их мощность.

2. Отсчитывают показания против пласта $I_{пг\text{рег}п}$ (в его кровельной части) и во вмещающих породах $I_{пг\text{рег}вм}$ (ниже подошвы пласта в кровельной части вмещающих пород). Показания $I_{пг\text{рег}п}$ приводят к условиям бесконечной мощности пласта так же, как и в гамма-методе:

$$I_{пгп}^{\infty} = I_{пг\text{рег}вм} - \frac{I_{пг\text{рег}вм} - I_{пг\text{рег}п}}{V_{пг}},$$

для пластов, залегающих среди плотных пород;

$$I_{пгп}^{\infty} = \frac{I_{пг\text{рег}п} - I_{пг\text{рег}вм}}{V_{пг}} + I_{пг\text{рег}вм},$$

для пластов, залегающих среди глин.

3. Находят исправленное за естественный гамма фон значение

$$I_{\text{н\gamma п}} = I_{\text{н\gamma п}}^{\infty} - \frac{I_{\gamma}}{K_{\text{ч}}},$$

где I_{γ} — интенсивность естественного гамма-излучения пласта по данным ГМ (отсчитывается в кровельной части пласта);

$K_{\text{ч}}$ — коэффициент чувствительности канала НГМ (указывается на диаграммах НГМ).

4. Выбирают в разрезе опорные пласты с максимальным ($I_{\text{н\gamma оп}}^{//}$) и минимальными ($I_{\text{н\gamma оп}}^{/}$) показаниями. Для них выполняют процедуры, предусмотренные пунктами 1-3.

5. Рассчитывают единицу двойного разностного параметра:

$$\Delta I_{\text{пз}} = \frac{I_{\text{н\gamma п}} - I_{\text{н\gamma оп}}^{/}}{I_{\text{н\gamma оп}}^{//} - I_{\text{н\gamma оп}}^{/}}.$$

6. По палетке $\Delta I_{\text{н\gamma}} = f(K_{\text{п}})$ для соответствующих отложений находят $K_{\text{п}}$.

Если в качестве опорных принимались плотные пласты и пласты глин, используют шкалу $\Delta I_{\text{н\gamma}}$, соответствующую изменению пористости от 2 до 40%.

7. В найденные таким образом значения пористости вводятся поправки за влияния диаметра скважин, глинистой корки и другие. При этом из полученного значения $K_{\text{п}}$ вычитается $\Delta K_{\text{п}}$, обусловленное каждым из учитываемых параметров.

2.8. Отчетность

Работа представляется в виде отчета, в котором кратко излагаются физические основы метода, порядок обработки и интерпретации диаграмм и полученные результаты.

Список литературы

1. Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных. М.: Недра, 1984.-201с.
2. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Б.А., Африкян А.И. Промысловая геофизика. М.: Недра, 1986.-342с.
3. Дьяконов А.И., Леонтьев Г.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1977, 1984.-432с.
4. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник /Под ред. В.М. Добрынина. М.: Недра, 1988.-476с.

5. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1987.-347с.
6. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. М.: Недра, 1981, 1991.-218с.
7. Померанц Л.И., Белоконов Д.В., Козяр В.Ф. Аппаратура и оборудование геофизических методов исследования скважин. М.: Недра, 1985.-271с.

Лабораторная работа № 3 **АКУСТИЧЕСКИЙ МЕТОД**

3.1. Цель работы

Целью данной работы является закрепление теоретического материала по акустическому методу (АМ) и привитие навыков определения пористости на основе измерений интервального времени ΔT .

3.2. Физические основы акустического метода

Акустические методы исследования скважин основаны на изучении упругих свойств горных пород по наблюдениям за процессом последовательного распространения в них деформаций, вызванных упругой волной.

В зависимости от вида деформации в породе возникают различные типы упругих волн. Наиболее информативны при изучении упругих свойств горных пород продольные (Р) и поперечные (S) волны.

Важнейшими характеристиками упругих волн являются: скорости распространения (или интервальные времена), их амплитуды и коэффициенты затухания (поглощения, ослабления).

Для идеально упругих изотропных пород скорость распространения упругих продольных (V_p) и поперечных (V_s) волн определяется уравнениями:

$$V_p = \sqrt{\frac{E(I - \mu)}{\delta_n(I + \mu)(I - 2\mu)}} = \sqrt{\frac{3(I - \mu)}{K\delta_n(I + \mu)}}$$

$$V_s = \sqrt{\frac{E}{2\delta_n(I + \mu)}},$$

где δ_n – плотность породы;

E , μ , K – соответственно модуль Юнга, коэффициенты Пуассона и всестороннего сжатия породы.

Единицей измерения скорости распространения упругих волн V_p и V_s служит метр в секунду.

Величину, обратную скорости распространения упругой волны в породе, называют *интервальным временем* ΔT . Единицей его измерения является секунда или микросекунда на метр.

Распространение упругих волн в породах сопровождается постепенным уменьшением их энергии вследствие физических процессов поглощения, рассеяния и геометрического расхождения. Показателем потери энергии волн в горных породах из-за указанных процессов является коэффициент поглощения α , который определяется выражением:

$$\alpha = \frac{1}{\Delta \ell} \ln \frac{A_1}{A_2},$$

где A_1 и A_2 – амплитуды волн, зарегистрированные приемниками, расположенными на расстоянии $\Delta \ell$ (базы зонда) друг от друга. Единицей измерения коэффициента поглощения служит децибел на метр.

3.3. Аппаратура акустического метода

Для скважинных измерений применяется следующая аппаратура.

Таблица 3.1

Технические характеристики скважинных приборов
для акустических исследований

Прибор	Измерительный зонд	Частота излучаемых колебаний, кГц	Масса, кг	Диаметр, мм	Длина, м	Рабочая температура, °С	Рабочее давление, МПа	Измеряемые параметры
СПАК-4	И ₂ О, 5И ₁ 1, 5П	28	95	80	5.3	150	100	$\Delta t, t_1, t_2, \alpha, A_1, A_2$
СПАК-6	И ₂ О, 4И ₁ 1, 2П	12.5; 24	75	90	3.5	120	80	То же
СПАК-8	И ₂ О, 4И ₁ 1, 2П	12.5; 24	90	90	4.0	150	100	--/--
АКН-1	И ₂ 1, ОИ ₄ , ОП	12	150	100	9.3	120	80	--/--
	И ₂ О, 5И ₁ 1, 5П	30	150	100	4.5	120	80	--/--
АКЦ-4*	И2, 8П	28	55	80	3.3	150	100	A_k, A, A_p, t_p
САТ-1	–	1000	110	100	3.4	120	60	Фотография стенки скважины

Примечание. Все приборы предназначены для работы с трехжильным кабелем: прибор АКЦ-4 – с одножильным кабелем.

Приборы СПАК-4, СПАК-6, СПАК-8 и АНК-1 предназначены для исследования необсаженных скважин. Они содержат трехэлементный акустический зонд с двумя излучателями и одним приемником.

Приборы типа СПАК позволяют измерять преимущественно характеристики продольной головной волны: интервальное время ΔT и эффективное затухание α на базе между двумя излучателями, амплитуды A_1 и A_2 и времена T_1 и T_2 распространения волны от ближнего и дальнего излучателей к приемнику.

Низкочастотный скважинный прибор АНК-1 имеет длинные измерительные зонды, что способствует разделению продольной и поперечной головной волн и их уверенной регистрации.

Акустический цементомер АКЦ-4 включает в себя излучатель и приемник, расположенные на расстоянии 2.8 м друг от друга.

Основу акустического телевизора САТ-1 составляет вращающийся вокруг своей оси совмещенный излучатель-приемник, сканирующий стенку скважины или колонны. Амплитуда $A_{отр}$ отраженного импульса позволяет судить о техническом состоянии отражающей стенки: наличие трещин и порывов обсадной колонны, каверн в породах и границ пород различного литологического состава в необсаженной скважине.

В данной лабораторной работе приводится описание измерительного пульта АНК-М и скважинного прибора СПАК-6.

Измерительный пульт АНК-М (рис. 3.1) состоит из трех блоков: управления БУ, обработки БО, питания БП. Каждый СП имеет свой блок управления. В блоке управления прибором СПАК-6 формирователей запуска излучателей ФЗИ вырабатывается последовательность разнополярных, синхронизированных

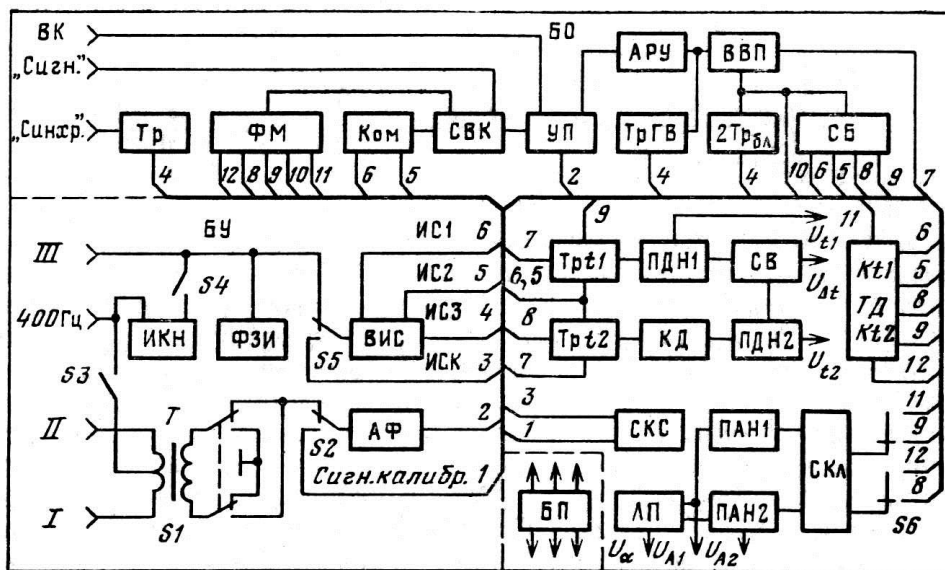


Рис. 3.1. Функциональная схема пульта АНК-М

частотой 400 Гц пусковых импульсов ИП1 первого и ИП2 второго каналов (рис. 3.2, а), передаваемых в СП по третьей жиле кабеля. В режиме измерений по этой жиле от СП также подаются синхроимпульсы ИС1 и ИС2. Они отделяются от пусковых импульсов схемой ВИС выделения синхроимпульсов и направляются в БО по каналам ИС1, ИС2 и после смещения их – по каналу ИС3. Информационные сигналы (рис. 3.2, б) поступают из СП по первой и второй жилам кабеля, отделяются от питающего напряжения трансформатором Т, проходят активный фильтр АФ с полосами пропускания 15 – 45 и 8 – 45 кГц, уменьшающий уровень помех от движения СП в скважине, и подаются в БО. В режиме калибровки схемы ВИС и АФ отключаются от СП и на их входы через переключатели S5 и S2 поступают импульсы синхронизации и сигналы из БО.

Для дистанционного управления коэффициентом усиления СП служит источник калиброванных напряжений ИКН, подключаемый к третьей жиле кабеля переключателем S4. Переключателем S1 изменяется фаза входного сигнала на 180° , а переключателем S3 включается питание СП.

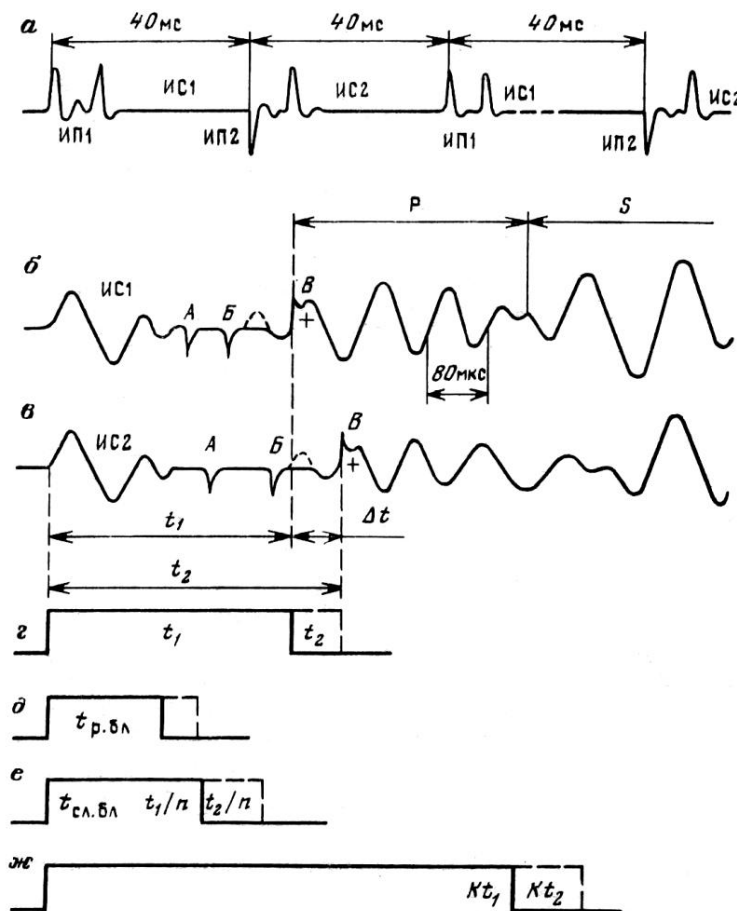


Рис. 3.2. Временные диаграммы работы пульта АНК-М

В блоке обработки формируются импульсы t_1 и t_2 , длительность которых пропорциональна времени пробега упругих волн от ближнего t_1 и дальнего t_2 излучателей к приемнику; получаются напряжения, пропорциональные длительности этих импульсов и их разности ($\Delta t = t_2 - t_1$); выделяются и преобразуются в постоянное напряжение амплитуды продольных (A_{p1} , A_{p2}) и поперечных (A_{s1} и A_{s2}) волн; получаются напряжения, пропорциональные затуханию α ; формируются калибровочные сигналы и сигналы для осуществления визуального контроля за работой аппаратуры. Формирование импульсов t_1 и t_2 производится поочередно триггерами Trt_1 и Trt_2 . Начинается формирование в момент прихода импульсов синхронизации ИС1, ИС2 и заканчивается с приходом второго полупериода полезного сигнала (см. рис. 3.2, б и в, отметка В). Вторым полупериод выделяется одноименной схемой ВВП, которая работает в двух режимах. В первом из сигнала после окончания действия импульсов ручной $t_{р.бл}$ (рис. 3.2, д) или следящей $t_{сл.бл}$ (рис. 3.2, е) блокировок она выделяет первый положительный полупериод, если только он превысит заданный пороговый уровень. Во втором режиме, предназначенном для подавления помехи, проявляющейся в виде регулярно присутствующего ложного первого положительного полупериода (см. пунктир на рис. 3.2, б, в), положительный полупериод пропускается на выход схемы только в том случае, если перед ним имеется отрицательный полупериод. Таким образом производится отфильтровывание ложного полупериода.

Для повышения устойчивости работы ВВП входной сигнал усиливается схемой автоматической регулировки усиления АРУ, обеспечивающей небольшое изменение сигналов на выходе усилителя при изменении на входе в пределах двух порядков. Вместе с сигналом АРУ на тот же вход системы ВВП подается импульс, соответствующий заднему фронту импульса одновибратора $TrГВ$ гидроволны. Длительность последнего импульса выбирается несколько большей, чем максимально возможное время прихода продольной и поперечной волн, и поэтому он не мешает приему сигнала. При отсутствии или сильном затухании сигналов продольной и поперечной волн импульс прихода гидроволны завершает формирование импульсов t_1 и t_2 , что позволяет сохранить нормальный режим функционирования БО. Схема ВВП блокируется поступающими на нее сигналами $t_{р.бл}$ или $t_{сл.бл}$. Импульсы $t_{р.бл}$ формируются одновибраторами. $2T_{р.бл}$ и позволяют закрывать ВВП на время прохождения по кабелю синхроимпульсов и сопутствующих им переходных процессов в кабеле. Импульсы $t_{сл.бл}$ вырабатываются схемой следящих блокировок СБ, уменьшающих

длительность импульсов t_1 и t_2 в n раз. Следящая блокировка помогает уменьшить влияние случайных помех, так как время открытого состояния ВВП перед приходом сигнала уменьшается до 50 – 80 мкс, а при ручной блокировке оно меняется от 50 до 900 мкс. Следящая блокировка может отключаться или работать одновременно с ручной блокировкой.

Преобразование импульсов t_1 и t_2 в постоянные напряжения производится безынерционными преобразователями длительность – напряжение ПДН1 и ПДН2, а напряжение, пропорциональное Δt , снимается со схемы вычитания СВ. Для компенсации не информативной части Δt от 0 до 140 – 200 мкс/м между Трт₂ и ПДН2 включен компенсатор КД, уменьшающий длительность импульса t_2 на 50, 100 или 200 мкс.

Преобразователями амплитуда – напряжение ПАН1 и ПАН2 от всего цуга колебаний отделяются первые три периода, амплитуды которых преобразуются в постоянные напряжения U_{A1} и U_{A2} . Управление преобразователями производится сложной ключевой схемой СКл, начинающей работать от задних фронтов импульсов t_1 и t_2 . Схема обеспечивает два режима отпираания преобразователей: импульсом постоянной длительности и импульсом, длительность которого автоматически устанавливается равной определенному числу периодов входного сигнала, независимо от изменения частоты последнего. Напряжение U_α , пропорциональное α , вырабатывается логарифмическим преобразователем ЛП. При измерении амплитуд и затухания поперечной волны ключевая схема СКл начинает работать от задних фронтов импульсов t_1 и t_2 , длительность которых увеличена в K раз трансформатором длительности ТД, для чего переключатель S6 переводится во второе положение. Коэффициент K определяется отношением скоростей распространения поперечной и продольной волн v_s/v_p и находится в пределах 1.6 – 1.7 (рис. 3.2, ж).

Калибровка временных и амплитудных каналов пульта производится сигналами, аналогичными по форме поступающим из СП. Они формируются схемой СКС калиброванных сигналов, имеют стабильную амплитуду и точно известную величину задержки по отношению к синхроимпульсам и подаются на ВИС и АФ блока управления через переключатели S5 и S2. Контроль за работой СП и БО ведется по экрану осциллографа, на который через схему видеоконтроля СВК (гнездо «Сигн») одновременно подаются волновые картины, поступающие из СП, импульсные метки ручной А и следящей Б блокировок и метки В срабатывания схемы ВВП (см. рис. 3.2, б и в). Волновые картины поступают из БУ через УП, а метки – с формирователя меток ФМ. На СВК дополнительно подаются прямоугольные импульсы с коммутатора Ком, с помощью

которых сигналы двух каналов смещаются по вертикали друг относительно друга. Запуск развертки осциллографа производится с клеммы «Синхр» одновибратором задержки Тр.

В схеме предусмотрен выход волновых картин с УП через разъем «ВК». Блок питания БП вырабатывает стабилизированные напряжения для питания схем пульта.

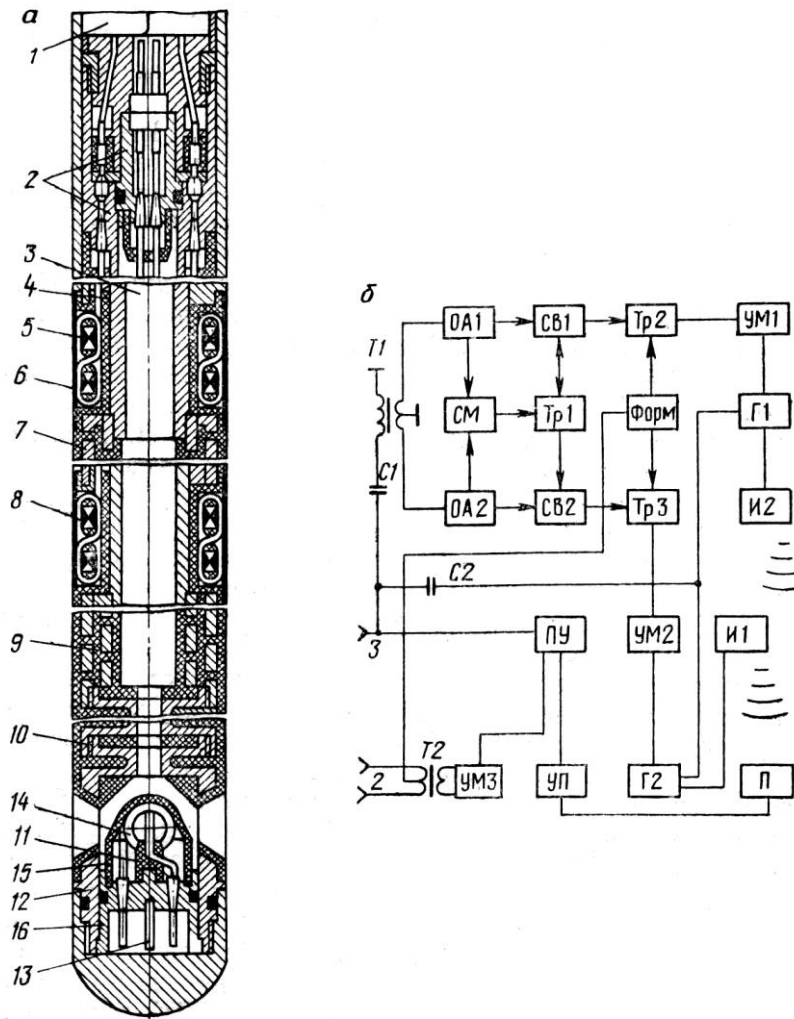


Рис. 3.3. Акустический зонд (а) и функциональная схема скважинного прибора СПАК-6 (б)

Скважинный прибор акустического каротажа СПАК-6 состоит из герметичного электронного блока 1 и измерительного зонда 3 (рис. 3.3, а), сочлененных свечным мостом 2. Этот мост обеспечивает герметизацию свечных вводов с помощью манжеты, заполненной кремнийорганической жидкостью, и устраняет взаимное влияние линий связи излучателей и приемника с электронной схемой. Измерительный зонд содержит два излучателя упругих колебаний 5 и

8, набранных из пластин пермендюра, и сферический пьезокерамический приемник 14. Излучатели представляют собой два кольца высотой 20 мм с общей обмоткой в форме восьмерки, что обеспечивает компенсацию суммарного электромагнитного поля излучателей и исключает их взаимное влияние друг на друга. От воздействия ПЖ они защищены тонкостенными металлическими цилиндрами 6, а от кремнийорганической жидкости – резиновой манжетой 4. Излучатели разделены звукоизолятором 7; от приемника они отделены основными звукоизоляторами 9 и 10, назначение которых – подавление прямой волны по корпусу СП. Верхний звукоизолятор 9 выполнен из двух металлических труб с прорезями, пространство между которыми заполнено резиной; нижний 10 набран из обрезиненных металлических шайб.

Приемно-усилительный блок расположен в нижней части СП внутри несущего корпуса 12. На головке 16 блока установлен резиновый амортизатор 11, уменьшающий уровень шумов от ударов СП о стенки скважины, а на нем приемник 14. Упругие колебания поступают к приемнику через отверстия в корпусе 12; от воздействия ПЖ приемник защищен резиновым компенсатором 15. Для уменьшения наводок на провода приемника от силовых цепей СП применен предварительный усилитель 13; герметизация полости усилителя достигается с помощью стандартных свечных вводов.

Чередующиеся по полярности пусковые импульсы (рис. 3.3, б), поступающие в СП по третьей жиле кабеля с интервалом 40 мс, выделяются фильтром С1Т1 и нормализуются по длительности и амплитуде амплитудными ограничителями ОА1 и ОА2. Из-за несовершенства линий передачи сигналов импульсы на выходах ОА1 и ОА2 сопровождаются импульсами противоположной полярности, которые нарушают работу СП. Для их исключения введена схема, состоящая из смесителя СМ, одновибратора Тр1 и двух временных селекторов СВ1 и СВ2. Селекторы запираются на 4 мс импульсом одновибратора Тр1, который срабатывает от заднего фронта первого полупериода пусковых импульсов, прошедших ОА1 и ОА2 и смеситель СМ. С помощью триггеров Тр2 и Тр3 с двумя устойчивыми состояниями пусковые импульсы задерживаются во времени и совмещаются с моментом перехода питающего напряжения от отрицательного к положительному полупериоду. Каждый триггер переводится в состояние «0» импульсами с выходов СВ1 или СВ2 и возвращается в состояние «1» формирователем Форм, срабатывающим от положительного фронта питающего напряжения. Задние фронты импульсов Тр2 и Тр3 усиливаются по мощности усилителями УМ1 и УМ2 и поочередно запускают генераторы токовых импульсов Г1 и Г2. При отпирании тиристоров в генераторах Г1 и Г2. При от-

пирании тиристоров в генераторах Г1 и Г2 через обмотки излучателей проходит импульс тока, создающий магнитное поле, под действием которого излучатель изменяет свои размеры, создавая в ПЖ и горной породе упругие колебания.

Упругие колебания, пришедшие к приемнику, преобразуются последним в электрические сигналы, которые усиливаются предварительным усилителем УП, а также усилителем мощности УМЗ, и через трансформатор Т2 передаются на поверхность по первой и второй жилам кабеля. Коэффициент усиления сигналов в СП изменяется в 10 раз переключателем ПУ, управляемым с пульта АНК-М. Началом отсчета времени пробега упругих волн от излучателей к приемнику служит синхроимпульс, снимаемый с общей для Г1 и Г2 разрядной емкости. Через конденсатор С2 он подается в третью жилу кабеля. Схема СП питается от источника УГ-1 переменным током частотой 400 Гц, снимаемым со среднего вывода первичной обмотки трансформатора Т2.

3.4. Интерпретация диаграмм АМ

На диаграммах АМ пласты с аномальными упругими свойствами выделяются симметричными аномалиями относительно середины пласта. Границы пластов любой толщины определяют по точкам, смещенным в кровле на $0.5 \Delta \ell$ вниз и в подошве на $0.5 \Delta \ell$ вверх от уровня показаний во вмещающих породах. В общем случае в пластах большой толщины ($H > \Delta \ell$) границам соответствуют точки, где отклонения регистрируемых параметров от значений во вмещающих породах соответствуют половине максимальной амплитуды (рис. 3.4).

Максимальные значения T_1 , T_2 , ΔT (или A_1 , A_2 , α) против середины пласта соответствуют истинным величинам, если $H \geq \Delta \ell$. В пластах малой толщины ($H < \Delta \ell$) зарегистрированные значения занижены по сравнению с ис-

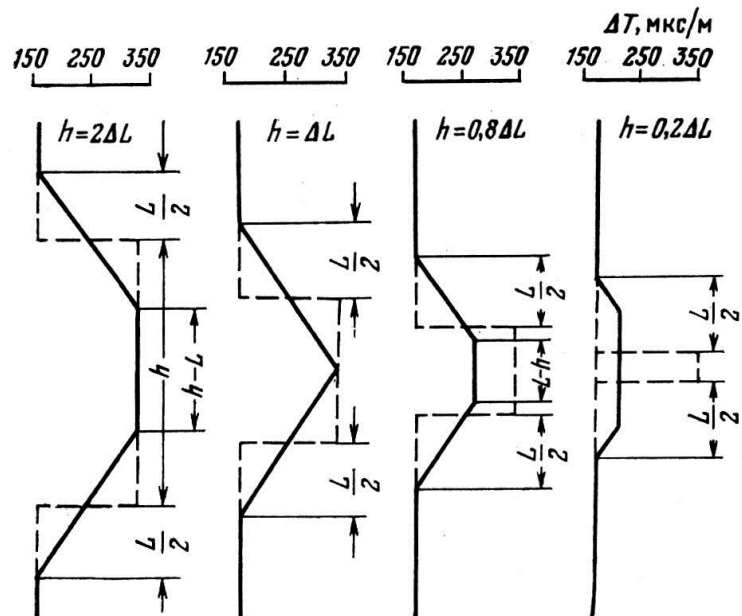


Рис. 3.4 Теоретические формы аномалий и определение границ пластов по диаграммам акустического зонда.
 $\Delta L = L_2 - L_1$ – расстояние между приемниками (база зонда)

тинными (рис. 3.4).

На основании указанных измеренных величин решают те или иные геологические или технические задачи. В данной работе рассматривается определение коэффициента пористости, для чего используются значения интервального времени ΔT .

3.5. Определение пористости

В основу определения пористости положено уравнение

$$\Delta T = (1 - K_p) \Delta T_{\text{ск}} + K_p \Delta T_{\text{ж}},$$

где $\Delta T_{\text{ск}}$ и $\Delta T_{\text{ж}}$ – интервальное время пробега волны в минеральном скелете и жидкости;

K_p – коэффициент пористости.

Решая данное уравнение относительно K_p , получим:

$$K_p = \frac{\Delta T - \Delta T_{\text{ск}}}{\Delta T_{\text{ж}} - \Delta T_{\text{ск}}}$$

Величина $\Delta T_{\text{ск}}$ определяется минеральным составом скелета породы (табл. 3.2).

Таблица 3.2

Значения $\Delta T_{\text{ск}}$ некоторых минералов

Минерал	$\Delta T_{\text{ск}}$, мкс/м	Минерал	$\Delta T_{\text{ск}}$, мкс/м
Кварц	164	Ангидрит	164
Полевой шпат	170	Гипс	172
Слюды	178	Каменная соль	208-230
Кальцит	155	Доломит	142

Однако $\Delta T_{\text{ск}}$ для каждой совокупности пород следует определять экспериментально. Для этих целей может быть использован график зависимости интервального времени ΔT от коэффициента пористости (рис. 3.5).

Времени $\Delta T_{\text{ск}}$ будет соответствовать ΔT при нулевом значении K_p . Значение $\Delta T_{\text{ж}}$ зависит от состава флюида, заполняющего поры, и его термодинамического состояния. Величину $\Delta T_{\text{ж}}$ для заданных значений минерализации воды в порах, температуры и давления в пласте можно определить по палетке (рис. 3.6).

Уравнение удовлетворительно описывает связь между ΔT и K_p для пород с межзерновой пористостью при $K_p \leq 20 \div 30\%$ и $C_{\text{гл}} = 5 \div 10\%$, если поры заполне-

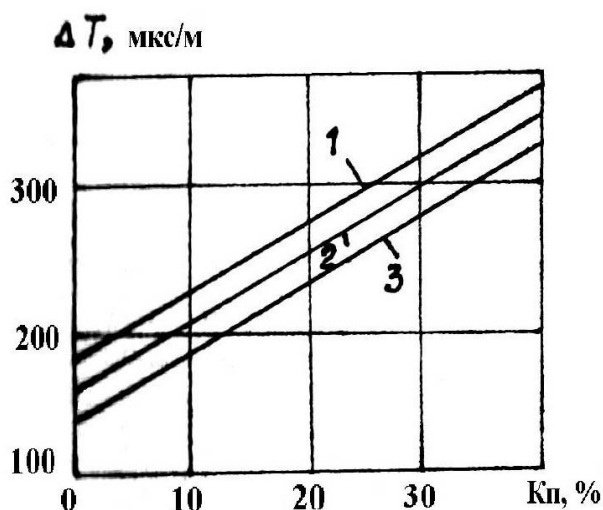


Рис.3.5 Зависимости интервального времени ΔT от коэффициента пористости K_p для песчаников (1), известняков (2) и доломитов (3) при атмосферных условиях

ны водой и эффективное давление $P_{эф} \geq 400 \text{ кгс/см}^2$. $P_{эф} = P_r - P_{пл}$, где P_r и $P_{пл}$ – соответственно горное и пластовое давления.

Наиболее надежные результаты определений K_p по диаграммам ΔT получаются при использовании экспериментальных петрофизических связей между ΔT и K_p , найденных на представительной коллекции образцов из данного геологического объекта, исследованных на специальной установке с воздействием эффективного давления и температуры, воспроизводящих пластовые условия.

3.6. Порядок выполнения работы

1. Выделяют пласты. Находят их кровлю и подошву.
2. Отсчитывают значения ΔT . Если пласт однородный, то отсчитываются экстремальные показания. Если же пласт недостаточно однородный, целесообразнее находить средние или средневзвешенные значения ΔT .
3. Находят $\Delta T_{ск}$ и $\Delta T_{ж}$ по графику (рис. 3.5) и палетке (рис. 3.6).
4. Рассчитывают по уравнению величины K_p .

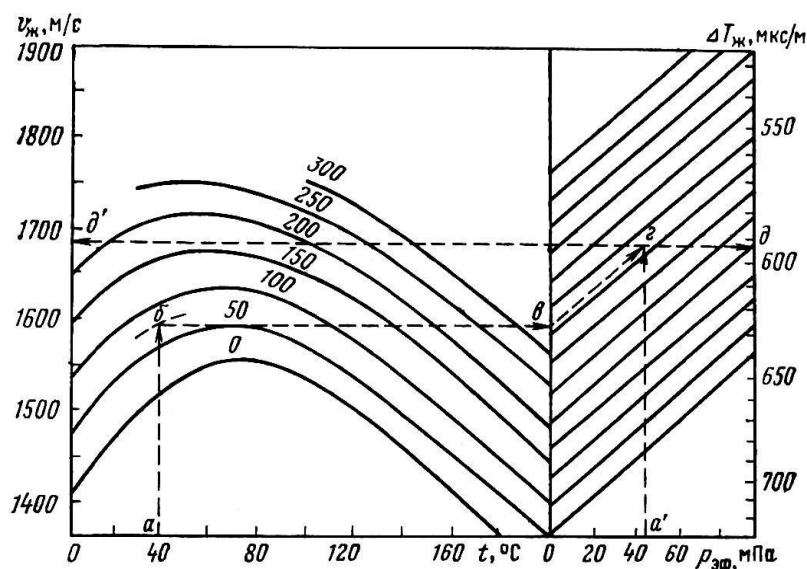


Рис. 3.6 Палетка для определения интервального времени $\Delta T_{ж}$, скорости $v_{ж}$ при заданных минерализации C_b , давлении $P_{эф}$, температуре t (раствор NaCl)
Шифр кривых – C_b в г/л

3.7. Отчетность

Результаты определений представляются в виде отчета, в котором кратко излагаются основы теории, порядок определения пористости и полученные результаты.

Список литературы

1. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М.: Недра, 1978.
2. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник / Под ред. В.М. Добрынина. – М.: Недра, 1988.
3. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. М.: Недра, 1981, 1991.
4. Померанц Л.И., Белоконь Д.В., Козяр В.Ф. Аппаратура и оборудование геофизических методов исследования скважин. М.: Недра, 1985.

Лабораторная работа № 4 **ИНКЛИНОМЕТРИЯ**

4.1. Цель работы

Целью данной лабораторной работы является ознакомление с назначением, принципом действия, устройством и применяемыми типами инклинометров, способами изображения результатов измерения искривления скважин - построением инклинограмм.

4.2. Основы инклинометрии

Обычно скважины проектируют вертикальными, однако в ряде случаев бурят наклонные скважины с заранее заданными направлениями и углами отклонения от вертикали. Целью наклоннонаправленного бурения является достижение намеченной в недрах Земли точки, проекция которой на дневную поверхность смещена относительно устья скважины.

По ряду геологических и технологических причин скважины отклоняются от намеченного проектом направления: вертикальная скважина отходит от вертикали, а наклоннонаправленная – от намеченного от нее положения. От-

клонение оси скважины от заданного направления называется искривлением скважины.

В процессе бурения необходимо периодически контролировать положение оси скважины в пространстве – определять ее искривление.

Данные об искривлении скважины необходимы при бурении эксплуатационных, а также и разведочных скважин, так как значительное смещение оси скважины от вертикали или заданного направления и резкие изменения ее положения в пространстве приводит к затруднениям при спуске бурильных труб или обсадной колонны, к усиленному износу бурового инструмента и к смещению точек вскрытия пластов от проектных положений.

В случае значительного отклонения оси скважины от проектного производят исправление или перебуривание ствола скважины.

Данные об искривлении скважин необходимы также при геологических построениях. Без введения поправок на искривление скважин нельзя получить правильное представление о геологическом строении района.

Положение оси скважины в пространстве на какой-либо глубине определяется углом искривления δ – отклонением оси скважины от вертикали и направлением искривления – дирекционным углом α между горизонтальной проекцией элемента оси скважины и северным концом осевого меридиана. Вместо дирекционного угла иногда пользуются получаемым непосредственно в результате измерений магнитным азимутом искривления φ – углом, отсчитываемым по ходу часовой стрелки между направлением на магнитный север и горизонтальной проекцией оси скважины.

4.3. Аппаратура и оборудование

Для измерения искривления скважин применяются приборы, именуемые инклинометрами. В зависимости от системы измерения инклинометры подразделяются на три группы.

Первая группа объединяет приборы, в которых для измерения азимута служит магнитная стрелка (буссоль), а датчиком угла является отвес. Показания датчиков с помощью градуированных сопротивлений (потенциометров) преобразуются в электрические сигналы и по жиле кабеля передаются на поверхность (инклинометр на сопротивлениях).

Во вторую группу входят фотоинклинометры. В качестве указателя азимута в них служит буссоль, указателя угла – сферическое стекло с нанесенной сеткой углов наклона и шарик, свободно перемещающийся по этой сфериче-

ской поверхности. Регистрация осуществляется в скважинном приборе путем фотографирования показаний датчика на киноплёнку.

Третью группу составляют гироскопические инклинометры. В качестве датчика азимута в них используют гироскоп, который при вращении сохраняет заданное направление оси в пространстве. Датчиком угла искривления служит отвес. Измерения выполняют непрерывно по стволу скважины.

Приборами, в которых датчиком азимута служит буссоль, измерения азимута можно производить только в открытом стволе скважины. Гироскопические инклинометры позволяют измерять азимут в скважинах, обсаженных металлической колонной, а также в разрезах, в которых естественное магнитное поле Земли аномально искажено магнитными полями.

В практике геологоразведочных работ на нефть и газ наиболее широко применяются инклинометры с дистанционным электрическим измерением, в которых датчиками служат градуированные электрические сопротивления. К таким приборам относятся инклинометры ИТ-200, И-7, КИТ, КИТА. Все они различаются лишь конструктивными особенностями; принцип же действия их сохраняется неизменным. В таблице 9.1 приводятся технико-эксплуатационные характеристики таких инклинометров. В данной лабораторной работе описывается принцип действия инклинометров с дистанционным электрическим измерением КИТ.

Таблица 4.1

Технико-эксплуатационные характеристики инклинометров

Прибор	Диапазон измерения азимута скважины, градусы	Допустимая погрешность измерения азимута скважины (при угле искривления не менее 3°), градусы	Диапазон измерения угла искривления скважины, градусы	Допустимая погрешность измерения угла искривления скважины, градусы	Диаметр прибора, мм	Предельная температура, К	Предельное давление, МПа
КИТ	0 – 360	± 4	0 – 50	± 0.5	60	473	64
КИТА	0 – 360	± 4	0 – 50	± 0.5	74	473	120
НИД-1	0 – 360	± 4	0 – 50	± 0.5	100	400	100
ИН1-721	0 – 360	± 4	0 – 100	± 0.5	73	423	60

Инклинометр КИТ состоит из СП с удлинителем и наземного измерительного пульта. Кожух СП изготовлен из немагнитного алюминиевого сплава и заканчивается сверху стандартной приборной головкой, а снизу - переводником для крепления удлинителя.

Основной частью инклинометра является измерительная рамка (рис. 4.1), несущая указатели угла и азимута искривления скважины. Ось вращения рамки

совпадает с продольной осью СП, параллельной оси скважины. Центр тяжести рамки смещен с ее оси эксцентрично расположенным грузом 18 так, что рамка всегда устанавливается перпендикулярно к плоскости искривления скважины.

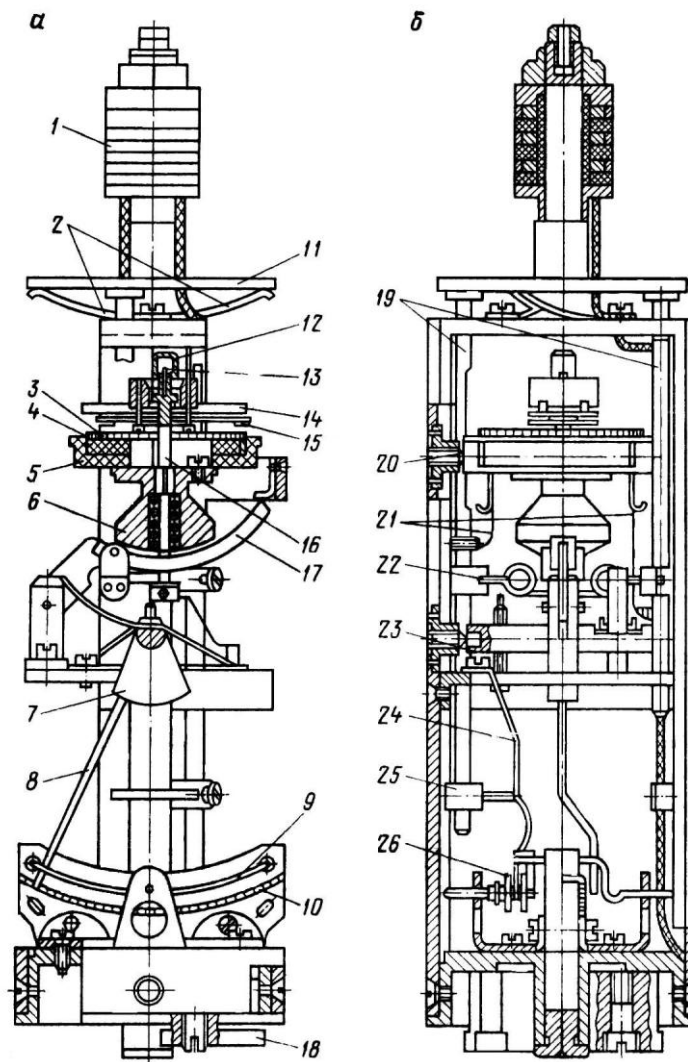


Рис. 4.1. Измерительная рамка инклинометра КИТ:
а – плоскость рамки перпендикулярна плоскости чертежа;
б – плоскость рамки совпадает с плоскостью чертежа

Указателем азимута служит буссоль, состоящая из магнитной стрелки 14, вращающейся на подвижной оси 16, и пластмассового корпуса 5, в котором смонтированы кольцевой реохорд 4 и токосъемное кольцо 3. Корпус буссоли укреплен в рамке на двух полуосях 20, благодаря чему ось стрелки под действием груза 6 всегда занимает вертикальное положение. Магнитная стрелка закреплена на колпачке 12 с агатовым подшипником, который насажен на острие 13 подвижной оси 16. Стрелка снабжена изолированными от нее пружинными

контактами 15, которые при смещении вниз оси 16 вместе со стрелкой соединяют реохорд с токовым кольцом. Выводами реохорда и токосъемного кольца

служат гибкие проводники 21. Разрыв кольцевого реохорда находится в плоскости, перпендикулярной к плоскостям рамки и искривления скважины. Поэтому угол между северным концом магнитной стрелки и разрывом реохорда равен магнитному азимуту φ , а сопротивление включенной части реохорда пропорционально этому азимуту.

Указатель угла наклона состоит из отвеса 7 со стрелкой 8 и углового реохорда 10. Плоскость качания отвеса на оси 23 перпендикулярна к плоскости рамки и совпадает с плоскостью искривления скважины. При измерениях конец стрелки 8 прижимается к реохорду дужкой 9, служащей токосъемной шиной. Включаемое при этом сопротивление реохорда пропорционально углу δ .

Положение магнитной стрелки во время отсчета показаний фиксируется механизмом, состоящим из нажимного кольца 11, возвратных пружин 2, двух толкателей 19, поводка 22, дугообразной пружины 24 и муфточки 26, сцепленной с дужкой 9. Под воздействием переключателя инклинометра толкатели 19 смещаются вниз. При этом поводок 22, отклоняя книзу дугообразный рычаг 17, оттягивает подпружиненную ось буссоли, обеспечивая прижим контактных пружин магнитной стрелки к реохорду и токосъемному кольцу буссоли. Одновременно кулачок 25 освобождает пружину 24, которая перемещает муфточку 26, а вместе с ней и дужку 9, прижимающую стрелку подвеса к реохорду угла.

На верхнем конце рамки имеется коллектор 1 с тремя контактными кольцами, с которыми соединены выводы реохордов азимута и угла. Рамка вращается на двух полуосях в дюралевом стакане, укрепленном в нижней части СП. Для демпфирования измерительной системы внутренняя полость стакана заполнена смесью кремний-органической жидкости с керосином. Над стаканом находится переключатель, управляющий механизмом фиксации ползунков реохордов и положением двух пар щеток, соединенных с кабелем и ползунками реохордов. Переключатель приводится в действие электромагнитом, питаемым постоянным током. Электромагнит размещен в верхней части СП для исключения влияния стали на буссоль.

Измерительная схема КИТ представляет собой мост, одним из плеч которого являются сопротивления реохорда угла R_δ или азимута R_φ , подключаемые поочередно переключателем $S1$; три других плеча расположены в наземном пульте (рис. 4.2). В одной из позиций $S1$ с целью контроля включается полное сопротивление реохорда, в другой при фиксированном положении ползунков реохордов — часть сопротивления, пропорциональная углу или азимуту. Для разделения измерительной цепи и цепи электромагнита УА, приводящего в действие переключатель $S1$, используется газовый разрядник F ; он

$$\alpha = \varphi \pm \gamma \pm D,$$

где γ – угол сближения меридианов (угол между осевым меридианом и меридианом в данной точке; он может быть положительным или отрицательным);

D – магнитное склонение (восточное со знаком плюс, западное со знаком минус).

Величина значений γ и D указывается на топографических картах.

По данным измеренного угла искривления скважины и вычисленного дирекционного угла вычерчивается инклинограмма – проекция оси скважины на горизонтальную плоскость. Инклинограмму скважины получают путем последовательного построения горизонтальных проекций отдельных участков скважины, начиная с наименьшей глубины. При этом значения δ и α определяются в отдельных точках и условно принимаются в качестве средних для интервала между двумя соседними точками.

Горизонтальная проекция i -го интервала с углом искривления δ находится по формуле

$$\Delta \ell_i = \ell_i \sin \delta_i,$$

где ℓ_i – длина интервала (рис. 4.3).

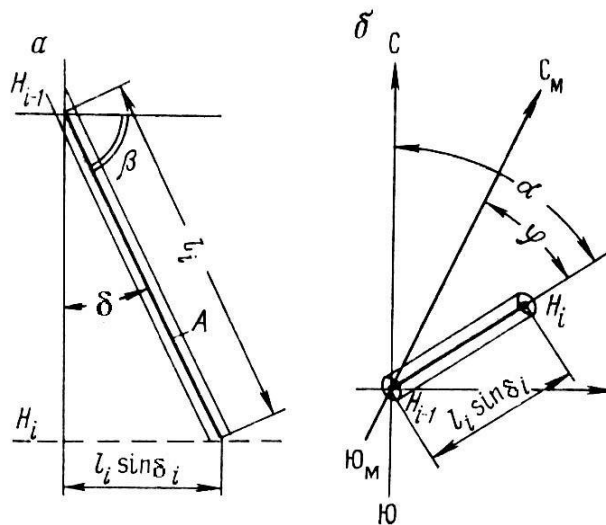


Рис. 4.3. Участок оси скважины в вертикальной плоскости (а) и проекция участка ствола скважины на горизонтальную плоскость (б).

ℓ_i – длина скважины; H_i ; H_{i-1} – глубина расположения забоя и абсолютная отметка устья; A – ось скважины; C_M , $Ю_M$ – север и юг магнитные

Определив последовательно горизонтальные проекции отдельных интервалов, отложив их значения в масштабе по направлениям дирекционных углов и соединив начальную точку первого интервала с конечной точкой последнего интервала, получают общую горизонтальную проекцию скважины или общее

смещение оси скважины от вертикали на исследованном участке (рис. 4.4). Инклинограмма строится обычно в масштабе 1:200.

4.5. Порядок выполнения работы

1. Ознакомиться с настоящим методическим руководством.
2. Изучить принцип действия инклинометра на стенде или макете.
3. Построить инклинограмму.

Фактический материал для построения инклинограммы выдается преподавателем.

4.6. Отчетность

По лабораторной работе представляется отчет, в котором кратко описываются основы инклинометрии, и инклинограмма.

Список литературы

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Промысловая геофизика. М.: Недра, 1986.
2. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1977.
3. Померанц Л.И., Белоконь Д.В., Козяр В.Ф. Аппаратура и оборудование геофизических методов исследования скважин. М.: Недра, 1985.

Лабораторная работа № 5 **ДЕБИТОМЕТРИЯ (РАСХОДОМЕТРИЯ) И ВЛАГОМЕТРИЯ СКВАЖИН**

5.1. Цель работы

Целью данной работы является изучение основ дебитометрии (расходомерии) и влагометрии скважин; принципа действия дебитомеров (расходомеров), влагомеров и интерпретации диаграмм дебитометрии (расходомерии) и влагометрии.

5.2. Основы дебитометрии и влагометрии скважин

5.2.1. Дебитометрия (расходомерия)

Дебитометры подразделяются: 1) по принципу действия – на механические и термокондуктивные; 2) по способу регистрации сигнала – на автономные (регистрация сигнала осуществляется внутри прибора) и дистанционные

(сигналы для регистрации передаются по кабелю на поверхность); 3) по условиям измерений – на пакерные и беспакерные.

В механических дистанционных дебитомерах обычно используются преобразователи скорости вращения турбинки в электрические сигналы. В приборах с автономной регистрацией применяются как турбинные, так и поплавково-пружинные датчики.

Работа термокондуктивных дебитометров основана на определении количества тепла, отдаваемого непрерывно нагреваемым телом, которое помещено в поток жидкости или газа. По количеству отдаваемого тепла судят о линейной скорости потока, которая связана с объемным расходом жидкости или газа.

Пакеры предназначены для направления измеряемого потока жидкости или газа через калиброванное сечение прибора. Разные типы пакеров обеспечивают полное или неполное перекрытие ствола скважины. Поэтому через калиброванный канал проходит либо весь поток, либо часть его. Отношение расхода жидкости или газа, протекающих через прибор, ко всему расходу Q называется коэффициентом перекрытия или пакеровки.

$$K = \frac{Q - Q_1}{Q},$$

где Q_1 – расход жидкости или газа, проходящих между пакером и стенкой скважины.

5.2.2. Влагометрия дает возможность определять состав и содержание флюидов в смеси по величине их диэлектрической проницаемости. Поскольку диэлектрическая проницаемость воды изменяется в зависимости от минерализации от 50 до 80 отн. ед., а нефти от 2 до 4 отн. ед., появление воды в нефти и газе существенно увеличивает диэлектрическую проницаемость смеси.

Перед измерениями диэлектрические влагомеры градуируют, строя эталонировочный график зависимости частоты сигнала f от процентного содержания воды в нефти (рис. 5.1). Точность определения процентного содержания воды и нефти в смеси составляет $\pm 10\%$.

По влагограмме устанавливают границу нефти и воды или их смесей по снижению показаний при переходе от водоносной зоны к нефтеносной.

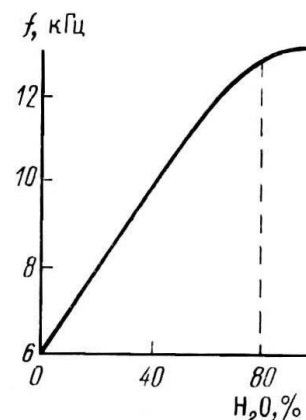


Рис. 5.1. Эталонировочный график зависимости показаний влагомера f от содержания воды в смеси

5.3. Скважинные дебитометры (расходомеры)

Различают механические и термокондуктивные расходомеры, которые по условиям измерений делятся на пакерные и беспакерные. Чувствительным элементом механического расходомера, примененного в комплексном приборе ПРВС-1, служит четырехлопастная турбинка 7, установленная на подпятниках в измерительном канале СП (рис. 5.2). При вращении турбинки и закрепленного на ее валу постоянного магнита 8 приходит в действие герконовое реле 9, частота импульсов которого пропорциональна расходу жидкости через измерительный канал. На поверхности частота импульсов преобразуется в постоянное напряжение, которое фиксируется регистратором.

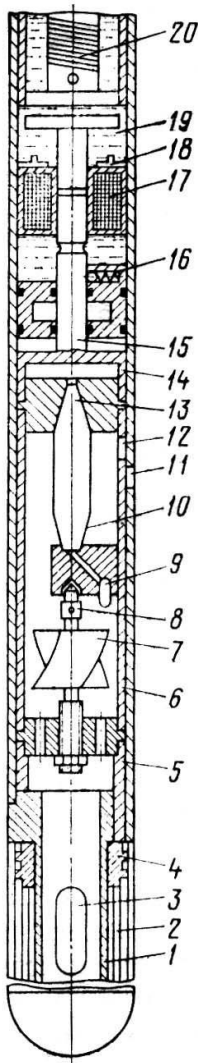


Рис. 5.2. Основные узлы преобразователя расхода и влажности ПРВС-1

Вторым измерительным каналом прибора ПРВС-1 является диэлектрический влагомер. Влагометрия основана на зависимости диэлектрической проницаемости водонефтяной смеси от содержания воды (для воды $\epsilon_{\text{отн}} \approx 80$, для нефти – 2-6). Датчиком влагомера служит проточный конденсатор, образованный патрубком 6 и металлическим стержнем 13, помещенным в изолятор 10. Емкость конденсатора изменяется при протекании жидкости между его обкладками. Конденсатор включен в колебательный контур RC-генератора, изменяющего частоту автоколебаний в зависимости от емкости конденсатора. Для определения содержания воды влагомер предварительно калибруют, для чего строят график зависимости частоты измеряемого сигнала от содержания воды. В приборе ПРВС-1 сигнал с RC-генератора подается на смеситель, где частота сигнала сравнивается с фиксированной частотой опорного генератора, а сигнал, пропорциональный разности этих частот, поступает на вход усилителя электронной схемы. На выходе усилителя он модулируется по амплитуде с частотой пропорциональной скорости вращения турбины расходомера. Таким образом, выходной сигнал несет информацию о расходе водонефтяной смеси и обводненности нефти.

Измерения прибором выполняются на остановках СП при раскрытом пакере. Для раскрытия пакера с поверхности подается питание на электронагреватель 20, который нагревает жидкость 19 тепложидкостного привода пакера. Расширяясь, жидкость перемещает шток 15, который через толкатели 14, 5 и патрубок 6 действует на подвижную обойму 4 пакера 2. Последний раскрывает свои лепестки, образуя пере-

крывающий ствол скважины зонтик и направляя весь поток жидкости через входные окна 3 в измерительный канал СП. Жидкость выходит через фигурные окна 11 и 12, которые совмещаются одновременно с раскрытием пакера. В конце поступательного хода штока 15 срабатывает фиксатор 16, закрепляя шток при открытом пакере, а конечный выключатель 18 отключает питание нагревателя, замыкая цепь питания электромагнита 17. Для закрытия пакера на вход СП подается напряжение обратной полярности. Электромагнит 17 при этом отключается и отпускает фиксатор 16. Под действием пружины пакера и скважинного давления шток 15 движется вверх, приводя СП в исходное состояние.

Чувствительным элементом термокондуктивных расходомеров, например СТД-4 (см. табл. 5.1), служит резистор, выполненный из жгута медного провода диаметром 0,03 мм и помещенный в тонкостенный защитный кожух. Резистор составляет одно плечо мостовой схемы, три других плеча которой расположены на поверхности; с помощью моста наблюдается изменение сопротивления резистора. Датчик нагревается электрическим током постоянной величины до температуры, превышающей температуру жидкости; измерение расхода жидкости основано на зависимости охлаждения нагретого резистора от линейной скорости потока. Определение расхода производится по калибровочной зависимости изменения сопротивления от скорости потока. Термокондуктивные расходомеры чувствительны к малым притокам, не подвержены влиянию механических примесей в жидкости, имеют высокую проходимость, однако не пригодны для количественных определений расходов неоднородных жидкостей.

Термокондуктивные дебитомеры СТД применяются также для измерения абсолютной температуры, для чего в чувствительное плечо электрического моста включается дополнительное сопротивление, снижающее ток через плечо и предохраняющее его от разогрева. В скважинном преобразователе температуры ПТС-1 чувствительным элементом служит конденсатор с высоким значением коэффициента изменения емкости от температуры. Принцип работы преобразователя основан на измерении приращения частоты напряжения, генерируемого LC-генератором при изменении температуры окружающей среды.

В беспакерном приборе ВБСТ-1 (см. табл. 5.1), принцип работы которого аналогичен использованному в ПРВС-1, через датчик влагомера проходит только часть жидкости, поэтому его показания зависят от распределения обводненности по сечению обсадной колонны и от условий обтекания СП компонентами жидкости. Беспакерные влагомеры служат для количественной оценки состава жидкости.

5.4. Интерпретация данных дебитометрии, влагометрии и термометрии скважин

5.4.1. Построение дифференциальных профилей притока по данным механической дебитометрии и влагометрии

Профилем притока называется график зависимости количества Q жидкости или газа, поступающих из единицы мощности эксплуатируемого разреза, от глубины z ее залегания.

$$Q = \int_{h_n}^{h_k} q_z dz,$$

где h_n, h_k – глубина подошвы и кровли эксплуатируемого интервала скважины;

q_z – удельный дебит;

dz – мощность каждого отдающего пласта или пропластка.

Дифференцирование интегральных кривых дебита по z дает графики расхода отдельных участков скважины (удельных дебитов) (рис. 5.3).

$$q_z = \Delta Q_z / \Delta z$$

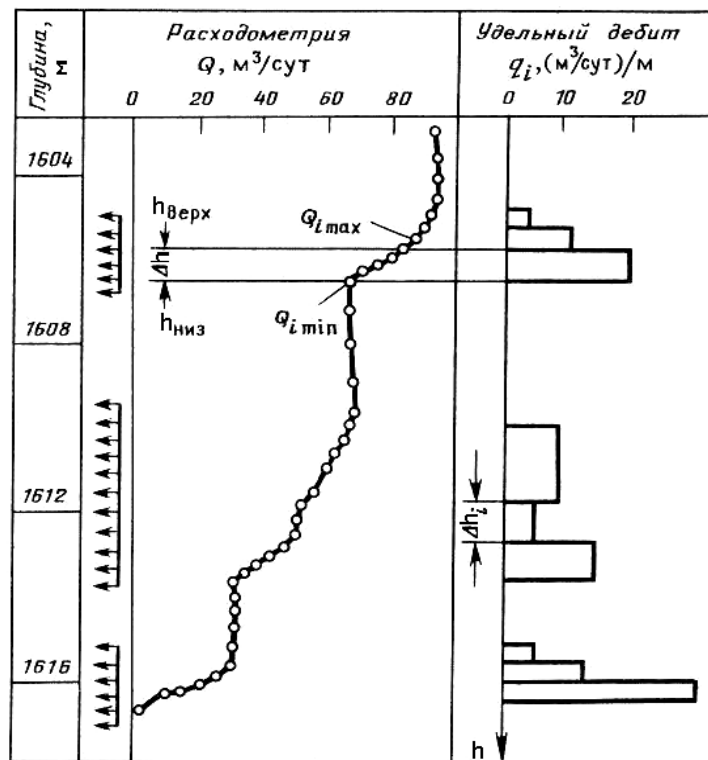


Рис. 5.3. Пример построения профилей притока (скв. 1405 Ромашкинского месторождения).

1 – точечные замеры, 2 – интервал перфорации

Дифференциальный профиль строится на основе интегральной профилограммы по значениям удельного дебита q_i , полученным по формуле

$$q_i = (Q_{i\max} - Q_{i\min}) / \Delta h$$

где $Q_{i\max}$ и $Q_{i\min}$ – соответственно дебит в верхней и нижней точках исследуемого интервала глубин, относящихся к $h_{\text{верх}}$ и $h_{\text{ниж}}$;

$\Delta h = h_{\text{ниж}} - h_{\text{верх}}$ – величина каждого отдающего интервала (находится по точкам перегиба на кривой интегральной дебитометрии).

При двухфазном потоке требуется совместная интерпретация данных дебитометрии и влагометрии. По влагограмме находят процентное содержание воды в интересующих точках.

Каждый из интервалов перфорации разбивают на участки Δh по интегральной кривой профиля притока (рис. 5.4). Интегральные кривые и влагограмма выдаются преподавателем.

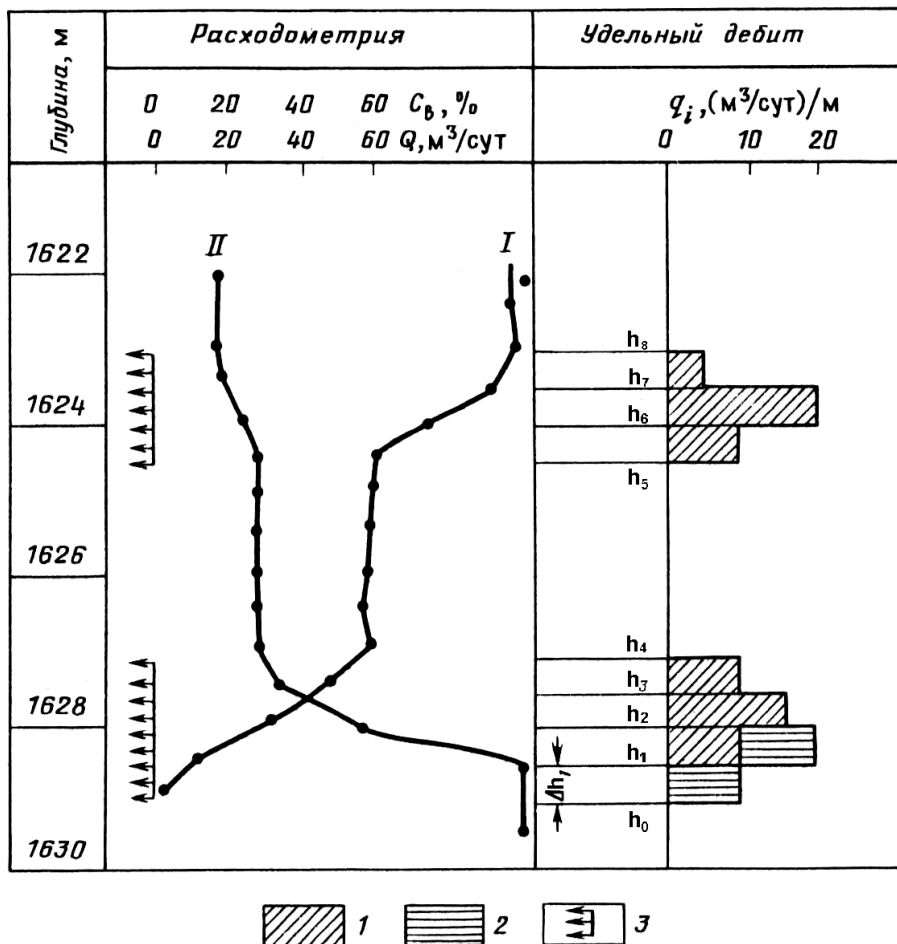


Рис. 5.4. Пример обработки показаний механического расходомера и влагомера. 1 – нефть; 2 – вода; 3 – интервал перфорации; I – дебитограмма; II – влагограмма

На глубине h_1 расход жидкости составляет Q_1 при содержании воды C_{v1} . C_{v1} определяется по влагограмме. Количество воды, поступающей из участка Δh_1 , рассчитывается по формуле

$$Q_{B_1} = \frac{Q_1}{100} C_{B_1} = q_{B_1} (h_0 - h_1); \quad q_{B_1} = \frac{Q_{B_1}}{h_0 - h_1}.$$

Таблица 5.1

Назначение и технические характеристики приборов для исследования действующих скважин

Прибор	Назначение	Диапазон измерения расхода жидкости, м ³ /ч	Диаметр, мм	Длина, м	Предельная рабочая температура, °С	Предельное рабочее давление, МПа
Расходомер РГД-4	Измерение расхода жидкости в нагнетательных скважинах	6 – 100	42	0,9	120	60
Расходомер-влажомер «Кобра-36»	Измерение расхода и влажности жидкости в фонтанирующих скважинах	0,2 – 25	36	1,8	80	30
Преобразователь расхода и влажности ПРВС-1	То же, для скважин со штанговыми насосами	0,2 – 2,0	28	1,9	120	30
Термокондуктивный расходомер STD-4	Выделение отдающих пластов	0,2 – 8	25	0,4	80	35
Индикатор влажности ВБСТ-1	Измерение содержания воды в жидкости	–	30	1,3	150	30
Термометр ПТС-1	Измерение температуры; опускается через НКТ	–	28	1,0	120	30
Преобразователь давления ПДС-1	Измерение давления; опускается через НКТ	–	28	1,6	120	30
Плотномер ГГП-1М	Измерение плотности жидкости в фонтанирующих скважинах	–	42	1,9	100	35
Плотномер ГГП-3	То же, через межтрубное пространство	–	25	2,3	80	30
Плотномер ГГП-П	То же, в глубинно-насосных скважинах	–	32	2,5	50	25
«Поток-5»	Измерение расхода, давления температуры и влажности жидкости, локация муфт в фонтанирующих скважинах	2 – 100	40	2,8	100	30
«Фонтан-6»	То же, и выделение отдающих интервалов	3 – 100	42	2,2	120	40

Количество нефти Q_{H1} , приходящееся на этот участок равно

$$Q_{H1} = Q_1 - Q_{B1} = Q_1 - q_{B1}(h_0 - h_1); \quad q_{H1} = \frac{Q_{H1}}{h_0 - h_1}.$$

На участке $h_0 - h_1$ общий дебит на глубине h_2 составляет Q_2 при содержании воды C_{B2} .

Аналогично вышеописанному определяют количество воды и нефти в общем потоке на глубине h_2 .

$$Q_{B2} = \frac{Q_2}{100} C_{B2}; \quad Q_{H2} = Q_2 - Q_{B2}.$$

Для участка $\Delta h_2 = h_1 - h_2$ определяют дебит воды и нефти

$$Q_{B\Delta h2} = Q_{B2} - Q_{B1}; \quad q_{B2} = \frac{Q_{B\Delta h2}}{h_1 - h_2};$$

$$Q_{H\Delta h2} = Q_{H2} - Q_{H1}; \quad q_{H2} = \frac{Q_{H\Delta h2}}{h_1 - h_2}.$$

Таким же образом находят удельные дебиты воды и нефти по всем участкам продуктивной толщи.

На глубине h_i количество воды равно $Q_{B_i} = \frac{Q_i}{100} C_{B_i}$; $Q_{H_i} = Q_i - Q_{B_i}$;

Для участка Δh_i количество воды $Q_{B\Delta h_i} = Q_{B_i} - Q_{B_{i-1}}$; $Q_{H_i} = Q_{H_i} - Q_{H_{i-1}}$;

$$q_{B\Delta h_i} = \frac{Q_{B_i} - Q_{B_{i-1}}}{\Delta h_i}; \quad q_{H\Delta h_i} = \frac{Q_{H_i} - Q_{H_{i-1}}}{\Delta h_i}.$$

5.4.2. Построение профилей притока по данным термокондуктивной дебитометрии

В случае однофазного потока на кривой термокондуктивного расходомера нижняя граница интервала притока или приемистости флюида отмечается переходом от максимального значения ΔT к меньшему, а верхняя – минимумом ΔT (рис. 5.5).

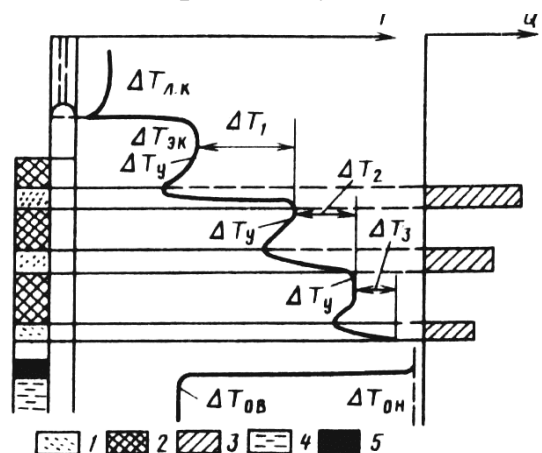


Рис. 5.5. Выделение работающих интервалов в обсаженной скважине по кривой термокондуктивного расходомера.

Участки пласта: 1 – работающие, 2 – неработающие, 3 – профиль притока флюида, 4 – вода, 5 – нефть

На термокондуктивной расходограмме наблюдается ряд характерных интервалов:

1) участок эксплуатационной колонны выше работающих пластов с по-

казаниями $\Delta T_{\text{ЭК}}$, соответствующими суммарному дебиту (расходу) скважины;

2) участок эксплуатационной колонны ниже работающих пластов в неподвижной среде с показаниями в нефти $\Delta T_{\text{он}}$ и в воде $\Delta T_{\text{ов}}$, в остановленной скважине четко отмечается раздел нефть – вода по резкому возрастанию приращений ΔT при пересечении прибором контакта воды с нефтью;

3) участок установившегося потока в интервале работающих пластов с показаниями ΔT_v ;

4) участок в лифтовой колонне, отмечающийся снижением показаний $\Delta T_{\text{лк}}$ за счет возрастания линейной скорости движения флюида.

При двухфазном потоке интерпретация терморасходограммы усложняется и в данной работе не рассматривается.

5.5. Порядок выполнения работы

При определении удельных дебитов флюида по данным механической дебитометрии в случае однородного потока на участках перфорации границы отдающих интервалов намечают по точкам перегиба кривых. Определяют согласно шкале по верхнему перегибу на каждом отдающем участке дебит и рассчитывают удельный дебит.

В случае двухфазного потока на отдающих участках, помимо общего дебита, определяют по влагограмме процентное содержание воды в потоке, рассчитывают дебиты воды и нефти по отдающим участкам и удельные их дебиты. Результаты определений приводят в виде таблицы 5.2.

При нахождении удельных дебитов по материалам термокондуктивной дебитометрии отдающие участки находят по началу спада и началу возрастания на кривой термодебитометрии. Величину аномалии Δt находят как разницу температур между началом спада на кривой и Δt_y для данного участка. Общий дебит в скважине определяется по общей аномалии Δt .

По результатам определений удельных дебитов строят профили притока.

Таблица 5.2

Таблица результатов обработки механической дебитометрии при двухфазном потоке (нефть – вода)

[illegible]

5.6. Отчетность

По результатам работы предоставляется отчет, в котором кратко излагаются основы теории, приводятся расчеты и построенный дифференциальный профиль притока.

Список литературы

1. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник /Под ред. В.М. Добрынина. – М.: Недра, 1988.
2. Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И., Резванов Р.А. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1991.
3. Померанц Л.И., Белоконь Д.В., Козяр В.Ф. Аппаратура и оборудование геофизических методов исследования скважин. – М.: Недра, 1985.