

Федеральное агентство по образованию
Государственное образовательное учреждение высшего
профессионального образования

«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра геофизических исследований скважин

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ ПО
РАДИОАКТИВНЫМ, АКУСТИЧЕСКИМ И ТЕРМИЧЕСКИМ
МЕТОДАМ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН**

по курсу

«Геофизические исследования скважин»

для студентов горно-нефтяного факультета

Уфа 2009

Отзыв
на учебно-методическое пособие по радиоактивным, акустическим и термическим методам исследования скважин

В разделах 2 и 3 пособия подробно рассмотрены физические основы радиоактивных и ядерно-физических методов включающих: гамма-каротаж и спектрометрический гамма-каротаж (ГК и СГК), стационарные нейтронные методы (2ННК-Т, НГК), импульсные нейтронные методы (ИННК, ИНГК) и спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК-С).

В 1-ом разделе приведена классификация радиоактивных методов. В разделах 4 и 5 вполне на современном уровне изложены основы акустических и термических методов.

В пособии также компактно рассмотрены особенности применяемых принципов измерений и аппаратурной реализации каждого из этих методов, метрологического обеспечения, алгоритмы обработки, возможности, ограничения и решаемые задачи, глубинность методов ГИС. Поскольку в пособии на вполне современном уровне и в тоже время достаточно просто и компактно рассмотрены основные методы рассматриваемых направлений ГИС, то оно будет весьма полезно как для студентов специальности «Геофизические методы исследования скважин» так и для студентов, бакалавров и магистров, обучающихся на других специальностях горно-нефтяного факультета УГНТУ.

Зам. генерального директора
 ВНИИГИС, д.т.н., с.н.с.



Л.И. Кнеллер

*Подпись уполномоченного
 зав. кафедрой*

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1. Классификация радиоактивных методов	7
2. Радиоактивные и интегральные ядерно-физические методы	11
2.1 Гамма-каротаж и сведения об аппаратуре радиоактивного каротажа	12
2.2 Гамма-гамма каротаж	21
2.3 Физические особенности нейтронных методов исследования скважин	29
2.4 Стационарные нейтронные методы	35
2.5 Импульсные нейтронные методы	42
3. Спектрометрические методы исследования скважин	46
3.1 Спектрометрический гамма-каротаж	46
3.2 Импульсный нейтронный гамма-каротаж спектрометрический	49
4. Акустические методы исследования скважин	61
4.1 Физические основы акустического каротажа	61
4.2 Аппаратура акустического каротажа	69
4.3 Способы регистрации акустических сигналов	73
4.4 Применение акустического каротажа	75
5. Термические методы исследования скважин	80
5.1 Физические основы термометрии	80
5.2 Измерение температуры в скважине	85
5.3 Задачи, решаемые по данным термометрии	87
6. Инклинометрия	95
7. Кавернометрия	98
Заключение	99
Список литературы	100

Пособие составлено преподавателями кафедры геофизических методов исследования УГНТУ Дворкиным В.И., Шаймухаметовой А.И., Ахметовой Л.Р., Морозовой Е.А.

ВВЕДЕНИЕ

Важнейшими и наиболее многочисленными группами геофизических методов исследования скважин являются электрические, магнитные, радиоактивные, акустические и термические методы. В данном учебно-методическом пособии рассматриваются последние три группы методов, инклинометрия и карвернометрия. Среди них основное место по числу модификаций, разнообразию решаемых задач и объему использования на практике занимают радиоактивные (точнее, радиометрические или ядерные) методы.

Самостоятельно или в комплексе с другими методами они используются для решения основных задач геофизических исследований скважин: литологического расчленения и корреляции разрезов; выделения коллекторов нефти, газа, воды и оценки их коллекторских свойств; выделения других полезных ископаемых и определения их состава; контроля технического состояния скважин и разработки нефтяных, газовых и некоторых других месторождений.

При радиоактивном каротаже используются другие физические поля, другие физические законы. Два основных отличия методов радиоактивных от методов электрического каротажа:

1. В отличие от электрических методов методы радиоактивного каротажа могут применяться как в открытом стволе, так и в обсаженной скважине.

2. Малый радиус исследования методов РК, который меняется от нескольких сантиметров для ГГК-С до 60-70 см для НГК и ИНК.

Акустические характеристики горных пород, определяемые акустическими методами, связаны с их физико-механическими свойствами, пористостью, характером насыщения, структурой и частично с составом горных пород. В обсаженных скважинах некоторые параметры акустических волн обусловлены также характером связи цементного кольца с обсадной колонной и горными породами. Эти особенности позволили разработать акустические методы определения коэффициента пористости, упругих констант горных пород, качества цементирования скважин и решения некоторых других задач. Созданы методы изучения напряженного состояния стенок скважины, скважинные телевизоры на упругих волнах и некоторые другие методы. Значительная часть информации, даваемой акустическими методами, не может быть получена другими методами исследования скважин.

Контроль разработки нефтяных месторождений включает основные направления: изучение процесса выработки запасов залежей нефти, диагностика состояния нефтяных пластов и скважин.

Основной объем геофизических исследований выполняется для решения задачи диагностики состояния пластов, скважин и глубинно-насосного оборудования. При этом метод термометрии, наряду с методами расходомерии, влагометрии, резистивиметрии, плотнометрии, барометрии и шумометрии является на сегодняшний день самым информативным и надежным. Интерпретация результатов исследований, полученных методом термометрии, по сравнению с другими геофизическими методами, является наиболее сложной в методиче-

ском плане. Достоверность выдаваемых результатов будет зависеть как от обеспечения и строгого выполнения утвержденных региональных стандартов, так и творческого подхода начальника геофизической партии при геофизических исследованиях и интерпретатора при обработке материалов. Это возможно только при глубоком знании физических и методических основ термометрии применительно к различным условиям и категориям скважин.

В учебно-методическом пособии изложены физические и методические основы интерпретации геофизических исследований эксплуатационных скважин методом термометрии, приведены информация об измерительной аппаратуре и примеры практической интерпретации диаграмм.

Таким образом, радиоактивные, акустические и термические методы исследования скважин решают широкий круг задач, возникающих при поисках, разведке и разработке многих видов полезных ископаемых, необходимых для народного хозяйства. Создание и внедрение этих методов позволили существенно повысить информативность и эффективность геологоразведочных работ, способствовали оптимизации процессов разработки месторождений, особенно нефтяных и газовых.

Развитие геологоразведочных работ, повышение добычи полезных ископаемых, рациональная разработка месторождений, в том числе комплексное использование сырья, и далее в значительной мере будут достигаться за счет применения и дальнейшего роста эффективности геофизических методов, включая радиоактивные, акустические и термические исследования, которые являются важнейшими источниками информации.

1. КЛАССИФИКАЦИЯ РАДИОАКТИВНЫХ МЕТОДОВ

Под радиоактивными методами исследования скважин (радиоактивный каротаж – РК) принято объединять совокупность методов, основанных на регистрации различных ядерных излучений, главным образом нейтронов и γ -квантов. Их делят на следующие группы: 1) методы регистрации естественных излучений горных пород; 2) методы регистрации вторичных излучений, связанных с облучением горных пород с помощью специальных источников, помещенных в скважинном приборе. Среди последних выделяют две подгруппы методов, основанные на облучении горных пород γ -квантами и нейтронами.

Из первой группы методов в настоящее время довольно широко используется лишь *метод естественной радиоактивности* горных пород (*гамма-метод*), основанный на регистрации γ -излучения естественных радиоактивных элементов, которые присутствуют в породе. Гамма-гамма-метод (ГГМ) используется в плотностной (ГГМ-П) и селективной (ГГМ-С) модификациях, различающихся энергией используемого γ -излучения. Иногда встречаются и другие дополнительные буквы после тире, но в их употреблении еще нет единства (некоторые будут приведены ниже при рассмотрении соответствующих методов).

Дальнейшее подразделение методов подгрупп второй группы строится на временной зависимости интенсивности источника излучения (импульсный или стационарный источник) и вида регистрируемого вторичного излучения. В обеих подгруппах выделяют *стационарные* и *импульсные методы*, а внутри последних разновидности, различающиеся видом регистрируемого излучения. Разновидности методов, регистрирующих γ -излучение, подразделяются на *интегральные* и *спектральные* модификации в зависимости от того, регистрируются ли все γ -кванты или же кванты в ограниченных энергетических интервалах. Большинство методов может осуществляться с одним либо с двумя и более детекторами, размещенными на различном расстоянии от источника. Соответственно выделяют *однозондовые* и *двухзондовые* (*многозондовые*) модификации таких методов.

Классификация радиоактивных методов, построенная на описанных принципах, представлена на рис. 1.1.

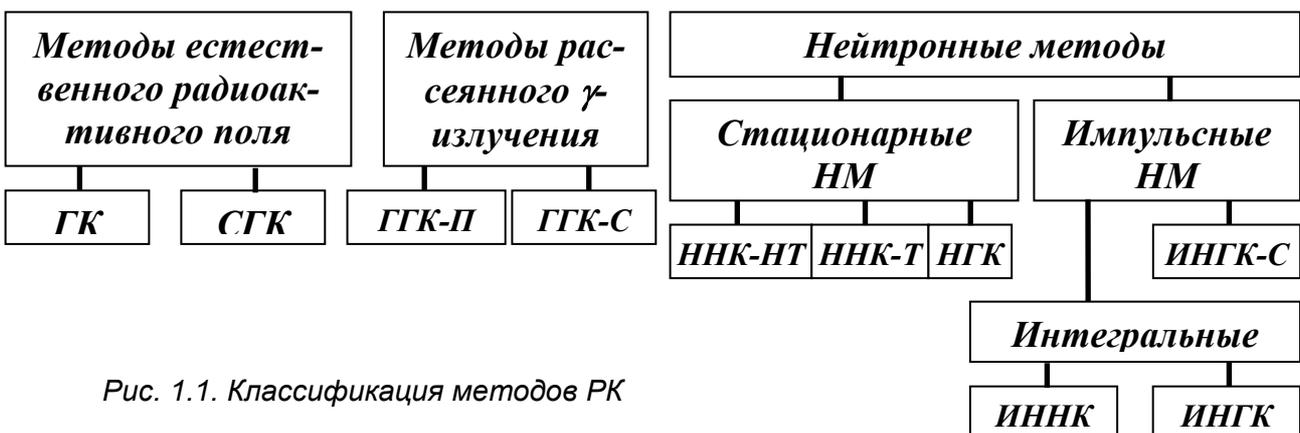


Рис. 1.1. Классификация методов РК

Интегральный гамма-каротаж (ГК) основан на измерении естественного γ -излучения горных пород. Измеряемая величина – скорость счета в импульсах в минуту (*имп/мин*). Основная расчетная величина – мощность экспозиционной дозы в микрорентгенах в час (*МЭД, мкР/ч*).

ГК применяют для решения задач: выделения в разрезах скважин местоположения полезных ископаемых, отличающихся пониженной или повышенной гамма-активностью; литологического расчленения и корреляции разрезов осадочных пород; выделения коллекторов; оценки глинистости пород; массовых поисков радиоактивного сырья. В обсаженных скважинах ГК применяют для выявления радиогеохимических аномалий, образующихся в процессе вытеснения нефти водой. С использованием ГК решают технологическую задачу – увязку по глубине данных всех видов ГИС в открытом и обсаженном стволе.

ГК выполняют во всех без исключения необсаженных и обсаженных скважинах, заполненных любой промывочной жидкостью или газом.

Спектрометрический гамма-каротаж (СГК) основан на измерении спектрального состава естественного γ -излучения горных пород с целью определения массовой концентрации в породах урана, тория и калия. Измеряемые величины – скорости счета в энергетических окнах в *имп/мин*, расчетные величины – массовые содержания в породе урана и тория, в промилле (*ppm*), калия – в процентах (%).

Спектрометрический гамма-каротаж применяют для решения задач детальной стратиграфической корреляции разрезов, выделения отдельных литотипов пород в различных фациях, количественной оценки глинистости пород, типа и содержания глинистых минералов и органического углерода, выделения при благоприятных условиях высокопроницаемых и трещиноватых зон и обводненных интервалов.

Выполняют в необсаженных и обсаженных скважинах, заполненных любой промывочной жидкостью или газом.

Гамма-гамма-каротаж (ГГК) – исследования, основанные на регистрации плотности потока γ -излучения, рассеянного горной породой при ее облучении стационарным ампульным источником гамма-квантов. В зависимости от энергетического спектра регистрируемого γ -излучения различают плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-П), показания которого обусловлены в основном плотностью пород, и литоплотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-С), предназначенный для определения плотности и индекса фотоэлектрического поглощения, связанного с эффективным атомным номером пород.

Измеряемая величина – скорость счета (интегральная или в энергетических окнах). Основные расчетные величины – объемная плотность δ пород, в *г/см³*; поправка $\Delta\delta$ за влияние промежуточной среды между прибором и породой, *г/см³*; индекс P_e фотоэлектрического поглощения.

Плотностной и литоплотностной гамма-гамма-каротаж применяют для литологического расчленения разрезов и определения емкостных параметров породы (объемов минеральных компонент скелета и порового пространства).

Благоприятные условия применения метода: вертикальные и наклонные

скважины; промывочные жидкости любого состава для прижимных измерительных зондов и неутяжеленные жидкости для центрированных приборов; незначительная кавернозность ствола скважины; тонкие глинистые корки или их отсутствие.

Нейтронный каротаж (НК) основан на облучении скважины и пород нейтронами от стационарного ампульного источника и измерении плотностей потоков надтепловых и тепловых нейтронов и (или) γ -квантов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов. Измеряемая величина – скорость счета в импульсах в минуту (*имп/мин*); расчетная величина – водородосодержание пород в процентах.

В зависимости от регистрируемого излучения различают: нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам – ННК-НТ; нейтронный каротаж по тепловым нейтронам – ННК-Т; нейтронный гамма-каротаж – НГК. Первые два вида исследований выполняют, как правило, с помощью компенсированных измерительных зондов, содержащих два детектора нейтронов; НГК – однозондовыми приборами, содержащими источник нейтронов и один детектор гамма-излучения.

Нейтронный каротаж применяют в необсаженных и обсаженных скважинах с целью литологического расчленения разрезов, определения емкостных параметров пород (объемов минеральных компонент скелета и порового пространства), выделения газожидкостного и водонефтяного контактов, определения коэффициентов газонасыщенности в прискважинной части коллектора.

Импульсный нейтронный каротаж (ИНК) в интегральной модификации основан на облучении скважины и породы быстрыми нейтронами от импульсного источника и измерении распределения во времени интегральной плотности тепловых нейтронов или гамма-квантов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов. В зависимости от регистрируемого излучения различают: импульсный нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ИННК) и импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК). Для обоих видов каротажа измеряемыми величинами являются скорости счета во временных окнах, основными расчетными – макросечение Σ_a захвата тепловых нейтронов в единицах захвата (*е.з.*), равных 10^{-3} см^{-1} , и водонасыщенная пористость пород, в процентах.

Импульсный нейтронный каротаж применяют в обсаженных скважинах для литологического расчленения разрезов и выделения коллекторов, выявления водо- и нефтегазонасыщенных пластов, определения положений водонефтяного контакта на месторождениях нефти с минерализованными (более 20 г/л) пластовыми водами, определения газожидкостных контактов, оценки пористости пород, количественной оценки начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности, контроля за процессом испытания и освоения скважин.

Наиболее эффективный способ применения ИНК – выполнение повторных измерений во времени в процессе изменения насыщенности коллекторов. Такие изменения могут быть вызваны естественным расформированием зоны проникновения, обводнением пластов в ходе их выработки, целенаправленными

ми технологическими операциями, включающими в себя закачку в породы растворов веществ с аномальными нейтронно-поглощающими свойствами.

Импульсный спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (ИНГК-С) основан на измерении энергетического и временного распределения плотности потока γ -излучения, возникающего в результате нейтронных реакций, с целью определения элементного состава горных пород и пространственно-временных характеристик регистрируемого излучения.

Измеряемыми величинами являются скорости счета в энергетических и временных окнах. Расчетными величинами являются скорости счета в энергетических окнах, соответствующих энергиям γ -квантов неупругого рассеяния быстрых нейтронов и радиационного захвата тепловых нейтронов для основных породообразующих элементов (*C, O, H, Ca, Si, Fe, Cl* и др.). Интерпретационными параметрами служат макросечение Σ_a (10^{-3} см^{-1}) захвата тепловых нейтронов и коэффициент k_n (%) водонасыщенной пористости, а также отношения счета *C/O* и *Ca/Si* в окнах, характеризующих элементы, определяющие, прежде всего, литологическую принадлежность и насыщенность пород.

ИНГК-С применяют в обсаженных скважинах для оценки текущей и остаточной нефтенасыщенности, определения интервалов обводнения продуктивных коллекторов независимо от минерализации пластовых вод и для сопровождения процесса интенсификации нефтеотдачи коллекторов.

2. РАДИОАКТИВНЫЕ И ЯДЕРНО-ФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

Естественная радиоактивность впервые обнаружена в 1896 г. Анри Беккерелем на солях урана и исследована Пьером и Марией Кюри. Большинство естественных радиоактивных элементов образуют радиоактивные семейства, где каждый радиоактивный элемент возникает из предыдущего и превращается в последующий. Процесс радиоактивных превращений продолжается до тех пор, пока не образуется устойчивый изотоп.

Радиоактивностью называется процесс самопроизвольного превращения ядер некоторых изотопов в ядра других элементов. Процесс происходит с выделением энергии. Превращение ядер обычно происходит путем излучения α и β -частиц и сопровождается испусканием γ -квантов. Э. Резерфорд поместил радиоактивное вещество в постоянное магнитное поле и назвал частицы отклонившиеся влево – α -лучами, вправо – β -лучами, а излучение, прошедшее без столкновения – γ -лучами.

Альфа-частицы (α -лучи) – представляют собой ядра ${}^4_2\text{He}$, обладают атомной массой 4 ед. и большой кинетической энергией. Длина пробега α -частиц ($E_\alpha = 4-8 \text{ МэВ}$) в воздухе 2,6-8,8 см, в горной породе в 1000 раз меньше.

Бета-частицы (β -лучи) – это поток быстрых электронов или позитронов e^- , e^+ , в горной породе имеют пробег 8-9 мм.

Гамма-лучи представляют поток «частиц» (квантов) высокочастотного электромагнитного излучения наподобие света или рентгеновского излучения, но с гораздо меньшей длиной волны, т.е. с большей энергией кванта. Согласно формуле Планка энергия γ -кванта равна:

$$E = h \cdot \nu, \quad (2.1)$$

где ν – длина волны γ -кванта, h – постоянная Планка. Спектр γ -квантов, сопровождающих естественный распад простирается до $E_\gamma \approx 3 \text{ МэВ}$. Гамма-излучение, имеющее большую энергию γ -квантов, называется жестким, а с малой энергией и с длиной волны, близкой к длине волн рентгеновских лучей, – мягким. Проникающая способность γ -излучения намного больше проникающей способности β -излучения, а тем более α -излучения, поэтому в горной породе длина пробега до нескольких десятков сантиметров, относится к сильно проникающему излучению. Гамма-излучение не отклоняется ни электрическим, ни магнитным полем.

Закон радиоактивных превращений (распада)

Число ядер радиоактивного элемента dN , которые распадаются за бесконечно малый интервал времени от t до $t + \Delta t$ пропорционально числу ядер N , еще не распавшихся к моменту времени t :

$$dN = -\lambda \cdot N(t) \cdot dt, \quad (2.2)$$

где λ – постоянная распада радиоактивного изотопа, которая характеризует вероятность распада ядра в единицу времени [s^{-1}].

Интегрируя уравнение (2.2) и обозначая число атомов изотопа в начальный момент через N_0 :

$$N = N_0 \cdot e^{-\lambda t} \quad (2.3)$$

где N_0 – количество ядер распадающегося элемента в начальный момент времени ($t = 0$)

Радиоактивный распад подчиняется экспоненциальному закону (рис.2.1, а). В полулогарифмической системе координат ($t, \ln N$) соотношение 2.3 изображается прямой линией, угловой коэффициент которой определяет постоянную распада λ (рис.2.1, б).

$$\ln N - \ln N_0 = -\lambda \cdot t \quad (2.4)$$

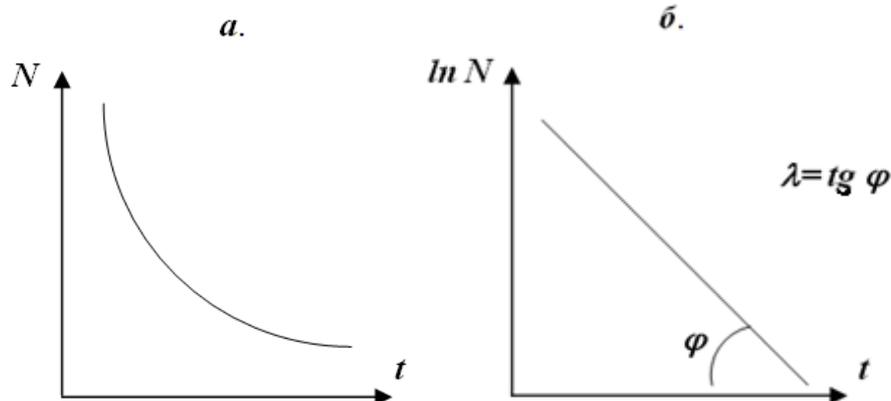


Рис.2.1 Радиоактивный распад подчиняется экспоненциальному закону

Из уравнения (4.2) следует, что произведение $\lambda \cdot N$ характеризует скорость радиоактивного распада, называемую обычно радиоактивностью или просто активностью:

$$A = \lambda \cdot N = dN/dt \quad (2.5)$$

Продолжительность жизни радиоактивных элементов характеризуется периодом полураспада. **Период полураспада** – это время, в течение которого распадается половина всех бывших в начальный момент ядер.

$$N = \frac{1}{2} \cdot N_0, \text{ при } t = T, \text{ т.е. } e^{-\lambda t} = \frac{1}{2}, \\ \ln e^{-\lambda t} = \ln \frac{1}{2}, \quad -\lambda \cdot t = -\ln 2, \quad T = \ln 2 / \lambda = 0,693 \cdot \lambda \quad (2.6)$$

Постоянная распада λ и период полураспада T являются характерными величинами каждого радиоактивного элемента и имеют для него строго определенные значения.

2.1. Гамма-каротаж и сведения об аппаратуре радиоактивного каротажа

Во всех горных породах хотя бы в небольших количествах присутствуют радиоактивные изотопы. Содержание последних в разных горных породах различно. Поэтому посредством регистрации радиоактивных излучений в скважине можно судить о характере горных пород. α и β -лучи, имеющие малый пробег в веществе, обычно полностью поглощаются промывочной жидкостью и корпусом скважинного прибора, детектора достигают лишь γ -лучи. Метод, основанный на их регистрации в скважине, называют **гамма-каротажем** (ГК). Таким образом гамма-каротаж изучает естественное поле γ -квантов, обусловленное естественной радиоактивностью горных пород, пройденных скважиной.

Естественная радиоактивность горных пород обусловлена элементами уранового U и ториевого Th семейств, а также изотопом ^{40}K . Последний испускает монохроматическое γ -излучение с энергией 1,46 МэВ, а излучения элемен-

тов уранового и ториевого семейств состоят из большого числа линий. То есть элементы *U*, *Th* ряда излучают спектр γ -квантов разных энергий. Содержание *U*, *Th*, ^{40}K в осадочных породах определяется физико-химической обстановкой в которой проходило накопление осадков, вторичными процессами выщелачивания и переноса изотопов.

Гамма-активность вещества измеряется в [*мг·экв·Ra*]. 1 *мг·экв·Ra* – это активность препарата γ -излучение которого обладает той же ионизирующей способностью, что и излучение 1 *мг* ^{226}Ra после прохождения через платиновый фильтр толщиной 0,5 мм.

Соотношение вклада радиоактивных элементов в общую γ -активность разных типов пород различно. Основной вклад в γ -активность известняков и особенно доломитов (соответственно 64 и 75%) дает *Ra*, вклад *Ra*, *Th* и *K* в радиоактивность глин и песчаников примерно одинаков (в среднем *Ra* 23-26%, *Th* около 40%, *K* около 35%). В связи с этим спектр естественного γ -излучения терригенных и карбонатных пород несколько различен.

По содержанию радиоактивных элементов (РЭ) породообразующие минералы разделяют на IV класса (табл.2.1).

Таблица 2.1 а

Номер класса	Радиоактивность	Содержание РЭ, мг·экв·Ra/g	Минералы
I	низкая	0,04-0,4	кварц, кальцит, доломит, ангидрит, гипс, каменная соль
II	средняя	0,4-8,5	магнетит, турмалин, корунд, барит
III	повышенная	8,5-37	глины, слюда, полевые шпаты, калийные соли
IV	высокая	37-37000	циркон, артит, монацит

Таблица 2.1 б

Радиоактивность	Содержание РЭ, мг·экв·Ra/g	Осадочные породы
Пониженная	$3,7 \cdot 10^2 - 10^3$	хемогенные отложения (ангидрит, гипс, каменная соль) известняк, песчаник, доломит
Максимальная	$3,7 - 5,6 \cdot 10^5$	глины, глинистые разности и битуминозные сланцы, калийные соли

Радиоактивность большинства коллекторов, представленных карбонатами и песчаниками, сильно зависит от глинистости. Чем больше глинистость коллектора, тем выше его γ -активность. Также как и в методе ПС увеличение показаний ГК связано с увеличением глинистости породы. Физические основы методов ПС и ГК разные, а характер зависимости показаний методов одинаковый. С увеличением глинистости породы растут показания метода (см. рис.2.2).

Чем меньше размеры частиц горной породы, тем выше ее удельная поверхность. Чем выше удельная поверхность горных пород, тем больше ее адсорбирующая способность, тем большее количество радиоактивных частиц адсорбируется на скелете породы. Наиболее мелкие частицы характерны для глинистой – пелитовой фракции. Таким образом, радиоактивность глинистых

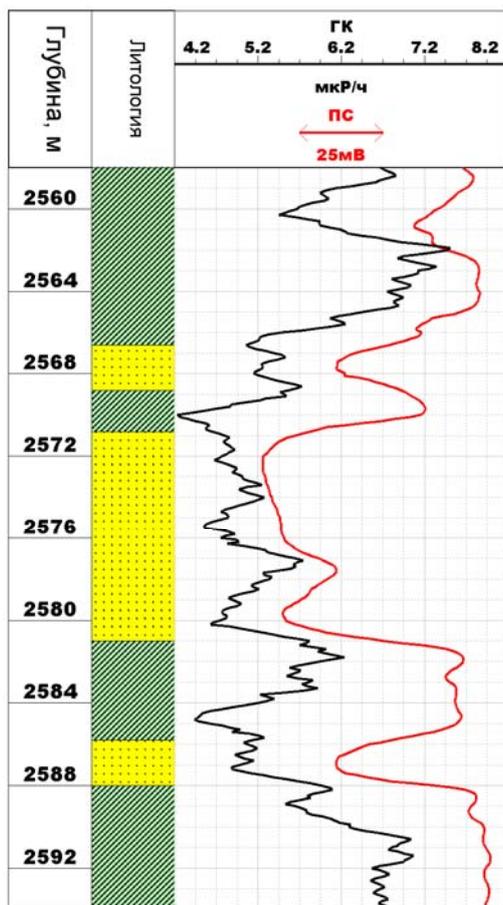


Рис.2.2 Пример диаграммы ГК зарегистрированной в скважине в сопоставлении с кривой ПС

пород по сравнению с другими породами осадочного комплекса объясняется их большой удельной поверхностью и способностью к адсорбции радиоактивных элементов, длительностью накопления пелитового материала, обеспечивающего увеличение содержания U , Th , ^{40}K в осадке. Этому же способствует селективная сорбция ионов калия и органических остатков в процессе накопления глин (согласно данным А. Е. Ферсмана), содержание Ra в остатках животных и растительных организмов, а, следовательно, их радиоактивность намного выше, чем в окружающей среде. Накоплению радиоактивных элементов в битуминозных тонкодисперсных отложениях способствует богатство этой среды коллоидными осадками (включая органические коллоиды), адсорбирующими многовалентные ионы U , Th и актиноурана. Это подтверждается появлением максимумов на кривой ГК против темных битуминозных сланцев и пластов глин, богатых органическими, в частности рыбными, остатками. Известна также способность тяжелых окисленных нефтей, в том числе и асфальтоподобных органических веществ, обогащаться U за счет извлечения его из подземных вод. Легкие нефти и угли этим качеством не обладают.

Таким образом, в осадочных горных породах максимальная радиоактивность связана с глинистостью.

Индикаторы радиоактивных излучений

Газоразрядные счетчики. Газоразрядные детекторы измеряют электрический заряд, образующийся в газе при его ионизации заряженной частицей. Незаряженные частицы регистрируются благодаря вторичным заряженным частицам, образующимся в различных реакциях: поглощения γ -квантов с образованием электронов и поглощения нейтронов в реакциях (n, α) , (n, p) . Конструктивно детектор представляет собой наполненный газом баллон с двумя электродами, в качестве одного из них обычно выступает металлизированный стеклянный баллон. Для сбора электронов и ионов из газа на электроны между ними подается электрическое напряжение. При прохождении заряженной частицы происходит ионизация молекул газа, он становится проводником и в цепи детектора появляется ток (рис.2.3).

Счетчик Гейгера-Мюллера работает в режиме, при котором импульс тока

на выходе индикатора зависит от напряжения на нем, и не зависит от первичного заряда. Конструкцию выбирают такой, чтобы при небольших размерах и напряжениях на электродах получить высокий коэффициент газового усиления, для этого применяют цилиндрические счетчики с очень тонким анодом. Такой счетчик представляет собой катод – корпус, по оси которого натянута металлическая проволока анод – собирающий электрод.

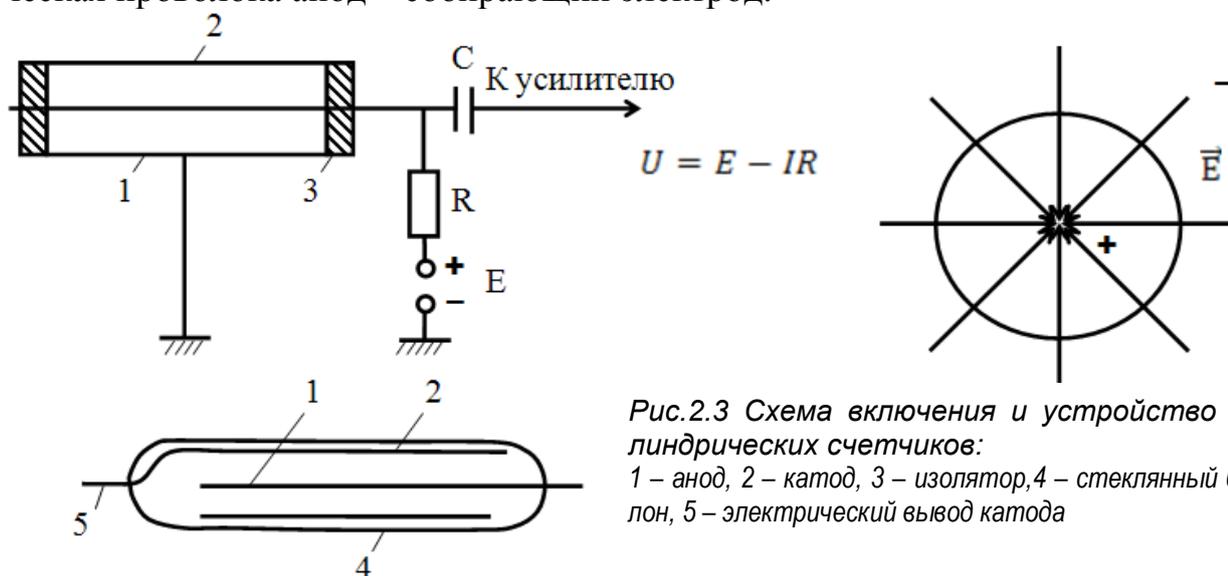


Рис.2.3 Схема включения и устройство цилиндрических счетчиков:
1 – анод, 2 – катод, 3 – изолятор, 4 – стеклянный баллон, 5 – электрический вывод катода

Напряженность E электрического поля между электродами в цилиндрическом счетчике: $\vec{E} = \frac{U}{r} \ln \frac{r_k}{r_a}$ (2.7), где r_k , r_a – радиусы катода и анода соответственно;

U – напряжение на счетчике. В небольшом объеме вокруг нити, называемом критическим, напряженность поля становится достаточной для лавинообразной вторичной ионизации. Выбирая анод достаточно тонким, можно создать критическую область и большое газовое усиление при умеренном U . Напряжение питания счетчиков Гейгера обычно не превышает 1000 В, а у некоторых типов (галогенных) даже 250-400 В.

Катод счетчика выполнен из меди или вольфрама. Газ в счетчике находится под давлением $p = 100-200$ мм ртутного столба. На 90% – это инертный газ аргон, на 10% – высокомолекулярный газ, предназначенный для самогашения счетчика.

При попадании γ -кванта на катод из него выбивается быстрый электрон. Под воздействием электрического поля, двигаясь к аноду, электрон ионизирует аргон. Новые электроны двигаясь к аноду ускоряются и происходит ионизация новых атомов аргона. Образуется электронная лавина. За время образования лавины электронов (10^{-7} с) тяжелые положительные ионы успевают уйти в направлении катода на очень малое расстояние. Наличие чехла положительных зарядов вокруг анода ослабляет напряженность поля вокруг него. Если в это время прилетит новая заряженная частица, то она не будет зарегистрирована счетчиком. Мертвое время счетчика $t_m \approx 10^{-4}$ с. В этот момент невозможно газовое усиление. Через время несколько большее t_m , все ионы достигают катода и счетчик полностью восстанавливает свои свойства. Однако при нейтрализации

ионов аргона на катоде возбужденные атомы аргона испускают γ -кванты ультрафиолетового излучения, способные вырвать фотоэлектроны из катода и начать новый разряд в счетчике.

Для исключения вторичных разрядов в счетчики добавляют высокомолекулярный газ (пары метилового спирта). Многоатомный газ хорошо поглощает ультрафиолетовое излучение. При ионизации атомов аргона происходит их возбуждение. Они испускают фотоны света, которые поглощаются метиловым спиртом с низким потенциалом ионизации (меньше 11,57 В). В результате образуются свободные электроны, который нейтрализуют положительные ионы аргона. К катоду подходят ионы высокомолекулярного газа, которые вырывая электрон из катода возбуждаются, но возбуждение в них снимается не за счет испускания γ -квантов (фотонов), в результате диссоциации молекул на составные атомы.

Достоинства газоразрядных детекторов: 1. Большой выходной сигнал 1-10 В, что позволяет упростить аппаратуру РК; 2. Температура от -50 до $+300$ °С; 3. Хорошая счетная характеристика.

Одной из основных характеристик счетчика является счетная характеристика, которая показывает зависимость скорости счета импульсов от напряжения между электродами при постоянной интенсивности излучения. До напряжения U_1 счетчик работает в области ограниченной пропорциональности (рис.2.4). Амплитуда импульсов различна, поскольку различна энергия частиц и их путь в рабочем объеме счетчика. Регистрируются лишь импульсы, имеющие напряжение выше порогового уровня $U_{пор}$. В области плато счетчика при $U_1 < U < U_2$ скорость счета почти не зависит от напряжения. Протяженность плато достигает нескольких сотен В. Если рабочее напряжение выбрать в середине плато, то скорость счета не зависит от изменения напряжения в несколько десятков В.

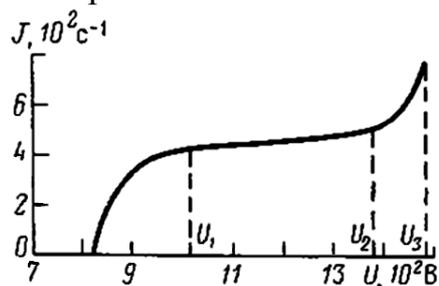


Рис.2.4 Счетная характеристика счетчика

Недостатки: 1. Низкая эффективность 2-3%; 2. Большое мертвое время 10^{-4} с – низкая максимальная скорость счета; 3. Ограниченный срок службы – диссоциация многоатомных молекул 10^8 - 10^{10} имп.

Сцинтилляционные (индикаторы) счетчики. В счетчике регистрация не заряженной частицы происходит благодаря возбуждению атомов и молекул вдоль траектории частицы. Возбужденные атомы в течение короткого времени переходят в основное состояние, испуская электромагнитное излучение. У ряда прозрачных веществ – фосфоров или люминофоров, часть спектра излучения приходится на область видимого света, т.е. прохождение заряженной частицы вызывает вспышку света. Для увеличения выхода света и уменьшения его поглощения в фосфор добавляют активатор таллий Tl – т.е. используют кристаллы $NaJ(Tl)$, $CzJ(Tl)$, активированные таллием.

Гамма-кванты воздействуют на фосфор и выбивают поток быстрых электронов e^- или позитронов e^+ , γ -квант поглощается. В результате соударений

быстрых заряженных частиц с веществом (фосфора или люминофора) происходит ионизация, возбуждение молекул и атомов фосфора. Происходит процесс флюоресценции – свечения атомов после возбуждения, который длится всего 10^{-9} с. Затем атомы переходят в основное состояние и испускают кванты видимого света. Поскольку фосфоры обладают хорошей оптической прозрачностью, то обеспечивают сбор света на фотокатод ФЭУ со значительного объема люминофора.

Для большинства фосфоров зависимость $U_{имп} \sim E_{\gamma}$ линейна, это позволяет по амплитуде на выходе счетчика судить об энергии регистрируемых частиц, т.е. проводить спектральный анализ энергии излучения.

Принципиальная схема сцинтилляционного счетчика. ФЭУ (фотоэлектронные умножители) состоят из фотокатода, умножающих электродов (динодов) и анода (рис.2.5). Потенциал каждого последующего электрода (динода) на величину около 10 В превышает потенциал предыдущего, что обеспечивает ускорение электронов между ними. Фотоны (кванты света), поступающие из фосфора на фотокатод выбивают из него несколько десятков электронов, которые фокусируются и ускоряются электрическим полем и бомбардируют первый динод. При торможении в электроде каждый ускоренный электрон выбивает до 5-10 вторичных электронов. Такой процесс, повторяясь, обеспечивает умножение электронов в сотни тысяч и миллионы раз.

Достоинства сцинтилляционных счетчиков: 1. Высокая эффективность 20-30% (газоразрядные 2-3%); 2. Большая разрешающая способность 10^{-9} с (газоразрядные 10^{-4} с); 3. Можно мерить E_{γ} -квантов – только у сцинтилляционных счетчиков амплитуда импульса пропорциональна E_{γ} ; 4. Широкий диапазон режима плато $\Delta U = 400$ В, для газоразрядных 150 В.

Недостатки: 1. Рабочая температура не выше 100 °С;
2. Большой уровень шумов.

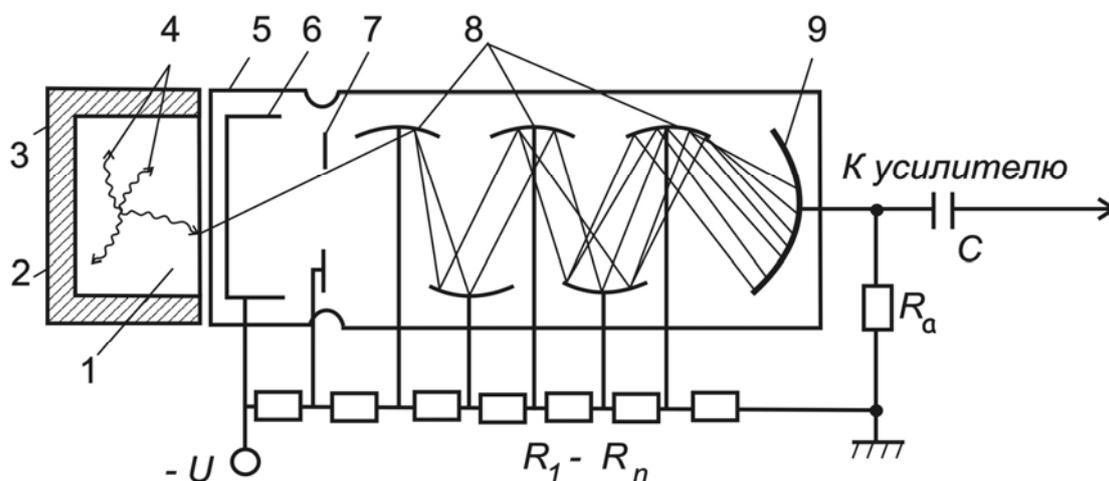


Рис.2.5 Принципиальная схема сцинтилляционного счетчика:

1 – фосфор; 2 – корпус контейнера фосфора; 3 – отражатель; 4 – фотоны; 5 – корпус ФЭУ; 6 – фотокатод; 7 – фокусирующий динод; 8 – диноды; 9 – собирающий электрод (анод); $R_1 - R_n$ – делитель напряжения; R_a – анодная нагрузка; C – разделительная емкость.

Принципы построения аппаратуры РК

Радиометрические методы, основанные на облучении пород, содержат источники, фильтры и другие специфические устройства. Однако все радиометры содержат измерительную часть, представленную на рис.2.6.

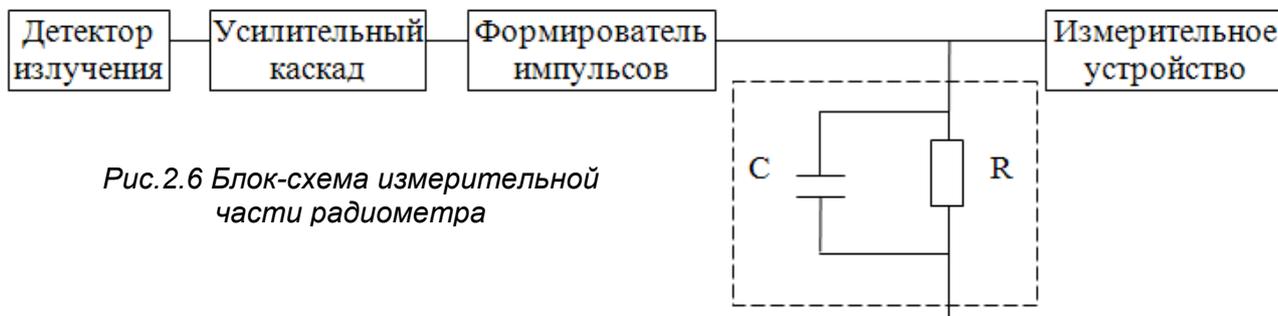


Рис.2.6 Блок-схема измерительной части радиометра

При попадании ядерной частицы в индикатор на его выходе образуется импульс электрического тока и напряжения, который далее усиливается и обрабатывается электронной схемой прибора. Импульсы с детектора излучений поступают в усилитель с высоким входным и низким выходным сопротивлением. Он расположен вблизи детектора. Остальные блоки радиометра могут размещаться где угодно. Амплитуда и длительность импульсов от детектора могут меняться в широких пределах. Для стандартизации импульсов в схему радиометра включают формирователь импульсов. Формирователь (нормализатор) импульсов для импульсов, где $U > U_{пор}$ формирует стандартный импульс прямоугольной формы с заданной длительностью Δt и амплитудой i (рис.2.7). Поскольку после формирователя все импульсы имеют стандартную форму, то средний ток пропорционален числу импульсов в единицу времени:

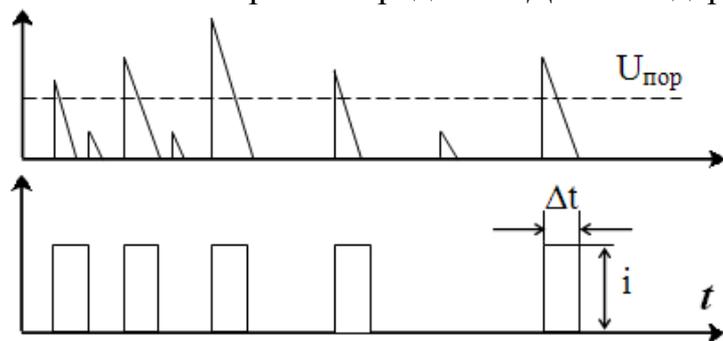


Рис.2.7 Принцип работы формирователя импульсов

метра включают формирователь импульсов. Формирователь (нормализатор) импульсов для импульсов, где $U > U_{пор}$ формирует стандартный импульс прямоугольной формы с заданной длительностью Δt и амплитудой i (рис.2.7). Поскольку после формирователя все импульсы имеют стандартную форму, то средний ток пропорционален числу импульсов в единицу времени:

где N/t – называется также скоростью счета импульсов.
$$J = N/t, \quad (2.8)$$

Для сглаживания пульсаций измеряемого тока, т.е. преобразования отдельных импульсов в постоянный ток, пропорциональный частоте поступления импульсов производят интегрирование импульсов. Регистрируемый ток пропорционален скорости счета.

Статистические флуктуации

У всей аппаратуры есть погрешность измерения. Для методов РК добавляется погрешность, связанная со статистическим характером радиоактивного распада и взаимодействия излучений. Закон радиоактивного распада отражает лишь среднее число событий (распадов), наблюдаемых при большом (теоретически бесконечном) повторении измерений. Число распадов за постоянное время испытывает случайные колебания, которые называются статистическими флуктуациями.

Абсолютная средняя квадратичная погрешность определения числа распадов равна

$$\sigma_N = \sqrt{N} \quad (2.9)$$

где N – зарегистрированное число распадов.

Относительная погрешность определения числа распадов равна

$$\delta_N = (\sigma_N / N) \cdot 100\% = 1 / \sqrt{N} \cdot 100\%, \quad (2.10)$$

Таким образом, статистическая погрешность зависит только от числа зарегистрированных распадов, а время регистрации N распадов несущественно.

Мы измеряем интенсивность излучения $J = N / t$, то есть скорость счета в единицу времени

$$\sigma_N = \sqrt{N} = \sqrt{J \cdot t}, \quad \delta_N = 1 / \sqrt{J \cdot t} \cdot 100\%, \quad (2.11)$$

Резервы для уменьшения относительной погрешности это либо увеличение времени измерений t , либо увеличение скорости счета J (повышение эффективности детектора, увеличение размеров, увеличение мощности источника излучения).

Увеличение времени измерения связано со снижением скорости движения прибора за 1 мин $\sigma_N = \sqrt{100} = 10$; $\delta_N = 10\%$

за 100 мин $\sigma_N = \sqrt{10000} = 100$; $\delta_N = 1\%$, т.е. для уменьшения погрешности в 10 раз надо в 100 раз снизить скорость движения прибора.

Средний ток пропорционален числу импульсов в единицу времени $J \sim N$. Для сглаживания пульсаций тока раньше использовали интегрирующую ячейку, а сейчас считают импульсы за определенный период времени τ , где τ – это постоянная времени интегрирования.

Наличие постоянной времени интегрирования вносит инерцию в работу радиометра. Колебания скорости счета за время $t \ll \tau_u$ времени интегрирования не сказываются на регистрируемом токе. При изменении скорости счета за время $t > \tau_u$ изменение выходного тока происходит с большим отставанием. Если скорость счета импульсов меняется скачком от J_1 до $J_2 = J_1 + \Delta J$, то показания прибора меняются во времени по закону

$$J_2 = J_1 + \Delta J \cdot (1 - e^{-t/\tau_u}) \quad (2.12)$$

Расчеты по формуле (2.12) показывают, что при $t = \tau$, $J_2 = J_1 + 0,63 \cdot \Delta J$;

$$\text{при } t = 2 \cdot \tau, \quad J_2 = J_1 + 0,86 \cdot \Delta J.$$

То есть после скачкообразного изменения скорости счета импульсов показания прибора приближаются к показаниям новой скорости счета за время $t = 3 \div 5 \cdot \tau_u$.

Итак, с увеличением τ_u прибор становится менее чувствительным к кратковременным изменениям скорости счета импульсов (рис.2.8 а). Однако большее значение τ_u приводит к росту инерционных искажений диаграмм при резких изменениях скорости счета (рис.2.8 б).

Следовательно, должно быть соответствие постоянной времени τ_u и скорости движения прибора v . Максимальное отклонения против пласта определенной минимальной толщины должно быть не более 14%. То есть действует правило $h = v \cdot 2 \cdot \tau_u$, отсюда $v = h / 2 \cdot \tau_u$; $v [м/час] = 3600 h [м] / 2 \tau_u [с]$;

При $h = 2$ м и $\tau_u = 18$ с максимальная скорость движения прибора должна быть не выше $v = 200$ м/час, тогда в пласте толщиной 2 м максимальное снижение амплитуды в интервале этого пласта будет не выше 14%.

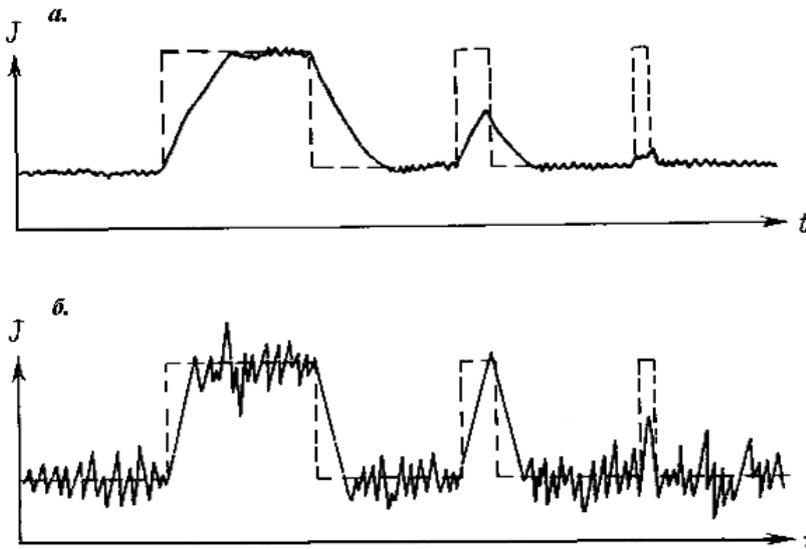


Рис.2.8 Кривые изменения скорости счета импульсов при большом (а) и малом (б) значении τ

Правила выделения границ пластов по диаграммам РК, по точке начала резкого изменения регистрируемой интенсивности (с учетом направления движения прибора). За счет влияния τ_u граница смещается на 30-40 см.

Метрологическое обеспечение ГК

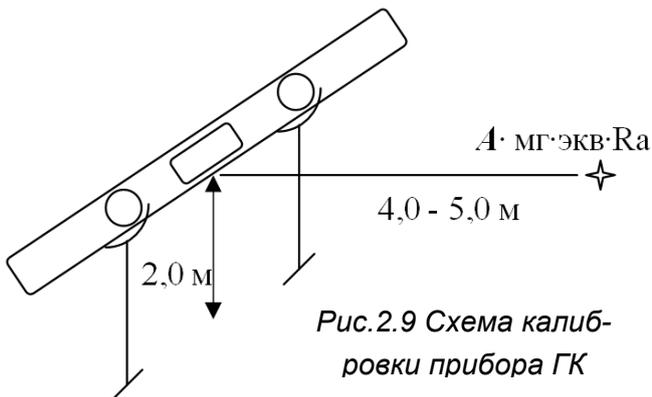


Рис.2.9 Схема калибровки прибора ГК

Каждый прибор ГК должен быть проэталонирован в физических единицах. Для этого прибор размещается на стойках на высоте до 2 м от пола, на расстоянии 4-5 м от точечного источника (рис.2.9). При этом мощность дозы излучения определяется по формуле: $J = j \frac{A}{R^2}$, (2.13)

где A – интенсивность источника излучения на расстоянии 1 м, $A = 840 \cdot a$, a – количество мг·экв·Ра в источнике; R – расстояние от источника до прибора; j – коэффициент учитывающий длину индикатора и влияние рассеянного излучения источника.

Таким образом, определяется мощность дозы излучения, измеряемая прибором. После проведения процедуры эталонировки прибора ГК он проэталонирован в [мкР/час]

В реальных пластовых условиях источник объемный. Из-за низкой точности метрологического обеспечения и влияния на показания прибора ГК диаметра скважины, эксцентриситета прибора, плотности жидкости в стволе скважины, глинистой корки, толщины стенки прибора на практике активно используется относительная величина – двойной разностный параметр:

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{J - J_{min}}{J_{max} - J_{min}}, \quad (2.14)$$

где J_{min} – минимальные показания прибора, обычно в низкоактивных известняках; J_{max} – максимальные показания в пластах высокоактивных глин или сильно

заглинизированных алевролитов.

В обсаженной скважине отмечается также влияние на показания прибора цемента и обсадной колонны, что снижает точность определения гамма-активности коллекторов.

Определение глинистости пород по ГК

Наблюдается нелинейная связь между величиной относительной аномалии ГК с массовой глинистостью породы $C_{гг}$ (рис.2.10). Эта зависимость получается на керне (типа «керн-керн»). Имеет место более сильное изменение ΔJ_γ в области малых значений $C_{гг}$. Используя эту зависимость можно определять глинистость коллекторов, в которых γ -активность не связана с активностью скелета породы.

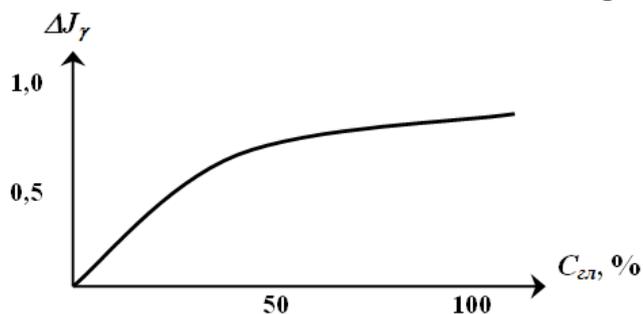


Рис.2.10 Зависимость ΔJ_γ от объемной глинистости пород

Геологические задачи, решаемые с помощью интегрального ГК: 1. литологическое расчленение разрезов,

выделение коллекторов, корреляция разрезов скважин; 2. определение глинистости коллекторов; 3. для привязки к разрезу скважин (в обсаженных скважинах ГК используют для привязки перфорации и методов потокометрии); 4. Выделение урановых, ториевых руд, калийных солей.

2.2. Гамма-гамма каротаж

При гамма-гамма каротаже (ГГК) исследуется γ -поле, образовавшееся в результате облучения горных пород пройденных скважиной источниками γ -излучения. В качестве источников γ -квантов служат радиоизотопные источники искусственного происхождения (табл.2.2).

Таблица 2.2

Тип источника	Энергия γ -квантов, МэВ	Выход γ -квантов на 100 распадов	Период полураспада, годы
^{60}Co	1,17	99	5,3
	1,33		
^{137}Cs	0,66	83	27

В приборе ГГК источник γ -излучения располагается на расстоянии L от индикатора, которое называется длиной зонда.

Взаимодействие γ -квантов с веществом

Гамма-излучение – это сильно проникающее излучение, для поглощения которого требуется слой горных пород толщиной в несколько десятков сантиметров. Ослабление потока γ -квантов в веществе происходит за счет трех про-

цессов: фотоэффекта, комптон-эффекта и эффекта образования пар.

Количественная характеристика взаимодействия γ -квантов с атомами – микроскопическое сечение реакции σ – это вероятность взаимодействия, которая зависит от строения атомов и энергии падающего γ -кванта. Полное сечение взаимодействия определяется процессами фотоэффекта, комптон-эффекта и эффекта образования пар:

$$\sigma = \sigma_{\phi} + \sigma_{\kappa} + \sigma_n \quad (2.15)$$

Вероятность того, что γ -квант на единице длины пути испытывает взаимодействие с каким-нибудь атомом элемента, определяется произведением концентрации n_i атомов этого элемента на сечение σ_i элемента для данного типа взаимодействия. Общая вероятность взаимодействия γ -кванта с каким-либо из атомов на длине пути в 1 м равна сумме таких произведений для всех элементов, входящих в состав данного вещества. Суммарное сечение всех атомов в единице объема вещества называется макроскопическим сечением взаимодействия или линейным коэффициентом ослабления μ :

$$\mu_{\gamma} = \mu_{\phi} + \mu_{\kappa} + \mu_n \quad (2.16)$$

Величина $1/\mu$ равна среднему пути, проходимому частицей до взаимодействия с каким-либо атомом вещества.

При прохождении через вещество γ -кванты взаимодействуют преимущественно с электронами. Результат взаимодействия γ -квантов с веществом – поглощение γ -квантов или его рассеяние. Каждый процесс характеризуется своими сечениями взаимодействия.

Образование электронно-позитронных пар. Это пороговая реакция, которая возможна при $E_{\gamma} > 1,02 \text{ МэВ}$ – при энергиях, превышающих энергию покоя электрона и позитрона, γ -квант большой энергии взаимодействует с ядром, аннигилируется и образуется пара электрон-позитрон. Для соблюдения закона сохранения импульса этот процесс должен идти в присутствии третьего тела,

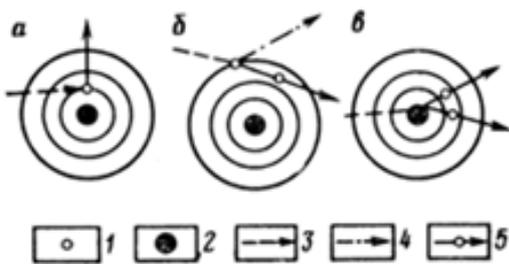


Рис.2.11 Схема основных типов взаимодействия γ -квантов с веществом:

а) фотоэффект, б) комптон-эффект, в) эффект образования пар, 1 – электрон; 2 – ядро; 3 – γ -квант до взаимодействия; 4 – рассеянный γ -квант; 5 – электрон или позитрон после взаимодействия

роль которого играют ядра атомов. При этом часть энергии γ -кванта передается ядру (рис.2.11, в). В течение очень короткого времени электрон и позитрон аннигилируют с образованием двух γ -квантов с энергией $E_{\gamma} = 0,51 \text{ МэВ}$:

$$e^{+} + e^{-} = 2 \cdot \gamma. \quad (2.17)$$

Сечение взаимодействия зависит от заряда ядра $\sigma_n \sim Z^2$, для легких элементов $\sigma_n \sim Z$. Процесс образования пар даже в тяжелых средах возможен лишь при $E_{\gamma} > 1,02 \text{ МэВ}$. Даже если источником γ -квантов является ^{60}Co , $E_{\gamma} = 1,17-1,33 \text{ МэВ}$ преобладают другие реакции.

Комптоновское рассеяние – это рассеяние γ -квантов электронами, γ -квант передает часть энергии электрону и перемещается далее до следующего

взаимодействия (рис.2.11, б). Сечение взаимодействия пропорционально концентрации электронов $\sigma_k = Z \cdot \sigma_{ke}$ (2.18), где σ_{ke} – сечение на один электрон.

Столкновение γ -кванта и электрона подобно столкновению двух упругих шаров. В соответствии с законами классической механики энергия γ -кванта E_γ распределяется между рассеянным квантом и электроном отдачи. Гамма-квант в результате рассеяния меняет (уменьшает) свою энергию и направление движения. Электрон отрывается от атома. Реакция комптоновского рассеяния вероятна при $0,05 < E_\gamma < 12 \text{ МэВ}$. В результате рассеяния E_γ уменьшается и они поглощаются в результате столкновения с электронами атома.

Фотоэффектом называется взаимодействие при котором γ -квант поглощается атомом, при этом энергия γ -квантов частично расходуется на отрыв из атомов одного из электронов, частично передается последнему в виде кинетической энергии (рис.2.11, а). Сечение взаимодействия растет при увеличении атомного номера Z . Вероятность фотоэлектрического поглощения резко возрастает с увеличением атомного номера элемента и уменьшением энергии γ -кванта: сечение прямо пропорционально атомному номеру элемента в четвертой степени и обратно пропорционально третьей-пятой степени энергии. В породах, состоящих из легких элементов (например, большинство осадочных пород), сечение фотоэффекта становится пренебрежительно малым уже при энергии кванта $0,2-0,3 \text{ МэВ}$. Для тяжелых элементов фотоэффектом нельзя пренебречь даже при энергии в несколько МэВ .

По мере удаления от источника поток γ -квантов убывает с расстоянием тем быстрее, чем больше коэффициент ослабления μ , т.е. чем выше плотность среды и концентрация тяжелых элементов в ней. В зависимости от преобладающей энергии γ -квантов, регистрируемых детектором различают плотностную (ГГК-П) и селективную модификации (ГГК-С).

В области энергий $E_\gamma > 0,2 \text{ МэВ}$ на расстоянии 30 см от источника интенсивность спектра не зависит от состава породы (область ГГК-П) (рис.2.12). При $E_\gamma < 0,2 \text{ МэВ}$ интенсивность спектра существенно зависит от состава породы, от Z (область ГГК-С). ГГК-С применяется для определения литологического состава пород и часто называется литоплотностным каротажем.

Наибольшее распространение получил ГГК-П (плотностной, т.е. метод рассеянного γ -излучения). Схема зонда приведена на рис.2.13. Фильтр из тяжелого металла (железо, свинец, вольфрам) полностью поглощает прямое излучение источника и измеряется излучение, претерпевшее хотя бы одно рассеяние. В спектре γ -квантов можно выделить область $0,2 < E_\gamma < 1,5 \text{ МэВ}$ нечувствительную к составу породы, в которой происходит комптоновское рассеяние. Поскольку энергия ^{137}Cs и ^{60}Co не более $1,33 \text{ МэВ}$ для этого достаточно отсесть лишь γ -кванты с энергией ниже $0,2 \text{ МэВ}$. При этом роль фильтра для γ -квантов малых энергий играет толстый железный корпус прибора.

Линейный коэффициент ослабления γ -квантов при комптон-эффекте μ_k зависит от плотности электронов:

$$\mu_k = N_{am} \cdot \sigma_k = \frac{1}{2} \cdot N_a \cdot \delta_e \cdot \sigma_{ke}, \quad (2.19)$$

где N_{am} – число атомов в 1 см^3 ; N_a – число Авогадро; M – массовое число атома; δ – плотность вещества. Электронная плотность вещества $\delta_e = \left(\frac{2 \cdot Z}{M} \cdot \delta \right)$. Для легких веществ $\frac{2Z}{M} \approx 1$ и $\delta_e = \delta$ электронная плотность близка к обычной плотности. По данным ГГК-П мы определяем электронную плотность вещества.

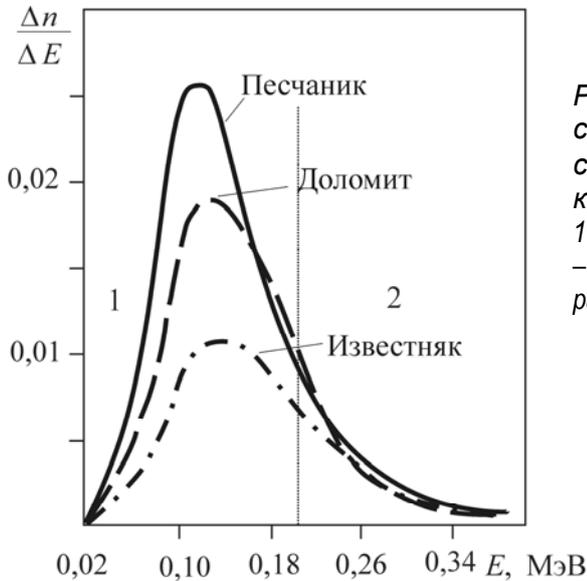


Рис.2.12. Зависимость спектральной плотности от энергии γ квантов:
1 – область фотоэффекта; 2 – область комптоновского рассеяния

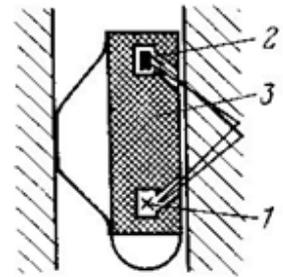


Рис.2.13 Схема зонда ГГК-П.
1 – источник γ -излучения, 2 – приемник, 3 – свинцовый экран.

Плотность частиц, прошедших путь r описывается следующим уравнением:

$$n = \frac{Q \cdot \tau_{m\gamma} \cdot \delta}{4\pi \cdot L_{m,\gamma}^2 \cdot r} \cdot e^{-\frac{r \cdot \delta}{L_{m\gamma}}} \quad (2.20),$$

где Q – мощность источника; r – путь, прошедший частицами без взаимодействия со средой; τ_{γ} и L_{γ} – среднее время жизни и длина переноса γ -квантов.

Из анализа формулы видно, что при малых значениях $r\delta$ ($r = \text{const}$) значение $e^{-\frac{r \cdot \delta}{L_{m\gamma}}} \approx 1$, то зависимость плотности γ -квантов n от плотности среды прямая: чем больше δ , тем выше показания ГГМ-П. При больших величинах $r\delta$ пересиливает экспоненциальный множитель: чем выше δ (меньше L_{γ}), тем ниже показания метод. Таким образом, зависимость показаний ГГМ-П от плотности среды δ (при $r = \text{const}$) не является монотонной (рис.2.14). Положение максимума зависит от длины зонда и начальной энергии источника.

Длина переноса γ -квантов определяется первыми пробегами. Обычно не более 10-12 соударений и наступает область фотоэффекта и поглощения, следовательно метод ГГК-П малоглубинный. Глубинность определяется максимальным удалением R_{max} γ -квантов от стенки прибора при условии, что γ -квант достигнет детектор. Такую характеристику можно рассмотреть на примере следующей графической зависимости (рис.2.15).

Длина переноса γ -квантов определяется первыми пробегами. Обычно не более 10-12 соударений и наступает область фотоэффекта и поглощения, следовательно метод ГГК-П малоглубинный. Глубинность определяется максимальным удалением R_{max} γ -квантов от стенки прибора при условии, что γ -квант достигнет детектор. Такую характеристику можно рассмотреть на примере следующей графической зависимости (рис.2.15).

При малой длине зонда 30-40% γ -квантов удаляется не далее 4 см и возвращается к детектору, 90% траекторий удаляется в пласт не далее 8-12 см. Та-

ким образом, глубинность зависит от длины зонда и обычно составляет 10-12 см. С увеличением δ горной породы радиус исследования уменьшается. Глубинность так же зависит от скважинных условий.

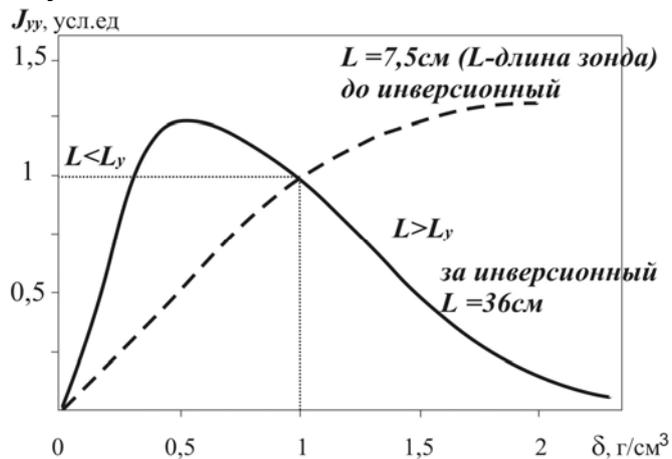


Рис.2.14 Зависимость показаний ГПК-П в однородной среде от плотности пород δ

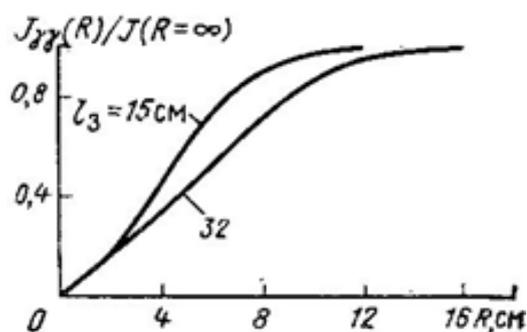


Рис.2.15. Кривые, характеризующие радиус исследования ГПК-П. $S(h)=J(h)/J(h_\infty)$ – доля γ -квантов, удалившихся от прибора на расстояние h , и достигших детектор

Для уменьшения влияния скважины, глинистой корки применяется двухзондовая аппаратура. Кроме того, для снижения влияния на показания ГПК-П изменения диаметра скважины, заполняющей ее жидкости, толщины глинистой корки используется прижимное устройство. Обычно применяются зонды длиной 15 и 35 см. Конструкция зондовой части прибора ГПК-2 приведена на рис.2.16. Для уменьшения влияния скважины используются коллимационные окна, с помощью которых осуществляется направленное излучение в горную породу и экранировка детекторов от ствола скважины.

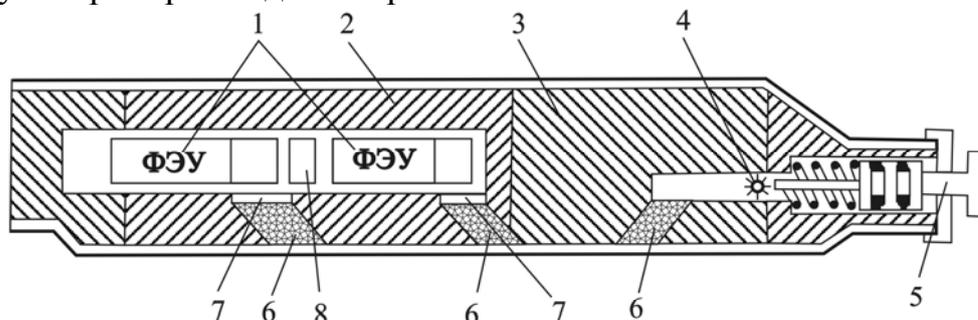


Рис.2.16 Конструкция зондовой части прибора РПК-2:

1 - сцинтилляционные счетчики; 2 - экран из W; 3, 8 - экран из Pb; 4 - источник; 5 - гидравлическое реле; 6 - коллимационные каналы; 7 - свинцово-кадмиевые экраны детекторов.

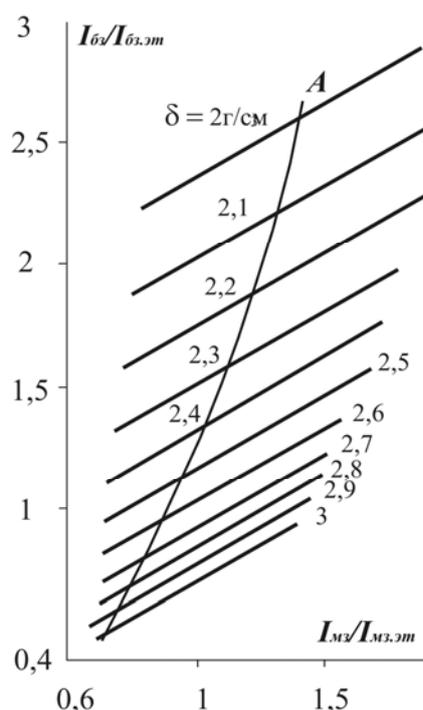
Как и при других методах РК, интерпретация диаграмм ГПК-П возможна лишь при проведении исследований прибора, эталонированными в специальных модельных средах с известными параметрами. Для калибровки аппаратуры ГПК-П используются четыре основных модели. Модели изготовлены из вещества, плотность которых известна с высокой точностью:

1. Магний $\delta = 1,72 \text{ г/см}^3$;
2. Магний + Алюминий $\delta = 2,12-2,14 \text{ г/см}^3$
3. Алюминий $\delta = 2,59 \text{ г/см}^3$;
4. Сплав В-95 $\delta = 2,74 \text{ г/см}^3$

Для определения δ пород используют зависимость (рис.2.17), полученная по данным физического моделирования для данного типа приборов. По резуль-

татам измерений определяют положение точки в данной системе координат и определяют плотность породы. Если появляется глинистая корка с данными δ_k и h , причём $\delta_k < \delta_n$, то обычно показания на малом зонде растут быстрее, чем на большом – точки отклоняются вправо от линии A . В случае когда $\delta_k > \delta_n$ (утяжелённый буровой раствор) точки будут отклоняться влево.

Рис.2.17. Палетка для определения плотности пород по относительным показаниям большого $J_{бз}/J_{бз.эт}$ и малого $J_{мз}/J_{мз.эт}$ зондов ГГК. Линия A – линия плотностей без влияния глинистой корки $h_{зк}=0$



Обычно прибор содержит вычислительное устройство и регистрирует функцию от плотности $F(\delta)$. По данным физического моделирования зависимость F от δ известна и на диаграмме указывается масштаб в $г/см^3$.

Данные измерений прибором ГГП используются для определения пористости горных пород. В табл.2.3 приведены данные о плотности горных пород в зависимости от их литологии и пористости.

Таблица 2.3

Плотность минералов и веществ

Тип породы	$\delta, г/см^3$		Минералы, вещество	$\delta, г/см^3$
	$k_n = 0$	$k_n = 20\%$		
Известняк	2,71	2,36	Каолинит	2,65
Песчаник кварцевый	2,65	2,32	Монтмориллонит	2,7
Песчаник полимиктовый	2,53-2,6		Вода	1
Доломит	2,85		Нефть	0,85

Анализ данных показывает, что изменение пористости оказывает существенно большее влияние на плотность горной породы, чем изменение ее литологии. Однако для повышения точности определения пористости влияние литологии обязательно следует учитывать.

Плотность горной породы, состоящей из твердой фазы и заполняющего породу флюида, равна $\delta = (1 - k_n) \cdot \delta_{ск} + k_n \cdot \delta_{фл}$. Отсюда алгоритм определения пористости:

$$k_n = \frac{\delta - \delta_{ск}}{\delta_{фл} - \delta_{ск}} \quad (2.21)$$

где δ – измеряемая величина, $\delta_{ск}$ – плотность твердой фазы или скелета породы, $\delta_{фл}$ – плотность флюида насыщающего поры.

Величина $\delta_{фл}$ может быть определена в интервале каверн с диаметром больше 25-30 см. Значение $\delta_{ск}$ должно быть известно по априорным данным.

Определение пористости по данным ГГК-П имеет следующие преимущества: 1. наблюдается практически одинаковая чувствительность δ измеряемого параметра к k_n во всем диапазоне изменения пористости;

2. отмечаются сравнительно слабое влияние глинистости пород, поскольку плотность глинистых минералов мало отличается от плотности кварца, доломита и кальцита (скелета породы).

Гамма-гамма цементометрия

Методом ГГК осуществляется изучение равномерности заполнения затрубного пространства цементным камнем и определение его плотности. При этом используется различие в плотности разных составляющих сред, заполняющих ствол скважины (обсадная колонна, цемент, жидкость, газ, элементы технического оборудования). Плотность стальной колонны составляет $7,8 \text{ г/см}^3$, промывочной жидкости $1,0-1,3 \text{ г/см}^3$, портланд-цемента $1,8-1,91 \text{ г/см}^3$, облегченного цемента (смесь портланд-цемента и бентонитовой глины) $1,4-1,6 \text{ г/см}^3$.

Данный метод выделяет интервалы, где цементный камень отсутствует или не полностью заполняет затрубное пространство, позволяет определить эксцентриситет колонны. Метод рассеянного гамма-гамма-излучения является индикатором любого вещества в затрубном пространстве, т.е. нечувствителен к тому, в какой фазе (жидкой или твердой) находится цемент. Так как показания метода ГГК отражают плотностную характеристику довольно большого объема среды, находящейся за колонной, по диаграммам не могут быть отмечены трещины и каналы малых размеров. Метод ГГК имеет ограничения при контроле качества цементирования многоколонной системы обсадки. Наличие второй колонны экранирует показания ГГК так, что нельзя оценивать наличие цемента за первой колонной. Для надежного определения качества цементирования необходимо чтобы различие плотностей цемента и промывочной жидкости было не менее $0,3 \text{ г/см}^3$, разница диаметров скважины и обсадной колонны не менее 30 мм.

При изучении технического состояния скважин требуется определить: высоту подъема цемента; равномерность заполнения затрубного пространства цементом и его плотность; эксцентриситет колонны; толщину колонны; места установки центрирующих фонарей на обсадной колонне.

Для оценки качества цементирования методом ГГК в основном применяются приборы СГДТ (скважинный гамма дефектомер толщиномер) различных модификаций. Принцип работы скважинного прибора заключается в регистрации зондами различной длины рассеянного γ -излучения от одного точечного источника радиоактивного цезия (^{137}Cs). Конструкция зондов (длина и углы коллимации) обеспечивает работу одного из них в области плотностной инверсии (зонд малой длины), а второго – в режиме плотностного каротажа (зонд большой длины). Сверху и снизу прибора расположены специальные центраторы. Для привязки результатов измерений к разрезу скважины прибор содержит канал ГК.

Зонд большой длины (40-50 см) – плотномер (дефектомер) содержит три, шесть или восемь детекторов γ -излучения, расположенных равномерно по пе-

риметру прибора симметрично относительно его оси. Детекторы взаимно экранированы, каждый из них дает информацию, фиксируемую в виде отдельной селективной кривой. Регистрируемая с помощью зонда большой длины интенсивность рассеянного γ -излучения, определяется, в основном, объемной плотностью вещества в затрубном пространстве.

Зонд малой длины (11-21 см) – толщиномер содержит один детектор. Интенсивность рассеянного γ -излучения, регистрируемого этим зондом, определяется средней по периметру толщиной стенки обсадной колонны. Изменение толщины колонны на 1 мм приводит к уменьшению показаний примерно на 30%, что позволяет определять изменение толщины стенки колонны, местоположения муфт, центрирующих фонарей и специальных пакеров.

При измерениях в общем случае регистрируются следующие диаграммы: ГК; толщинограмма; две (шесть, восемь) селективных цементограмм, смещенных на 180° (60° , 30°) по периметру скважины, несущих информацию об относительных изменениях плотности вещества в затрубном пространстве; интегральная цементограмма, несущая информацию о средней плотности вещества в затрубном пространстве.

На рис.2.18 представлена схема прибора СГДТ-2. В качестве детектора γ -излучения в канале ГК используется кристалл $NaI(Tl)$ размером 30×40 мм с ФЭУ-74А, в каналах плотнмера и толщиномера – кристаллы $NaI(Tl)$ размером 16×40 мм с ФЭУ-102. Зонд плотнмера содержит шесть детекторов γ -излучения. Длина измерительных зондов: плотнмера (420 ± 10) мм, толщиномера (210 ± 5) мм. Расстояние между центром детектора канала ГК и источником γ -излучения не менее 1040 мм.

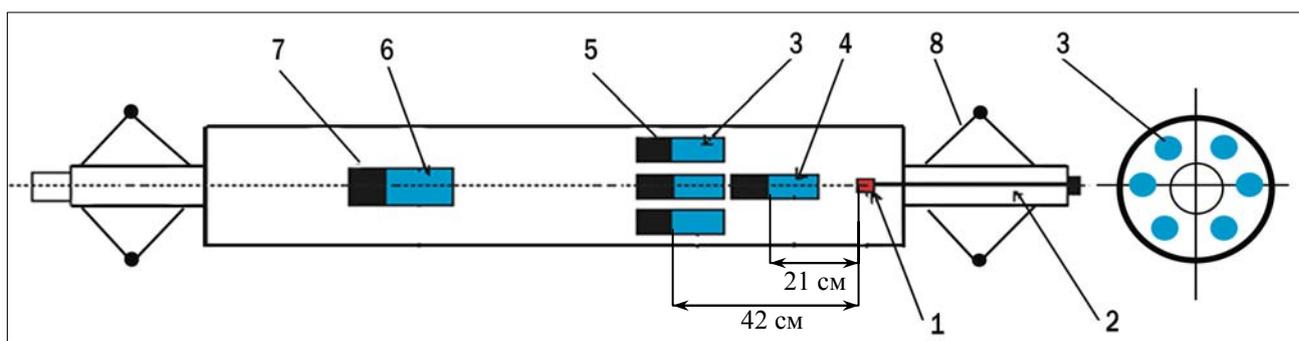


Рис.2.18 Схема прибора СГДТ-2: 1 – источник, 2 – штюк для установки источника; 3 – детекторы зонда плотнмера; 4 – детектор толщиномера; 5 – ФЭУ; 6 – детектор канала ГК; 7 – ФЭУ; 8 – центраторы.

Характер селективных цементограмм определяется:

– равномерностью заполнения затрубного пространства, что в основном зависит от положения обсадной колонны относительно оси скважины (эксцентриситета);

– однородностью заполнения затрубного пространства.

Если колонна центрирована, а вещество в затрубном пространстве однородно по плотности, то показания всех каналов дефектомера при различных азимутах практически одинаковы, т.е. расхождение селективных кривых неве-

лико и определяется статическими флуктуациями и погрешностью измерений (рис.2.19, интервалы 907-917, 1395-1405, 2692-2702 м), при этом регистрируемая интенсивность в основном зависит от плотности вещества в затрубном пространстве. Высокая плотность вещества в затрубном пространстве характеризуется низкой регистрируемой интенсивностью, при уменьшении плотности интенсивность увеличивается, и промывочной жидкости соответствуют максимальные показания (рис.2.19).

Если колонна не центрирована относительно оси скважины толщина цементного камня становится не одинаковой по периметру скважины, поэтому на показания детекторов расположенных напротив участка с уменьшенной толщиной цементного камня большое влияние оказывают горные породы, плотность которых больше плотности цемента. На таких участках наблюдается расхождение селективных кривых (рис.2.19 интервалы 895-905, 1410-1420, 2702-2708 м), при этом разница между максимальной J_{max} и минимальной J_{min} интенсивностью в исследуемом интервале зависит от эксцентриситета колонны, плотности вещества в затрубном пространстве и горных пород. Максимальное расхождение кривых будет в интервалах, где колонна лежит на стенке скважины (эксцентриситет равен 1), а затрубное пространство заполнено промывочной жидкостью (рис.2.19, инт. 895-905 м). В интервалах с высокой плотностью цемента расхождение кривых небольшое, при этом максимальные показания J_{max} не значительно превышают уровень замеряемой интенсивности, соответствующий интервалу, в котором колонна центрирована $J_{пц}$ (рис.2.19, инт. 2702-2708).

В случае неоднородного заполнения затрубного пространства, когда в цементном камне присутствуют трещины, вертикальные каналы заполненные веществом низкой плотности (объемные дефекты цементирования) также будет наблюдаться расхождение селективных кривых, при этом максимальные показания значительно превышают уровень $J_{пц}$, а минимальные могут быть значительно ниже этого уровня (рис.2.19, инт. 2030-2045).

Для количественной интерпретации результатов гамма-гамма цементометрии необходимо располагать данными о диаметре скважины, толщине обсадной колонны, плотности закачиваемого цемента, плотности горных пород, слагающих разрез скважины, а также данные по калибровке прибора, которым проводились исследования.

Калибровку приборов проводят посредством измерений в модельных средах с известными значениями плотности. Обычно используются три цилиндрические модели с различной плотностью вещества. Одна из них залита водой плотностью $1,0 \text{ г/см}^3$, две других заполнены стеклянными шариками SiO_2 различного диаметра (плотностью $1,45 \text{ г/см}^3$ и $1,8-2,0 \text{ г/см}^3$).

2.3. Физические особенности нейтронных методов исследования скважин

Нейтрон – элементарная нейтральная частица с массой, близкой к массе протона, не обладает электрическим зарядом. Нейтроны не испытывают действия электрических зарядов электронов и ядер, поэтому имеют относительно

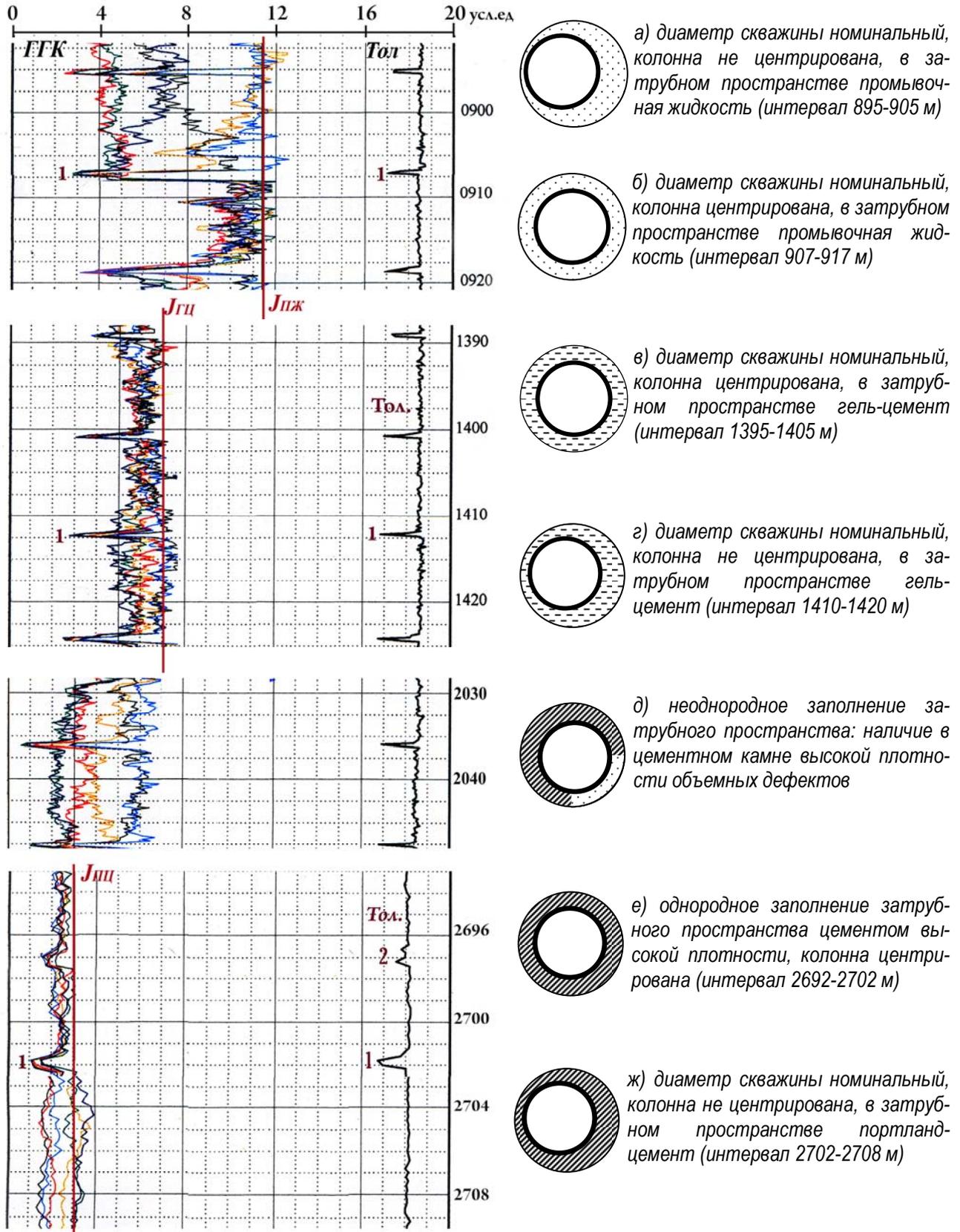


Рис.2.19. Примеры диаграмм, зарегистрированных прибором СГДТ для наиболее распространенных случаев цементирования скважин: диаграммы: ГГК – шесть селективных цементограмм, Тол. – толщинограмма; местоположение: 1 – муфтовых соединений, 2 – центрирующих фонарей; уровни измеряемой интенсивности, соответствующие плотностям: портланд-цемента – $J_{пц}$, гель-цемента – $J_{гц}$, промывочной жидкости – $J_{пж}$.

большую проникающую способность. При соударении с элементами горных пород вызывают разнообразные ядерные реакции. Это делает их ценным инструментом для изучения состава горных пород.

Стационарные нейтронные источники

В качестве источника быстрых нейтронов используется ампульный радиоизотопный источник нейтронов, в котором имеется порошкообразная смесь α -излучателя (обычно это тяжелый элемент полоний Po , плутоний Pu) и легкого элемента – мишени (например, бериллий Be , бор B). При бомбардировке α -частицами Be или B в результате реакции (α, n) испускается нейтрон: ${}^9_4Be + {}^4_2\alpha \rightarrow {}^{12}_6C + {}^1_0n$. Упакована смесь в герметичную стеклянную ампулу, которая помещена в защитный латунный кожух.

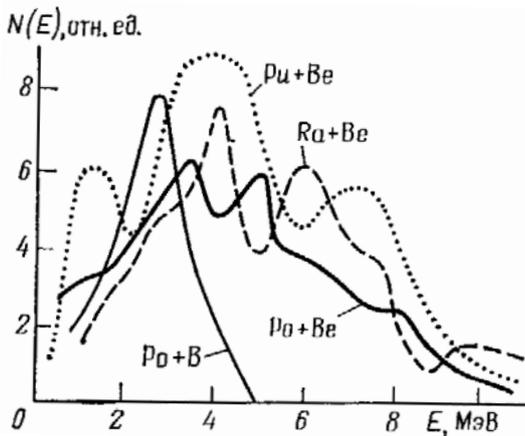


Рис.2.20 Спектры нейтронных источников

Достоинства Po - Be источника: 1. практически полное отсутствие γ -излучения; 2. малая масса препарата – обусловленная небольшим периодом полураспада – 138 суток. Это же является его недостатком.

Преимущество Pu источника – период полураспада 24000 лет. Недостаток – несколько большие размеры и стоимость. Источники полиэнергетические – спектр нейтронов сплошной (рис.2.20).

Взаимодействие нейтронов с веществом

Вид реакции зависит от энергии нейтрона и строения ядра вещества. По величине энергии нейтроны разделяются на несколько групп, из которых можно выделить следующие:

1. $E_n < 0,1$ эВ – тепловые нейтроны;
2. 1 эВ $< E_n < 0,1$ МэВ – промежуточные нейтроны;
3. $E_n > 0,1$ МэВ – быстрые нейтроны;

Условную группу нейтронов, примыкающую к тепловой с $E_n = 0,3 \div n \cdot 10^2$ эВ называют надтепловыми нейтронами.

Тепловые нейтроны находятся в тепловом равновесии с молекулами среды, т.е. их энергия равна энергии теплового движения молекул. Средняя энергия теплового $\hat{E}_{nt} = 0,025$ эВ, при этом $v_{нейтр} = 2200$ м/сек. Нейтроны взаимодействуют с ядрами вещества. Реакции взаимодействия подразделяются на две группы – рассеяние и поглощение. Рассеяние бывает упругое и неупругое. Источник испускает быстрые нейтроны, которые в результате неупругого и упругого рассеяния с ядрами атомов горных пород замедляются до тепловых.

Процесс неупругого рассеяния наиболее вероятен при E_n от 3 до 20 МэВ, т.е. при высоких энергиях нейтронов. Неупругое рассеяние приводит к большой потере энергии нейтрона, поскольку при этом энергия расходуется не только на

создание кинетической энергии ядра – отдачи, но также и его возбуждение, т.е. происходит увеличение внутренней энергии ядра. Взаимодействие нейтрона и ядра происходит по законам квантовой механики. В результате неупругого рассеяния нейтрон на короткое время ($10^{-7}c$) захватывается ядром и передает ему часть энергии, при этом возбужденное ядро переходит в более высокое, в неустойчивое энергетическое состояние, которое для каждого элемента характеризуется своим уровнем. Затем составное ядро распадается, испускает нейтрон (с пониженной энергией) и γ -квант. Спектр испускаемых при этом γ -квантов характерен для данного элемента и используется в углерод-кислородном каротаже для определения насыщения коллекторов методом анализа γ -излучения неупругого рассеяния (ГИНР). Поскольку потеря энергии нейтронов большая, то в результате одного, двух неупругих столкновений в течение 5-10 мкс после импульса нейтронов, нейтрон теряет энергию и начинается процесс упругого рассеяния.

Упругое рассеяние – основной вид взаимодействия нейтронов с ядрами горных пород. Происходит по законам классической механики. Оно аналогично столкновению двух идеально упругих шаров. Сумма энергий нейтрона и ядра до и после соударений одинакова, т.е. не происходит расхода энергии на изменение внутреннего состояния ядра. Все ядерные реакции являются случайными событиями и имеют смысл вероятностей. Они характеризуются сечениями ядерных реакций σ – микроскопическое сечение реакции – это вероятность взаимодействия, т.е. среднее число взаимодействий, приходящихся на один атом при единичном потоке частиц. Размерность σ [m^2, cm^2], 1 барн = $10^{-28} m^2$. Сечение упругого рассеяния σ_p для большинства ядер в тепловой и промежуточной областях практически постоянно, а в быстрой значительно меняется в зависимости от E_n .

Исключением является водород, имеющий наибольшее сечение упругого рассеяния по сравнению с основными породообразующими элементами, поскольку масса протона (ядра водорода) близка к массе нейтрона, и при каждом столкновении может существенно меняться энергия нейтрона.

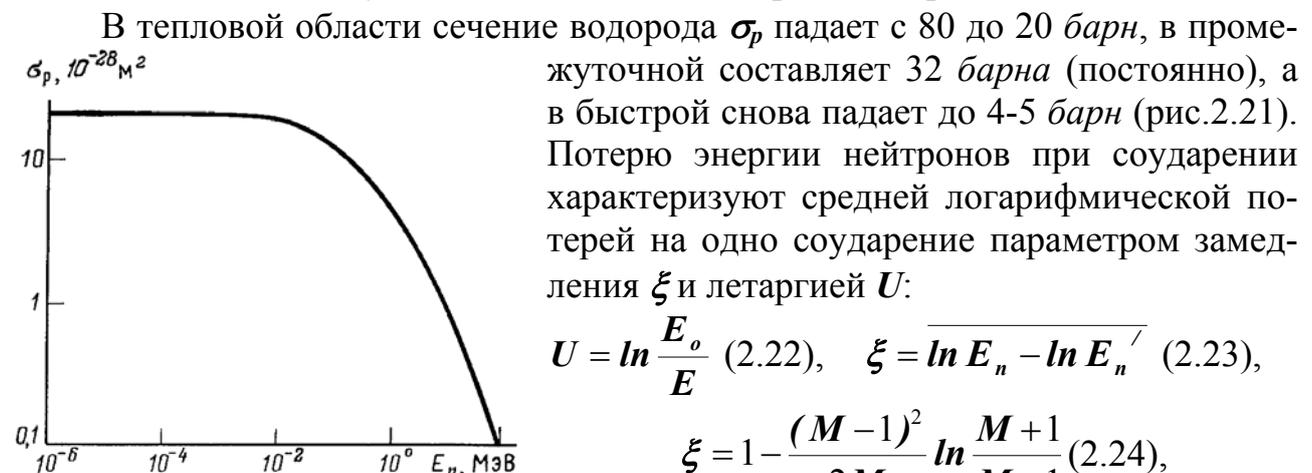


Рис.2.21 Зависимость сечений упругого σ_p рассеяния от энергии нейтронов E_n , элемент 1H

$$U = \ln \frac{E_0}{E} \quad (2.22), \quad \xi = \overline{\ln E_n - \ln E_n'} \quad (2.23),$$

$$\xi = 1 - \frac{(M-1)^2}{2M} \ln \frac{M+1}{M-1} \quad (2.24),$$

где M – массовое число ядра. Для водорода параметр замедления $\xi = 1$ (при лобовом

столкновении), для тяжелых ядер $\xi \approx \frac{4}{M+1}$.

Отсюда среднее число соударений для замедления от $E_0 \sim 1 \text{ МэВ}$ до $E_{\text{тепл}} \approx 0,025 \text{ эВ}$:

$$\bar{n} = \frac{\ln(E_0 / E_{\text{тепл}})}{\xi} \quad (2.25)$$

При лобовом столкновении нейтрона с протоном возможна полная потеря его энергии $\xi = 1$. Для $O - \xi = 0,12$, для $Si - \xi = 0,07$ (табл.2.4). Таким образом, водород является аномальным замедлителем нейтронов. Процесс замедления осуществляется в течение 10-100 мкс.

Таблица 2.4

	<i>H</i>	<i>C</i>	<i>O</i>	<i>Si</i>	<i>Pb</i>
ξ	1	0,3	0,12	0,07	0,05
\bar{n}	20	60	160	300	400

После достижения нейтроном тепловой области скорости нейтронов и ядер близки и наблюдается *процесс диффузии тепловых нейтронов*. Нейтрон осуществляет соударения без заметного изменения своей энергии. Процесс диффузии определяется средним временем жизни тепловых нейтронов τ . Значения τ составляют сотни микросекунд. Процесс диффузии завершается захватом теплового нейтрона ядром – поглощением нейтрона. В результате захвата могут испускаться практически все элементарные частицы (n, p), (n, α), (n, γ). Нас интересует *радиационный захват*. В результате радиационного захвата образуется характеристическое γ -излучение радиационного захвата (ГИРЗ). Спектр ГИРЗ различен для разных элементов. Вероятность захвата характеризуется сечением захвата σ_3 .

Флюид, содержащийся в породе (нефть и вода), всегда содержит водород (*H*), минерализованная вода содержит хлор (*Cl*). Процессы замедления определяются содержащимся в породе *H*, процессы поглощения присутствием *H* и *Cl* (во флюиде), наличием бора *B* в скелете горной породы.

Таблица 2.5

Элемент	Сечение, барн		Число γ -квантов на 100 захватов	Энергия γ -квантов, МэВ
	σ_p	σ_3		
<i>H</i>	<u>32</u>	0,33	100	2,23
<i>C</i>	4,8	0,004	125	4-1
<i>O</i>	4,2	0,0002		
<i>Si</i>	1,7	0,16	150	5-1
<i>Cl</i>	16	<u>33,8</u>	238	8,6-5
<i>Cd</i>	5,3	<u>2710</u>	175	5-0,5
^{10}B	4	<u>3840</u>	<i>n, \alpha</i>	
<i>B</i>	4	<u>758</u>	<i>n, \alpha</i>	

Нейтронные характеристики горных пород

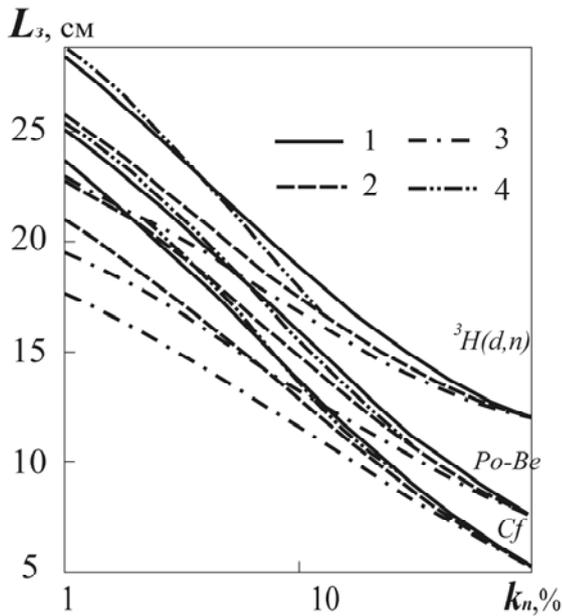


Рис.2.22 Зависимость длины замедления L_3 нейтронов Po-Be-, ^{252}Cf -источников и реакции $^3\text{H}(d,n)$ от коэффициента пористости k_n в кварцевых песчаниках (1), известняках (2), доломитах (3), ангидриде (4). Расчеты методом Монте-Карло (по Ю.А.Гулину, Ф.Х.Еникеевой, Б.К.Журавлеву)

1. Длина замедления нейтронов $L_3 = \sqrt{\frac{\bar{r}^2}{6}}$ (2.26), где \bar{r}^2 - средний квадрат удаления нейтрона от источника быстрых нейтронов до точки его замедления до тепловой энергии.

Длина замедления в первую очередь определяется водородосодержанием (пористостью) породы. На рис.2.22 показаны результаты расчета L_3 для некоторых источников нейтронов. Видно, что длина замедления нейтронов в первую очередь определяется водородосодержанием среды. При увеличении содержания воды в песчанике, известняке или доломите в пределах 0-100% L_3 уменьшается в 3-4 раза. Некоторое влияние оказывает также химический состав среды (литология породы). Изменение состава при одинаковом

содержании воды приводят в рассматриваемых средах к изменениям L_3 до $\pm 15\%$.

2. Коэффициент диффузии тепловых нейтронов определяется аналогично коэффициенту диффузии молекул в газе: $D = \frac{v}{3 \cdot \Sigma_p}$ (2.27), где Σ_p - сечение

рассеяния тепловых нейтронов; v - скорость движения тепловых нейтронов ($v = 2200$ м/с при температуре 20 °С).

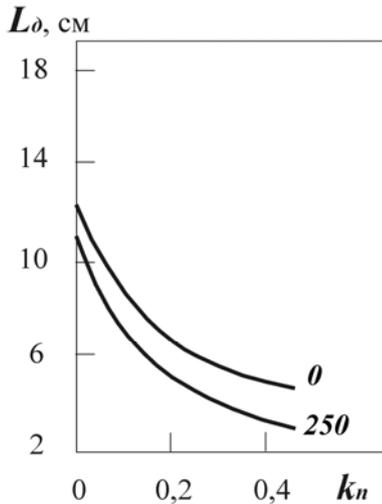
3. Среднее время жизни тепловых нейтронов в среде: $\tau = \frac{1}{v \cdot \Sigma_3}$ (2.28), где

Σ_3 - сечение поглощения тепловых нейтронов. Значение τ зависит от присутствия в породе элементов с высоким сечением поглощения тепловых нейтронов. В большинстве осадочных пород таким элементом является Cl.

4. Длина диффузии L_d (аналогично длине замедления) характеризует среднее квадратическое расстояние, проходимое нейтроном от точки замедления до точки поглощения. Доказано, что: $L_d = \sqrt{D \cdot \tau} = \frac{1}{\sqrt{3 \cdot \Sigma_p \cdot \Sigma_3}}$. (2.29)

Длина диффузии зависит как от водородосодержания горных пород, так и от содержания хлора в них (рис.2.23).

5. Длина миграции L_n нейтрона, характеризует среднее квадратическое расстояние, от источника до точки поглощения тепловых нейтронов $L_n = \sqrt{L_3^2 + L_d^2}$ (2.30).



6. Общая длина миграции нейтрона и γ квантов радиационного захвата:

$$L_{n\gamma} = \sqrt{L_z^2 + L_d^2 + L_\gamma^2} \quad (2.31)$$

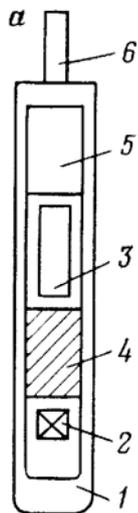
Значение L_γ определяется в основном плотностью горных пород и лишь для очень мягких γ квантов зависит также от среднего атомного номера среды.

7. Среднее время жизни γ -квантов радиационного захвата приблизительно (в нс) $\tau_\gamma \approx \frac{1,4}{\delta}$ (2.32).

Рис.2.23 Зависимость L_d от k_n и содержания хлора в горных породах. Шифр кривых – содержание Cl в г/л

2.4. Стационарные нейтронные методы

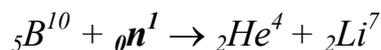
Стационарные нейтронные методы (СНМ) основаны на облучении горных пород быстрыми нейтронами и регистрации надтепловых и тепловых нейтронов, а также γ -излучения радиационного захвата (ГИРЗ). Различают три вида СНМ, которые называют соответственно нейтрон-нейтронным каротажем по надтепловым нейтронам (ННМ-НТ), нейтрон нейтрон-нейтронным каротажем по тепловым нейтронам (ННМ-Т) и нейтронным гамма-каротажем (НГМ).



Стационарные нейтронные методы используют зонды, держащие внутри герметичного кожуха 1 источник нейтронов 2 и детектор 3 для регистрации нейтронов (ННМ) или γ -квантов (НГМ), размещенные на некотором расстоянии r от источника (чаще всего 40-60 см) называемом длиной зонда (рис.2.24). Чтобы уменьшить влияние прямого излучения источника, между ним и детектором помещают фильтр 4 из материала, хорошо рассеивающего нейтроны и γ -кванты. Зонд содержит кроме того электронную схему. При регистрации нейтронов фильтр 4 состоит из вещества высокого водородосодержания – парафина с бором. При регистрации γ -квантов в состав фильтра входит и свинец.

Рис.2.24 Схема зонда нейтронного каротажа: 1 – корпус; 2 – источник нейтронов; 3 – детектор нейтронов; 4 – фильтр; 5 – электронная схема; 6 – кабельный наконечник

Особенности регистрации нейтронов. Используются детекторы излучений – газоразрядные и сцинтилляционные. В газонаполненных детекторах нейтрон не может ионизировать газ, поскольку является электрически нейтральной частицей. Поэтому процесс регистрации происходит в две стадии. На первой образуется заряженная частица, происходит реакция типа (n, α):



На второй стадии заряженная частица ионизирует газ. Поэтому при реги-

страции тепловых нейтронов счетчики заполняют газом – трехфтористым бором BF_3 под относительно большим давлением. Изотоп ^{10}B имеет сечение захвата $\sigma_3 = 3840$ барн, в пять раз выше, чем у обычного бора B . Поэтому газ искусственно обогащается до 80-90% изотопом ^{10}B . Длина пробега α – частиц в газе несколько сантиметров, поэтому она обязательно ионизирует газ в счетчике. Эффективность детектора 5-10%, что значительно выше (1-2%) чем при регистрации γ -квантов. Если необходимо регистрировать лишь надтепловые нейтроны, счетчики для тепловых нейтронов окружают чехлом из кадмия, имеющего высокое сечение поглощения для тепловых нейтронов и относительно небольшое – для надтепловых. Такой чехол толщиной около 1 мм пропускает в счетчик лишь нейтроны с энергией 0,3-0,5 эВ. Чтобы замедлить прошедшие через кадмиевый экран надтепловые нейтроны и поднять вероятность их регистрации, между экраном и счетчиком располагают вещество, богатое водородом (полиэтилен, оргстекло).

Сцинтилляционные детекторы. Для регистрации тепловых нейтронов применяют смесь борной кислоты с $ZnS (Ag)$. При поглощении нейтрона бором образуются α -частицы вызывающие сцинтилляцию фосфора (люминофора). Смесь малопрозрачна, поэтому сцинтиллятор изготавливают в виде тонких слоев с большой поверхностью. Порошок размещают на стенках цилиндра и ФЭУ. Эффективность детекторов составляет 70%.

Глубинность нейтронных методов

На качественном уровне распределение надтепловых и тепловых нейтронов, а также γ -излучения радиационного захвата нейтронов приближенно описывается полуэмпирической формулой плотности потока Φ_i любого из этих видов излучения ($i = n_{nm}, n_m, \gamma$):

$$\Phi_i = \frac{Q \cdot \tau_i \cdot v_i}{2 \cdot \sqrt{2} \cdot \pi \cdot L_i^3} \cdot e^{-\frac{r \cdot \sqrt{2}}{L_i}}, \quad (2.33)$$

где Q – мощность источника быстрых нейтронов, c^{-1} ; τ_i – среднее время жизни нейтронов и γ -квантов, $v_m, v_\gamma = c = 3 \cdot 10^8$ м/с – скорость движения тепловых нейтронов и γ -квантов; для надтепловых нейтронов $\tau_{nm} v_{nm} = \frac{1}{\xi \cdot \Sigma_p}$; L_i – длина

миграции соответствующего излучения, равная L_z для надтепловых нейтронов, L_n для тепловых и $L_{n\gamma}$ для γ -излучения радиационного захвата.

Зависимость показаний любого из трех СНМ от нейтронных характеристик горных пород приближенно описывается формулой (2.33). Ее анализ показывает, что наибольшее влияние на результаты СНМ обычно оказывает длина миграции L_n , зависящая в основном от водородосодержания пород.

Под глубиной исследования (радиус исследования R_u , см) радиоактивных методов понимают радиус цилиндра, соосного с зондом, из которого приходит 90% измеряемого сигнала. Для точечного источника нейтронов на оси цилиндра было получено выражение $R_u \approx 2 \cdot L$, где L – длина переноса. Данные оценки глубины исследования в однородной среде для различных

СНМ приведены в табл.2.6. Отметим, что глубинность исследования НМ по водородосодержанию и хлоросодержанию отличается существенно. Глубинность исследования по H всегда выше, чем радиус исследования по содержанию Cl .

Таблица 2.6

Радиус исследования стационарных НМ в однородной среде		
По водородосодержанию		
Метод	Выражение для определения радиуса исследования	Радиус исследования, см
ННК-НГ	$2 \cdot L_z$	15 – 40
ННК-Г	$2 \cdot L_n = 2 \cdot \sqrt{L_z^2 + L_d^2}$	15 – 60
НГК	$2 \cdot L_{ng} = 2 \cdot \sqrt{L_z^2 + L_d^2 + L_\gamma^2}$	20 – 70
По хлоросодержанию		
ННК-Г	$2 \cdot \sqrt{L_d^2}$	5 – 20
НГК	$2 \cdot \sqrt{L_d^2 + L_\gamma^2}$	25 – 30

Задачи, решаемые при помощи стационарных нейтронных методов

Определение водородосодержания горных пород. Водород в горных породах входит в состав воды, нефти и газа, заполняющих поры и частично в кристаллическую решетку гипса, глинистых и других минералов. В относительно чистых (неглинистых и незагипсованных) разностях песчаников и карбонатов практически весь водород находится в составе флюида, насыщающего поры, а показания СНМ позволяют определить коэффициент пористости водоносных и нефтеносных пород.

Существует понятие водородный индекс (**ВИ**, ω) он равен отношению объемной концентрации атомов водорода в данной среде к его концентрации в пресной воде в нормальных условиях. По содержанию водорода вода и нефть практически не отличаются, водородосодержание газа существенно ниже и резко зависит от давления (табл.2.7).

Таблица 2.7

Флюид	Количество атомов водорода, см³(10²³)	Водородный индекс
Вода пресная: (20 °С; $p = 0,1$ МПа)	0,669	1
(93 °С; $p = 50$ МПа)	0,667	1
Вода соленая 20 г/л NaCl: (20 °С; $p = 0,1$ МПа)	0,614	0,92
(93 °С; $p = 50$ МПа)	0,602	0,9
Метан CH ₄ : (20 °С; $p = 0,1$ МПа)	0,001	0,0015
(93 °С; $p = 50$ МПа)	0,329	0,49
Этан C ₂ H ₆ : (20 °С; $p = 0,1$ МПа)	0,0015	0,0023
(93 °С; $p = 50$ МПа)	0,493	0,74
Природный газ: (20 °С; $p = 0,1$ МПа)	0,0011	0,0017
(93 °С; $p = 50$ МПа)	0,363	0,54

Литологическое расчленение разреза. Для зондов СНМ с $L = 40-50$ см ННК и 60-70 см для НГК показания растут с уменьшением водородосодержа-

ния породы. Наибольшее количество водорода обычно характерно для глин, аргиллитов и мергелей: они имеют большую пористость, а также содержат значительное количество химически связанной воды в составе глинистых минералов. Наконец, в этих породах часто образуются каверны (т.е. возрастает диаметр скважины), что также увеличивает среднее количество водорода вблизи зонда НК. Эти породы, а также гипс, содержащий много связанной воды, отмечаются на кривых СНМ минимальными показаниями (рис.2.25).

Плотные малопористые известняки, ангидриты, неразмывтые соли, магматические, метаморфические и другие породы, содержащие мало водорода, отмечаются самыми высокими показаниями на кривых СНМ. Промежуточными показаниями отмечаются породы умеренной пористости: пористые известняки и доломиты, песчаники и др. При прочих равных условиях, чем выше пористость пласта, тем ниже показания метода. Это позволяет по данным СНМ определять k_n пласта. Количество водорода в нефти и воде примерно одинаковое, поэтому нефтенасыщенные породы при равной пористости отмечаются такими же показаниями, что и водоносные, насыщенные пресной водой (рис.2.25).

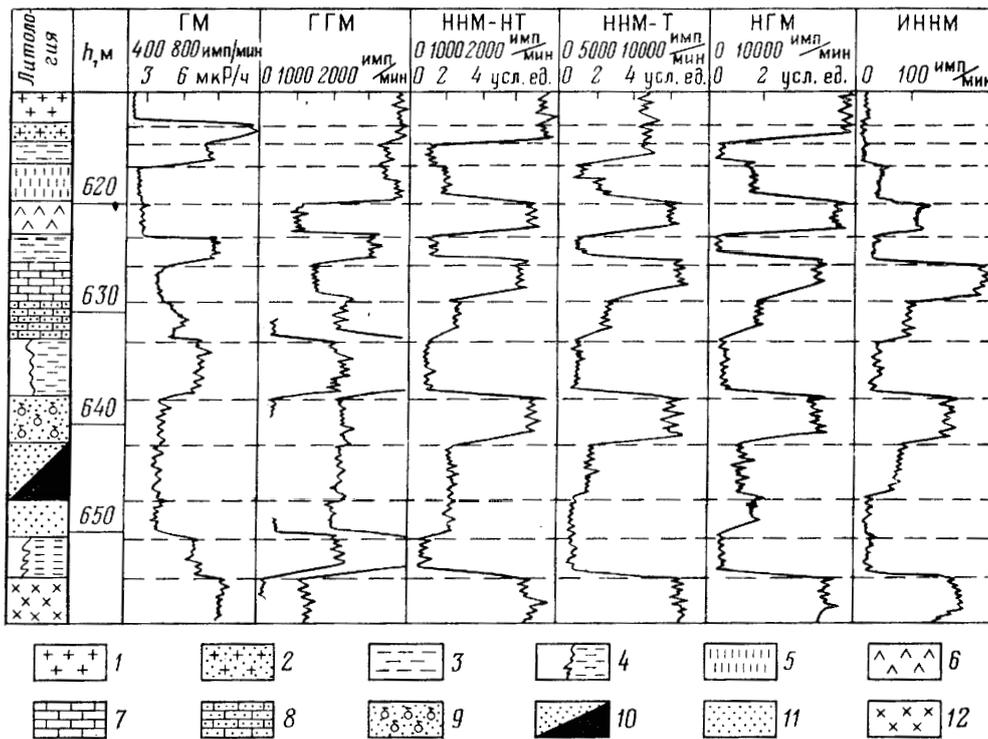


Рис.2.25 Схематические диаграммы ядерных методов в разрезе осадочных горных пород: 1 – каменная соль, 2 – калийная соль, 3 – глина, 4 – размывтый глинистый пласт с глубокой каверной, 5 – гипс, 6 – ангидрит, 7 – плотный известняк, 8 – пористый известняк, 9 – газоносный песчаник, 10 – нефтеносный песчаник, 11 – водоносный песчаник, 12 – метаморфизованные породы

Главная задача СНМ – определение коэффициента пористости в нефтяных и газовых скважинах.

Определение коэффициента пористости по НГК. Зависимость между относительным параметром J/J_e , (где J – интенсивность измеряемого излучения, а J_e – интенсивность излучения в баке с водой) для чистых водоносных известняков приведена на рис.2.26

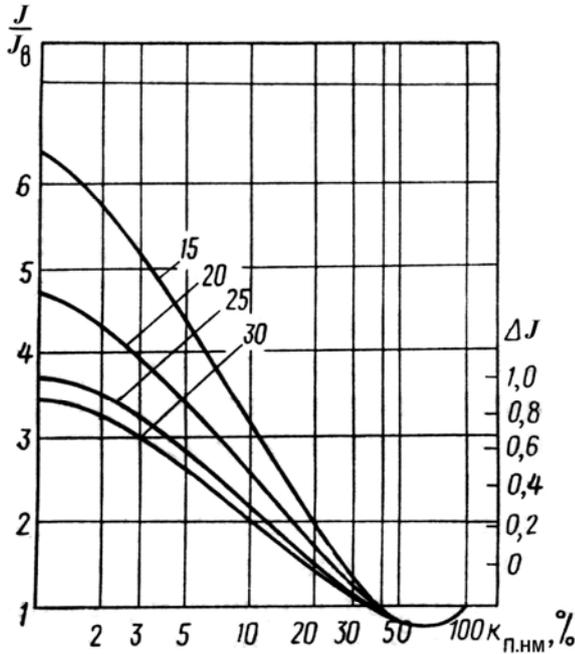


Рис.2.26 Зависимость показаний НГК от пористости известняков
Минерализация воды в пласте и скважине менее 15 г/л; (шифр кривых – d_c , см)

где $a = const$, $b = const$. Далее зависимость выполаживается.

Основные палетки обычно достаточны для определения пористости известняков (в единицах ΔJ) и для пластов другой литологии, если литология опорных и исследуемых пластов одинакова, если минерализация пластовых вод и промывочной жидкости $C < 15$ г/л, толщина глинистой корки не превышает 0,5 см. Если эти условия не соблюдаются, то в кажущееся значение пористости k_n^k вводятся поправки за глинистую корку, минерализацию пластовой и скважинной жидкости, основного состава породы, глинистости.

Определение пористости по данным компенсированного нейтронного каротажа. При определении пористости влияние на показания ННК-Т ряда мешающих факторов (глинистой корки, минерализации пластовой воды и промывочной жидкости, эксцентриситета обсадной колонны) существенно уменьшается, если используется двухзондовый прибор 2ННК-Т в котором имеется два детектора, расположенных на различном расстоянии от источника. Использование двухзондовых приборов позволяет также несколько упростить эталонирование замеров. Их показания менее чувствительны к нестандартности приборов и удовлетворительные результаты можно получить даже при эталонировании в одной эталонной среде. Например, в модели мраморной крошки с высоким коэффициентом пористости. По результатам измерений компенсированного нейтронного каротажа (НК) определяется кажущееся водородосодержание породы ω :

$$\alpha = b \cdot \omega + a, \quad (2.36)$$

при этом α определяется по формуле

$$\alpha = \frac{J_{мз}}{J_{мзв}} \cdot \frac{J_{бзв}}{J_{бз}}, \quad (2.37)$$

Общей особенностью зависимостей является спад показаний с ростом значений коэффициента пористости. Для исключения влияния зависимости от индивидуальных особенностей приборов зависимости J/J_0 часто перестраивают в палетки:

$$\Delta J = \frac{J - J_1}{J_2 - J_1} = f(k_n), \quad (2.34)$$

где J_1 , J_2 – показания двух опорных пластов с различной пористостью, J_1 – минимальные показания НГК в пласте с $k_n > 30\%$ или в баке с водой $k_n = 100\%$, J_2 – максимальные показания метода в пласте с $k_n = 1-2\%$.

В определенном интервале (k_n от 3 до 23-25%) зависимость ΔJ от $\lg k_n$ можно аппроксимировать формулой:

$$\Delta J = a - b \cdot \lg k_n, \quad (2.35)$$

где $J_{мз}$, $J_{бз}$ – показания малого и большого зонда в модели, $J_{мзв}$, $J_{бзв}$ – показания малого и большого зонда в баке с водой, a и b – коэффициенты, определяемые как показано на рис.2.27.

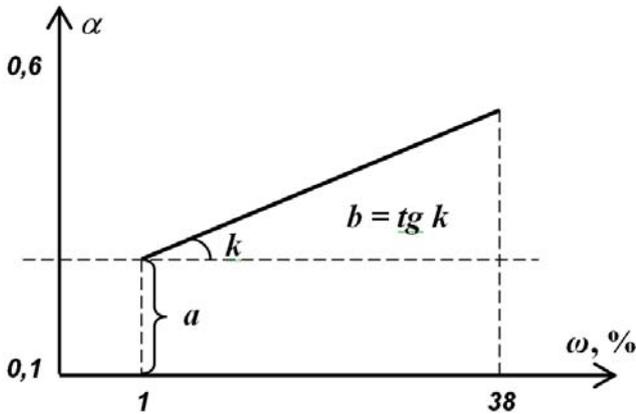


Рис.2.27 Зависимость между α и водородосодержанием породы

Зависимость между величиной α и ω – водородосодержанием носит линейный характер в диапазоне k_n от 1 до 40% (рис.2.27). Величины a и b определяются путем эталонировки приборов в модели. Учитывая линейность зависимости ω от α эталонировка приборов проводится в модели с мраморной крошкой с $k_n = 38\%$ для известняка. Затем вводятся поправки за литологию, за минерализацию флюидов,

диаметр скважины, глинистую корку и т.д. Следовательно, компенсированный НК может применяться для определения пористости высокопористых коллекторов с $k_n > 25\%$ в Западной Сибири.

Существенным преимуществом НК-НТ является отсутствие влияния на показания метода минерализации промывочной жидкости и пластового флюида. Это преимущество используют западные геофизические компании. Недостатком метода является его низкая глубинность.

Калибровку аппаратуры НМ выполняют в емкости с пресной водой (диаметр не менее 1 м, высота не менее 1,5 м, содержание солей в пересчете на $NaCl$ не более 2 г/л), в которую поочередно устанавливается калибруемая аппаратура с одним из имитаторов пористого пласта (ИПП), в качестве которых используются стальные герметичные трубы разного диаметра, вставленные друг в друга (рис.2.28).

Воздушный слой между трубами имитирует условия, при которых показания калибруемой аппаратуры в ИПП соответствуют реальным показаниям в пластах определенной пористости для нормальных условий (пласт известняка, скважина диаметром 216 мм, поры пласта и скважина заполнены пресной водой, прибор располагается на стенке скважины). В общем случае используют имитаторы, воспроизводящие значение k_n в диапазонах значений 0,5-5%, 10-15%, 20-40%.

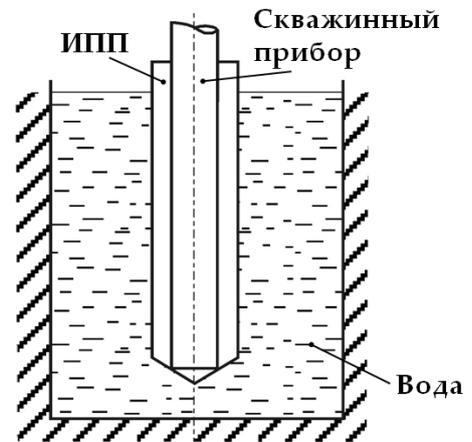


Рис.2.28 Калибровка аппаратуры СНМ

Выделение газоносных коллекторов. Газоносные пласты, за исключением пластов с весьма высокими пластовыми давлениями, содержат при равной пористости меньше водорода в единице объема породы, чем нефтеносные и водоносные. Поэтому они отмечаются более высокими показаниями, если отсутствует зона проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт (например, в обсаженных неперфорированных скважинах) или радиус этой зоны

меньше радиуса зоны исследования метода. Однако в необсаженных скважинах, имеющих чаще всего значительную по размерам зону проникновения фильтрата, где подвижный газ почти полностью вытесняется фильтратом промывочной жидкости, часто показания против газоносных пластов практически не отличается от показаний против водоносных и нефтеносных пород той же пористости.

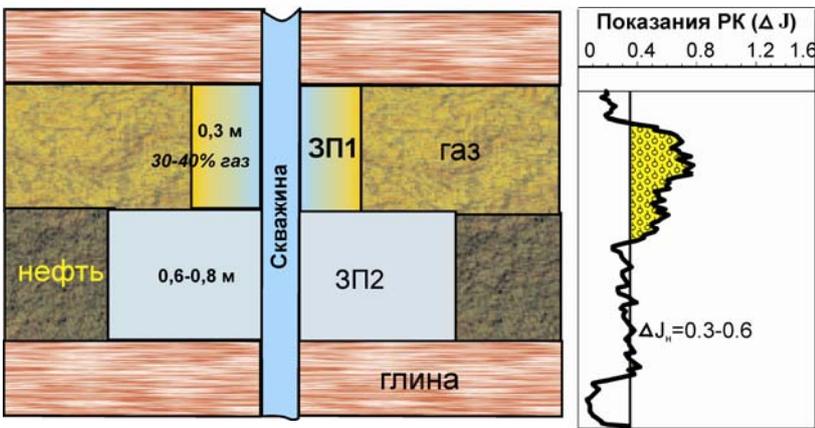


Рис.2.29 Выделение ГНК по остаточному газу

Газо-нефтяной контакт (ГНК) сразу после окончания скважины бурением может быть выделен по наличию остаточного газа в зоне проникновения. Около 30-40% порового объема коллектора в зоне

проникновения остается насыщенным остаточным газом (рис.2.29). Для уменьшения влияния различий в аппаратуре и скважинных условиях измерения при интерпретации данных нейтронного каротажа применяется двойной разностный параметр.

Если по остаточному газу не удастся выделить ГНК, то необходимо провести второй замер, после расформирования зоны проникновения и замещения части жидкого флюида газом. Признаком газоносного пласта является рост показаний СНК по сравнению с первым замером (рис.2.30).

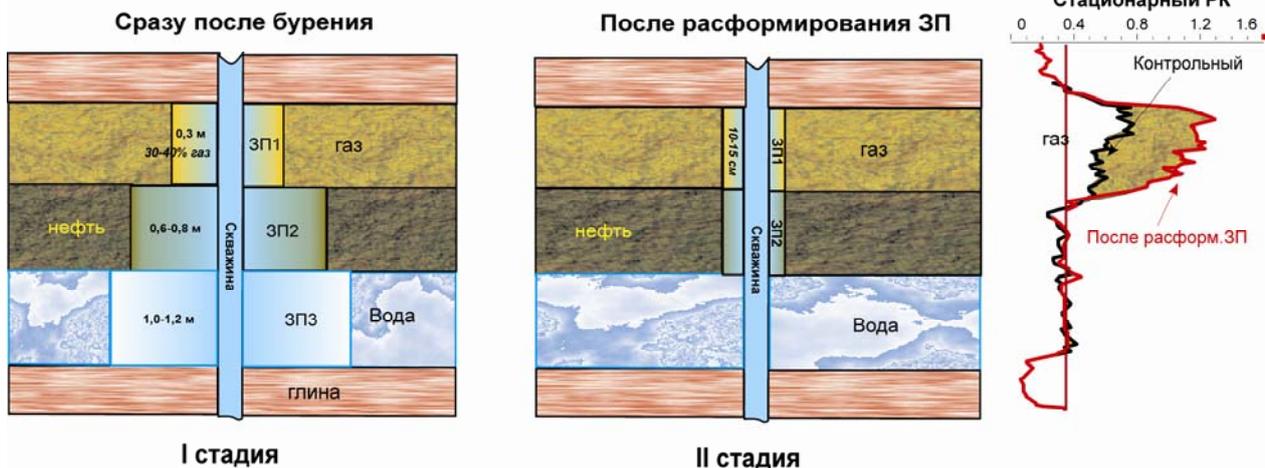


Рис.2.30 Выделение ГНК после расформирования зоны проникновения

Разделение нефтеносных и водоносных пластов. Разделение пластов по их насыщению возможно по данным ННК-Т и НГК при $k_n > 20\%$ и минерализации воды в пласте $C_v > 150 \text{ г/л NaCl}$. Показания ННК-Т в нефтеносных пластах выше, а в НГК ниже, чем в водоносных. Эффект составляет 10-20%. Чтобы факторы изменения пористости и глинистости не маскировали эффект насыщенности проводят либо временные замеры, либо сопоставляют показания методов ННК-Т и НГК.

2.5. Импульсные нейтронные методы

При СНМ изучается пространственное распределение нейтронов или γ -квантов, которое определяется водородосодержанием и хлоросодержанием в горной породе. Облучение и регистрация осуществляется одновременно. В импульсном нейтронном каротаже (ИНК) применяют источник, испускающий быстрые нейтроны периодически с частотой 1-1000 Гц в течение коротких интервалов времени $\Delta t_n = 1-1000$ мкс. В выбранные интервалы времени Δt с помощью временного анализатора регистрируют тепловые нейтроны при импульсном нейтрон-нейтронном каротаже (ИННК) или ГИРЗ при импульсном нейтронном гамма-каротаже (ИНГК). Время от момента выключения источника до начала измерения называют временем задержки t_3 (рис.2.31)

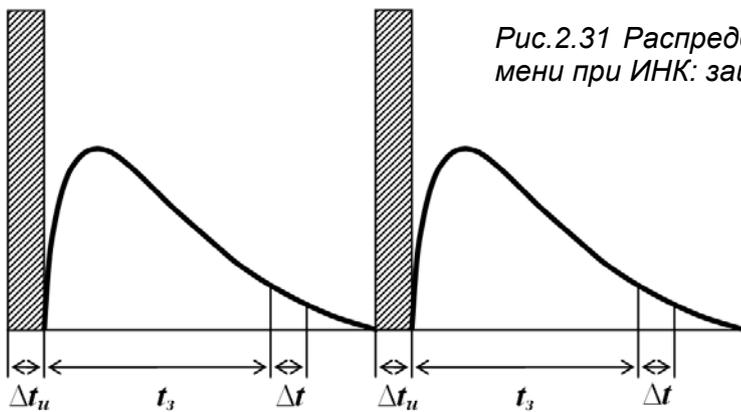


Рис.2.31 Распределение тепловых нейтронов во времени при ИНК: заштрихованы импульсы источника

Таким образом, при применении импульсных методов облучение и регистрация во времени разделены, кроме пространственного можно изучать и временное распределение нейтронов. Зондовое устройство ИНК принципиально подобно установкам СНК. Основное отличие заключается в импульсном источнике быстрых нейтронов.

Основное отличие заключается в импульсном источнике быстрых нейтронов.

Импульсный источник нейтронов

Нейтроны возникают при бомбардировке дейтонами (**ионами дейтерия**) мишени содержащей дейтерий, тритий или бериллий. Наибольший выход нейтронов с $E_n = 14$ МэВ дает реакция: ${}_1H^2 + {}_1T^3 \rightarrow {}_0n^1 + {}_2He^4$. В скважинах и генераторах используют так называемые отпаянные трубки, не требующие специальной вакуумной системы. Они содержат источник ионов, ускорительный промежуток и мишень, а так же хранилище дейтерия. Пример такой трубки приведен на рис.2.32.

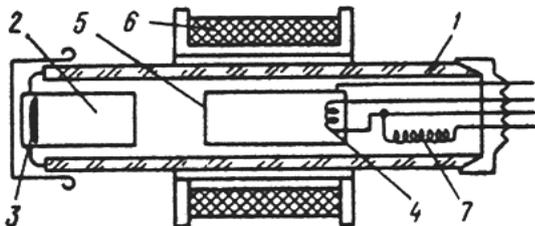


Рис.2.32 Отпаянная нейтронная трубка для скважинного генератора нейтронов

Она представляет собой стеклянный баллон 1, заполненный дейтерием под давлением 0,02-0,05 Па. Внутри трубки расположены высоковольтный электрод 2 с титановой мишенью 3, насыщенной примерно до $4 \cdot 10^{10}$ Бк 3T . Электроны, эмиттируемые катодом 4 ионного источника, ускоряются разностью потенциалов в несколько сотен вольт, приложенной между катодом и анодом ионного источника 5, и ионизируют дейтерий в трубке. Для удлинения пути электронов и усиления их ионизирующего действия на трубку надета ка-

Для удлинения пути электронов и усиления их ионизирующего действия на трубку надета ка-

тушка 6, создающее продольное магнитное поле. Это поле совместно с электрическим заставляет электрон двигаться по спирали. Образовавшиеся ионы дейтерия притягиваются мишенью, находящейся под высоким (90-100 кВ) отрицательным напряжением. При бомбардировке ими ядер 3T , сорбированного в мишени, образуются нейтроны. Подавая импульсное напряжение на анод 5 ионного источника, получают импульсные потоки нейтронов. Расход дейтерия компенсируется за счет его выделения из хранилища 7 при подаче на него электрического тока.

Быстрые нейтроны, испускаемые импульсным источником, замедляются до тепловой энергии в среднем за время не более нескольких десятков микросекунд, и при дальнейшей диффузии поглощаются ядрами среды. После окончания процесса замедления плотность тепловых нейтронов и γ -квантов радиационного захвата уменьшается примерно по закону
$$n(t) = n_0 e^{-t/\tau_T} \quad (2.38)$$
 где $n(t)$ – плотность тепловых нейтронов через время t после импульса нейтронов; n_0 – начальная плотность нейтронов после окончания процесса замедления.

При $t = \tau_T$, $n(t) = 0,37n_0$. Таким образом, время жизни тепловых нейтронов это время, по прошествии которого будет захвачено 63% тепловых нейтронов. За каждый интервал времени τ_T n уменьшается в e раз. Регистрируя тепловые нейтроны (ИННК) или γ -кванты (ИНГК) при двух или более значениях времени задержки, можно определить среднее время жизни тепловых нейтронов в горной породе τ_T , которое позволяет судить о концентрации элементов, имеющих



высокое сечение поглощения тепловых нейтронов (например, хлора).

При измерениях плотности нейтронов или γ -квантов значения τ_T обычно определяют при большом числе значений времени задержки t_i ($i = 1, 2, \dots$). Для этого программно строится зависимость логарифма показаний $\ln n_i$ от t_i (рис. 2.33). Такая зависимость позволяет определить значение τ_T пласта как величину, обратную коэффициенту наклона кривой $\ln n = f(t)$ при больших t .

При малых t наклон кривой зависит кроме τ_T также от диаметра скважины и свойств среды, заполняющей скважину. При больших t такое влияние постепенно исчезает, что является большим преимуществом ИНМ. Другим их преимуществом является большая, чем при стационарных методах, чувствительность к содержанию элементов, сильно поглощающих нейтроны. В нефтяных и газовых скважинах это позволяет отличать продуктивные пласты от водоносных при сравнительно малой минерализации пластовых вод. При прочих равных условиях водоносные пласты отмечаются гораздо меньшими значениями τ_T .

Существует два основных условия информативности ИНК: 1. *поглощение нейтронов в скважине должно быть выше, чем поглощение нейтронов в пласте* $\tau_{пл} > \tau_{скв}$; 2. *время задержки должно быть более асимптотического времени* $t_{зад} > t_{ас}$. Под асимптотическим временем $t_{ас}$ понимается время, на-

чая с которого динамическое влияние скважины затухает настолько, что им можно пренебречь.

В рудных скважинах импульсные методы позволяют определять гораздо меньшие концентрации элементов с аномальными поглощениями нейтронов (бор, кадмий, редкие земли, марганец и др.), чем стационарные.

Глубинность исследований и применение ИНМ

Согласно теоретическим исследованиям глубинность ИНМ в однородной среде примерно равна двум длинам переноса (табл.2.8).

Таблица 2.8

Радиус исследования ИНМ в однородной среде		
Метод	Выражение для определения радиуса исследования	Радиус исследования, см
По водородосодержанию		
ИННК	$2\sqrt{L_3^2 + Dt}$	20-60
ИНГК	$2\sqrt{L_3^2 + Dt + L_\gamma^2}$	20-70
По хлоросодержанию		
ИННК	$2\sqrt{Dt}$	20-35
ИНГК	$2\sqrt{Dt + L_\gamma^2}$	20-40

Как и в СНМ радиус исследования по водороду выше, чем глубинность исследования по хлору.

Исследования выполненные в физических моделях в двухслойной среде скважина – пласт показали, что максимальный радиус исследований для ИНМ по содержанию хлора при $t_{зад} = 1500$ мкс составляет 35-40 см. Для НГК глубинность исследований в этих условиях равна 25-30 см.

В нефтегазовых скважинах ИНМ используется в основном для **определения характера насыщения коллекторов** в обсаженных скважинах. Задача разделения коллекторов на нефтеносные и водоносные решается на основании их различного хлоросодержания. Содержание хлора в коллекторе будет зависеть от его водонасыщения, общей минерализации воды – C_e и пористости пласта. Для слабоглинистого пласта с $k_n \geq 18-20\%$ и $C_e > 100$ г/л задача определения характера насыщения коллектора решается с высокой эффективностью.

Из-за ограниченной глубинности ИНМ он может применяться для контроля за нефтегазонасыщением коллекторов в обсаженных скважинах, если:

1. произошло расформирование зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости; 2. в пластах, не вскрытых перфорацией.

Если минерализация воды в пласте $C_e < 50$ г/л, то эффективность применения ИНМ будет зависеть от геологических условий применения метода.

Для слабоглинистых, достаточно однородных полимиктовых коллекторов Западной Сибири при минерализации пластовых вод 16-30 г/л и пористости более 22% задача определения водо-нефтяного контакта (ВНК) по однократным замерам ИННК в комплексе с термометрией и гамма-каротажем решается дос-

таточно успешно. На месторождениях Среднего Приобья, в большей степени на Самотлорском месторождении, для подобных условий однозначность определения ВНК близка к 90%. Эффект разделения нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов составляет 15-20%. При достигнутой точности измерений $\lambda(\tau)_n$ 2-3% в чистых неглинистых коллекторах определение ВНК возможно во всех необходимых случаях. С увеличением глинистости разница в показателях между нефтенасыщенными и водонасыщенными пластами исследований значительно снижается и при глинистости более 40% однозначность решения задач по выделению водонасыщенных и нефтенасыщенных пластов снижается до 50% и менее, что делает метод неэффективным. В качестве примера приведены результаты определения начального ВНК по неглинистому пласту Самотлорского месторождения (рис.2.34). Если в продуктивной части средние значения $\tau = 270 \pm 5$ мкс, то в водоносной – 232 ± 5 мкс.

Эффективность применения ИНМ снижается, если в неоднородном коллекторе присутствуют наряду с сильно заглинизированными плотные прослои.

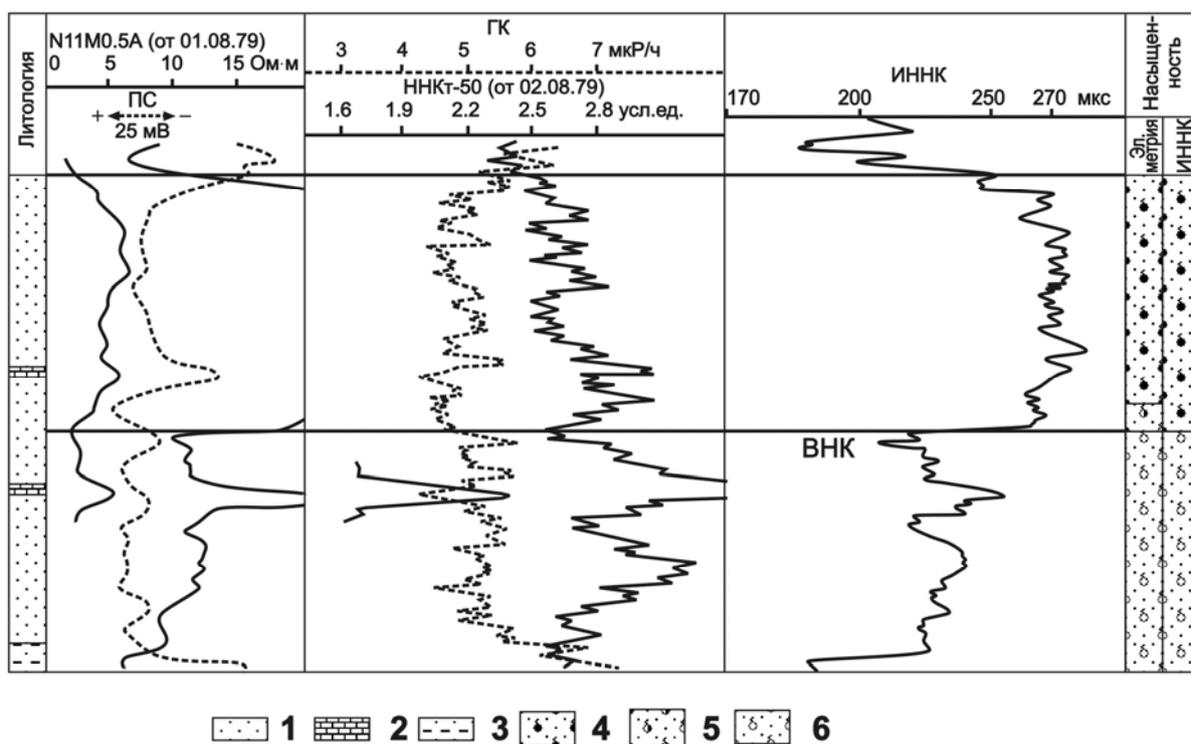


Рис.2.34 Определение ВНК методом ИННК в скважине Самотлорского месторождения: 1 – песчаники, 2 – известняки, 3 – песчаники глинистые, 4 – нефтенасыщенность, 5 – нефтьводонасыщенность, 6 – водонасыщенность

3. СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

3.1. Спектрометрический гамма-каротаж

Спектрометрический гамма-каротаж (СГК) основан на регистрации γ -излучения естественно-радиоактивных элементов (ЕРЭ) в скважине, анализе его энергетического спектра и определении массового содержания радиоактивных элементов в пересеченной этой скважиной горных породах.

Основными ЕРЭ, участвующими в формировании полей γ -излучения в условиях измерения в скважинах, являются изотопы уранового $^{238}\text{U} - ^{214}\text{Bi}$ (RaC), ториевого $^{232}\text{Th} - ^{228}\text{Ac}$ и ^{208}Tl (ThC) рядов, а так же изотоп калия (^{40}K). Излучения других природных γ -активных изотопов в регистрируемый спектр вносит незначительный вклад и им можно пренебречь.

Поскольку интенсивность каждой линии в спектре γ -излучения прямо пропорциональна количеству ядер радионуклидов (т.е. их концентрации), то для определения массового содержания ЕРЭ достаточно регистрировать интенсивность хотя бы одной характерной для данного элемента линии. Однако в результате взаимодействия с горной породой, скважинной средой, корпусом прибора и детектором, который имеет конечную величину энергетического разрешения, первично линейчатый спектр γ -излучения ЕРЭ претерпевает значительные изменения и трансформируется в непрерывный энергетический спектр (рис.3.1), расшифровка которого усложняется. Особенно сложным является спектр в области низких энергий, где соотношение интенсивностей фотопиков поглощения γ -излучения низких энергий и γ -излучения, претерпевшего комптоновское рассеяние, резко падает.

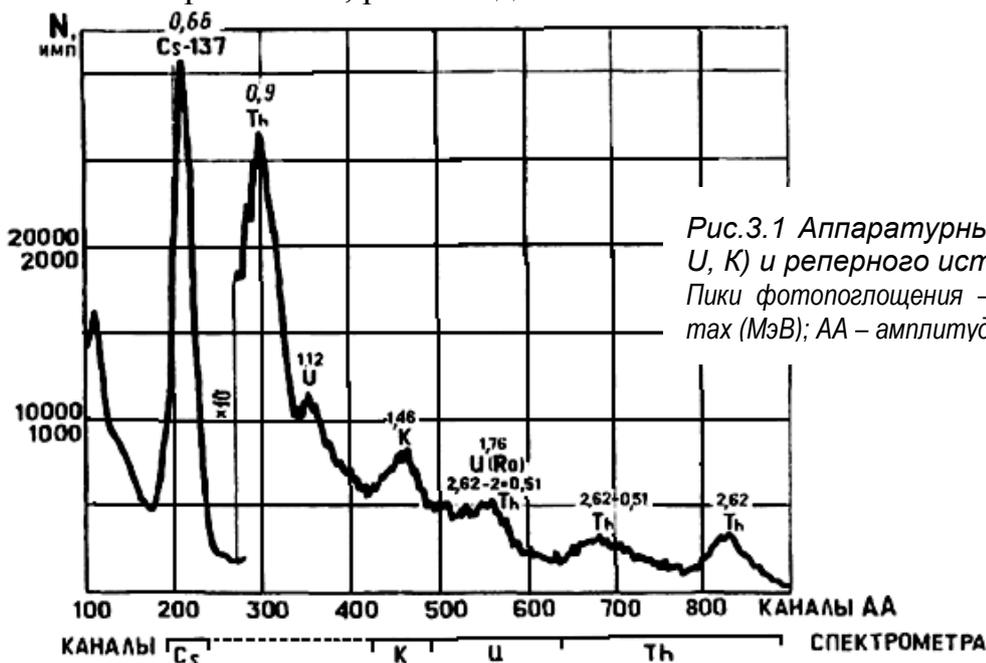


Рис.3.1 Аппаратурный спектр ЕРЭ (Th , U , K) и реперного источника Cs-137
Пики фотопоглощения – в мегаэлектронвольтах (МэВ); АА – амплитудный анализатор

Поэтому для определения содержания U , Th и K обычно регистрируют интенсивность γ -излучения продуктов распада этих элементов в области высо-

ких энергий, а именно $Th - 2,62 \text{ МэВ}$, $U - 1,76 \text{ МэВ}$, $K - 1,46 \text{ МэВ}$.

Калибровка аппаратуры СГК производится путем измерений на стандартных образцах (СО) – моделях пласта или с помощью комплекта полевого калибровочного устройства (ПКУ), который состоит из трех цилиндрических моделей пластов с известным содержанием ЕРЭ: ПКУ- Th , ПКУ- U и ПКУ- K (табл.3.1). Она заключается в определении матрицы коэффициентов (a_{ij}) на основе решения системы уравнений:

$$J_{in} - J_{if} = \sum_{j=1}^3 a_{ij} c_{jn}, \quad (3.1)$$

где J_{in} – скорость счета в i -м канале в n -ой модели; J_{if} – собственный фон аппаратуры в i -м канале (который определяется путем измерений скорости счета при расположении детекторной части аппаратуры в свинцовом домике или в бассейне с пресной водой при погружении детектора на глубину 1 м; поскольку столб пресной воды не полностью поглощает фон окружающей среды, результаты измерений при определении аппаратурного фона умножаются на коэффициент 0,8); c_{jn} – содержание (концентрация) j -го элемента в n -й модели; $i = 1, 2, 3$ – номера каналов Th, U, K ; $j = 1, 2, 3$ – номера элементов Th, U, K ; n – количество моделей.

Таблица 3.1

Массовые содержания Th, U и K в калибровочных моделях

Модель СО	$C_{Th} (10^{-4}\%)$	$C_U (10^{-4}\%)$	$C_K (\%)$
СО- Th	88,5	1,55	0,49
СО- U	1,8	76,1	0,49
СО- K	1,8	1,55	9,24
СО-Смесь	28,0	23,2	3,88
СО-Фон	1,8	1,55	0,49

Регистрируемые параметры. При спектрометрическом гамма-каротаже с аппаратурой СГК регистрируемыми параметрами являются интенсивности излучения (скорости счета в импульсах в минуту) в каналах тория – J_{Th} , урана – J_U , калия – J_K , суммарного γ -излучения с энергией выше $1,3 \text{ МэВ}$ – J_S , а также реперного γ -излучения – $J_{рен}$. Последний параметр является технологическим, т.е. контрольный, характеризующим правильность работы спектрометра.

Учет влияния скважинных условий. Скважинные условия (диаметр скважины, плотность и радиоактивность промывочной жидкости, влияние обсадной колонны, цементного камня) отличаются от условий калибровки аппаратуры. Поэтому результаты скважинных измерений необходимо привести к стандартным условиям. Для этого вводят поправки в регистрируемые скорости счета или в расчетные параметры – концентрации ЕРЭ. Поправочные коэффициенты, учитывающие отличие скважинных условий от стандартных, получают расчетным или экспериментальным путем.

Интерпретация данных. Различие в содержании ЕРЭ в горных породах и минералах, а так же закономерности их распределения, включая характер изменения их соотношения в зависимости от условий осадконакопления, являются основой интерпретации данных СГК.

Оценка глинистости. Наиболее тесные и близкие к линейной связи с

глинистостью установлены для индикаторов C_{Th} и J_{Th+K} . Индикатор C_U в осадочных отложениях больше связан с наличием органического материала и вторичными процессами, происходящими в карбонатных отложениях.

При оценке глинистости карбонатных отложений лучшие результаты дает индикатор C_{Th} , так как содержание Th не зависит от происхождения карбонатных пород, а содержание K связано не только с глинистостью, но и с карбонатами морского происхождения.

Индикатор J_{Th+K} зависит как от содержания Th , так и от K . Поскольку характер распределения Th и K в глинистых минералах такой, что в минералах с большим содержанием Th меньше содержится K и наоборот – с большим содержанием K меньше Th , то $C_{зл}$ (массовая доля глинистых минералов в породе), оцениваемая по этому индикатору, меньше зависит от изменчивости минерального состава глин.

Наиболее рискованным для оценки глинистости является применение индикатора C_K , так как концентрация калия не всегда однозначно связана с глинистостью. Например, для продуктивных отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции вклад калия в общую радиоактивность песчаников составляет 55-75%, алевролитов и глин – около 35-55%.

Кроме рассмотренных выше, в качестве индикатора глинистости предлагается использовать так называемый «калий-ториевый индекс» – $КТИ$ ($C_{Th} \cdot C_K$), который не зависит от минерального состава глин. Но связь этого индикатора с глинистостью, как показывают результаты сопоставления данных скважинных измерений, является нелинейной (рис.3.2).

Оценка глинистости по индикаторам C_{Th} и J_{Th+K} при отсутствии установленных для конкретных отложений корреляционных связей может производиться в линейном приближении по методике двух опорных пластов:

$$(C_{зл})_{Th} = \frac{C_{Th} - (C_{Th})_{min}}{(C_{Th})_{он.зл} - (C_{Th})_{min}}; (C_{зл})_{J_{Th+K}} = \frac{J_{Th+K} - (J_{Th+K})_{min}}{(J_{Th+K})_{он.зл} - (J_{Th+K})_{min}}. \quad (3.2)$$

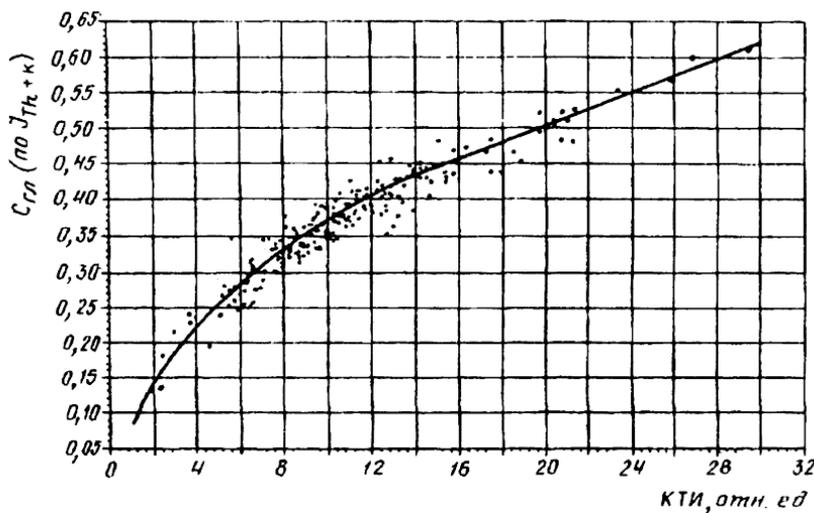
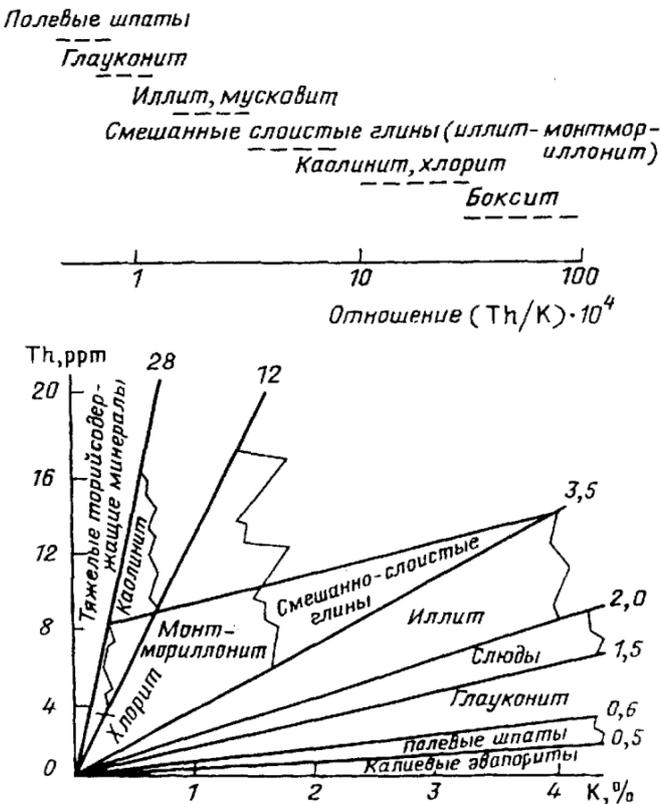


Рис.3.2 Зависимости между КТИ и $C_{зл}$, оцененной по J_{Th+K}

Определение минерального состава глин. Известно, что глинистые минералы существенно различаются по содержанию связанной воды. Например, монтмориллонитовая группа глин содержит намного больший объем связанной

воды, чем иллитовая. В связи с этим определение минерального состава глин имеет существенное значение при обработке комплекса геофизических материалов и оценке по ним коллекторских свойств объекта.



Минеральный состав достаточно уверенно определяется в результате различного содержания в них Th и K . Для этих целей используются $C_{Th} - C_K$ кроссплоты и величина отношения содержаний Th и K (рис.3.3).

Рис.3.3 Кроссплоты для определения состава пород

В общем случае минеральный состав полиминеральных глинистых пород и их массовое содержание определяются расчетным путем с учетом различного содержания в них Th и K . При этом интерпретационная модель (предполагаемый состав пород и содержание в них ЕРЭ) должна выбираться на основе керновых данных конкретного разреза.

Использование данных SGK при комплексной интерпретации материалов ГИС. Данные SGK при комплексной интерпретации материалов ГИС могут использоваться для учета влияния глинистости и минерального состава глин на показания отдельных методов ГИС или участвовать совместно с их данными при определении пористости пластов и литологии.

3.2. Импульсный нейтронный гамма-каротаж спектрометрический

На месторождениях, разрабатываемых заводнением, эффективность разделения нефтеносных и заводненных коллекторов по данным исследований ИНМ ниже, чем при выделении начального ВНК. Это связано с тем, что в процессе разработки месторождений и закачки минерализованных вод наблюдается продвижение воды по отдельным узким высокопористым пропласткам и снижение значений τ в нефтеносной части коллектора. С другой стороны закачка минерализованных сточных вод, имеющих меньшее содержание хлора, чем пластовые воды, приводит к росту значений τ в интервалах водоносных и заводненных коллекторов. Наличие уплотненных прослоев в водоносных интервалах также приводит к росту значений τ в них, а повышенная глинистость нефтеносных коллекторов снижает время жизни тепловых нейтронов в продуктивном пласте.

Вышеизложенные причины приводят к тому, что в большинстве случаев задача определения насыщения коллекторов в обсаженных скважинах по дан-

ным ИНМ на месторождениях Западной Сибири не решается. Для решения задачи разделения коллекторов по их насыщению когда вода в пласте пресная, низкоминерализованная или минерализация ее не известна разработан метод импульсного нейтронного гамма-каротажа спектрометрического (ИНГК-С)

В основе импульсного нейтронного гамма-каротажа спектрометрического лежит изучение энергетических и временных распределений плотности потока γ -излучения, возникающего на ядрах элементов имеющих в горной породе. При проведении ИНГК-С, или так называемого *С/О* – каротажа, определяется параметр характеризующий распространенность в породе ядер углерода по отношению к ядрам кислорода. Этот параметр связан с содержанием в породе углеродных соединений и применяется для оценки коэффициента текущей нефтенасыщенности в скважинах, когда минерализация воды низкая, неизвестна или колеблется.

Горные породы, пересекаемые скважиной, облучаются потоком быстрых нейтронов (14 МэВ), источником которых служит высокочастотный импульсный нейтронный генератор. В результате различных взаимодействий нейтронов с ядрами среды, окружающей скважинный прибор, образуется вторичное γ -излучение. Для ее регистрации в аппаратуре ИНГК-С обычно применяются сцинтилляционные детекторы, обладающие, наряду с высокой эффективностью регистрации жесткого γ -излучения, относительно высоким энергетическим разрешением, например, детекторы *NaI(Tl)*, *CsI(Na)*, *BGO*, *GSO*. Гамма-излучение, регистрируемое в пределах импульса генерации нейтронов, состоит из γ -излучения неупругого рассеяния нейтронов (*ГИНР*), γ -излучения радиационного захвата (*ГИРЗ*) и фонового γ -излучения (*ГИНА*), связанного с естественной радиоактивностью горных пород, активацией пород и конструкционных материалов. Все энергетические спектры определяются индивидуальными характеристиками вещества, подвергаемого нейтронному облучению. В табл.3.2 приведены основные линии ГИНР и ГИРЗ основных элементов, входящих в состав исследуемой породы, скважины, скважинного прибора. Приведен вклад этих элементов в общий спектр в диапазоне энергий $1,5\text{-}8 \text{ МэВ}$. В числителе – вклад элемента при 100% заполнении пор водой, в знаменателе – при 100% заполнении пор нефтью. Скважина диаметром 196 мм обсажена стальной колонной диаметром 146 мм и зацементирована цементом плотностью $1,8 \text{ г/см}^3$, скелет горной породы состоит на 95% из песчаника и 5% из каолинита, общая пористость – 20%. Видно, что более 50% вклада в регистрируемые спектры вносят элементы исследуемой породы. Углерод, представляющий основной объект изучения, представлен в виде одной линии в спектре ГИНР.

В «типичном» разрезе нефтегазовой скважины время замедления быстрых нейтронов изменяется от первых *мкс* до $20\text{-}30 \text{ мкс}$ и время жизни тепловых нейтронов колеблется от 100 до 500 мкс . Процессы неупругого рассеяния нейтронов на ядрах среды, окружающей скважинный прибор, происходят при первых актах соударения. Поэтому спектры ГИНР регистрируются непосредственно в процессе излучения быстрых нейтронов (рис.3.4).

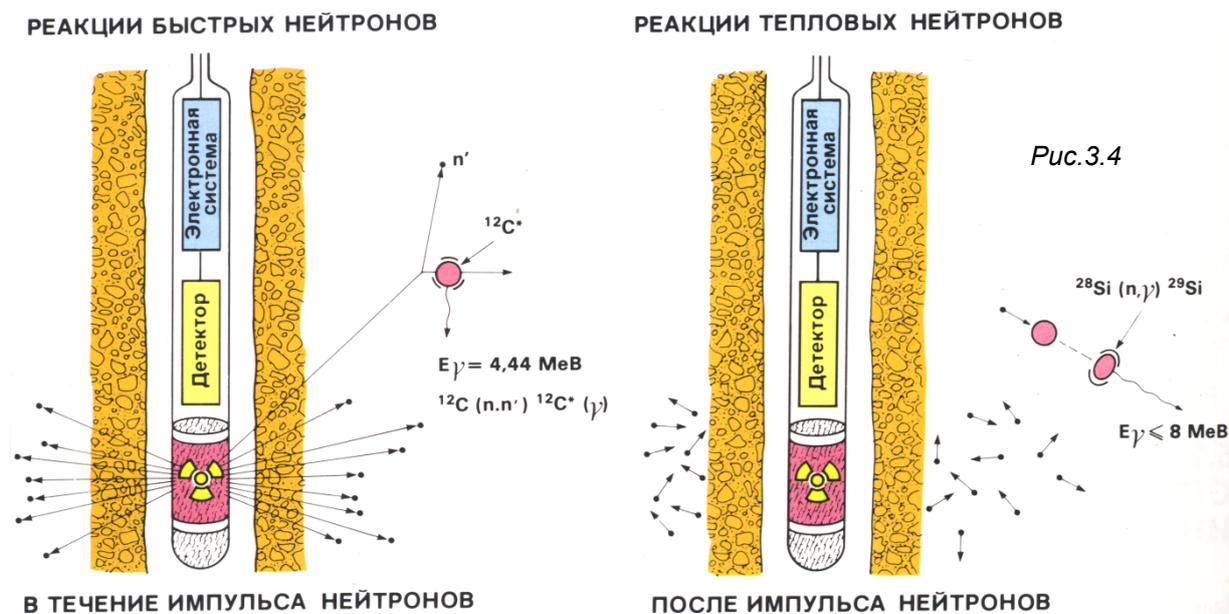


Таблица 3.2

Основные линии ГИНР и ГИРЗ элементов, входящих в состав исследуемой породы, скважины, скважинного прибора, и их вклад в общий спектр

	Элемент	Основные линии (МэВ)	Вклад в спектр (1,5-8 МэВ)	Основные линии (МэВ)	Вклад в спектр (1,5-8 МэВ)
		ГИНР		ГИРЗ	
Порода	<i>H</i>			2,23	12/12,9
	<i>O</i>	6,13; 7,1	23/21		
	<i>C</i>	4,43	0/2		
	<i>Si</i>	1,78	18/18	3,54; 4,93	36,4/36,4
	<i>Al</i>	1,02; 3,8; 4,41	менее 1/менее 1	1,78	1,1/1,1
Скважина	<i>H</i>			2,23	7,8/7,8
	<i>O</i>	6,13; 7,1	4,8/4,8		
	<i>Si</i>	1,78	менее 1/менее 1	3,54; 4,93	менее 1/менее 1
	<i>Ca</i>	3,74; 3,9; 4,49	1,7/1,7	1,94; 4,42; 5,9; 6,42	4,7/4,7
	<i>Fe</i>	0,84; 1,25 и более	8/8	2,92; 6,02; 7,28; 7,63; 7,65	34,5/33,6
Прибор	<i>Al</i>	1,02; 3,8; 4,41		1,78	
	<i>O</i>	6,13; 7,1	4,3/4,3		2,6/2,6
	<i>C</i>	4,43	менее 1/менее 1		
	<i>Si</i>	1,78	менее 1/менее 1	3,54; 4,93	
	<i>Ca</i>	3,74; 3,9; 4,49	менее 1/менее 1	1,94; 4,42; 5,9; 6,42	
	<i>Fe</i>	0,84; 1,25 и более	8,7/8,7	5,92; 6,02; 7,28; 7,63; 7,65	
	<i>Al</i>	1,02; 3,8; 4,41	менее 1/менее 1	1,78	
	<i>B</i>	2,15; 4,45; 5,02	менее 1/менее 1	0,48	
	<i>Ni</i>	1,45; 2,46; 2,9	3,6/3,6	0,478; 8,53; 8,99	
	<i>Cr</i>	0,56; 1,54; 2,23	2,8/2,8	0,75	
	<i>Zr</i>	1,2; 1,46; 2,18	12/12	0,93; 1,21; 1,47; 2	
	<i>Bi</i>	0,89; 1,6; 2,43	7,2/7,2	0,16; 0,32	

В большинстве моделей современной аппаратуры ИНГК-С, предназначенной для определения нефтенасыщенности, изучаемую породу облучают импульсами нейтронов длительностью 10-20 мкс, следующими через 50-400 мкс. Вследствие многократного повторения импульсов излучения одновременно с

регистрацией спектров ГИНР регистрируются и фоновые спектры ГИРЗ от текущего и предыдущих импульсов генератора плюс спектры ГИНА. Через несколько *мкс* после окончания нейтронного импульса ГИНР практически исчезает, и скважинный прибор регистрирует ГИРЗ и ГИНА. Методы временной селекции позволяют из спектров γ -излучения, зарегистрированного во время нейтронного импульса, путем вычитания фоновых спектров, регистрируемых после окончания нейтронного импульса, получить спектр ГИНР (рис.3.5). Анализ спектров ГИНР позволяет оценивать массовые содержания углерода и кислорода (рис.3.6 *а*).

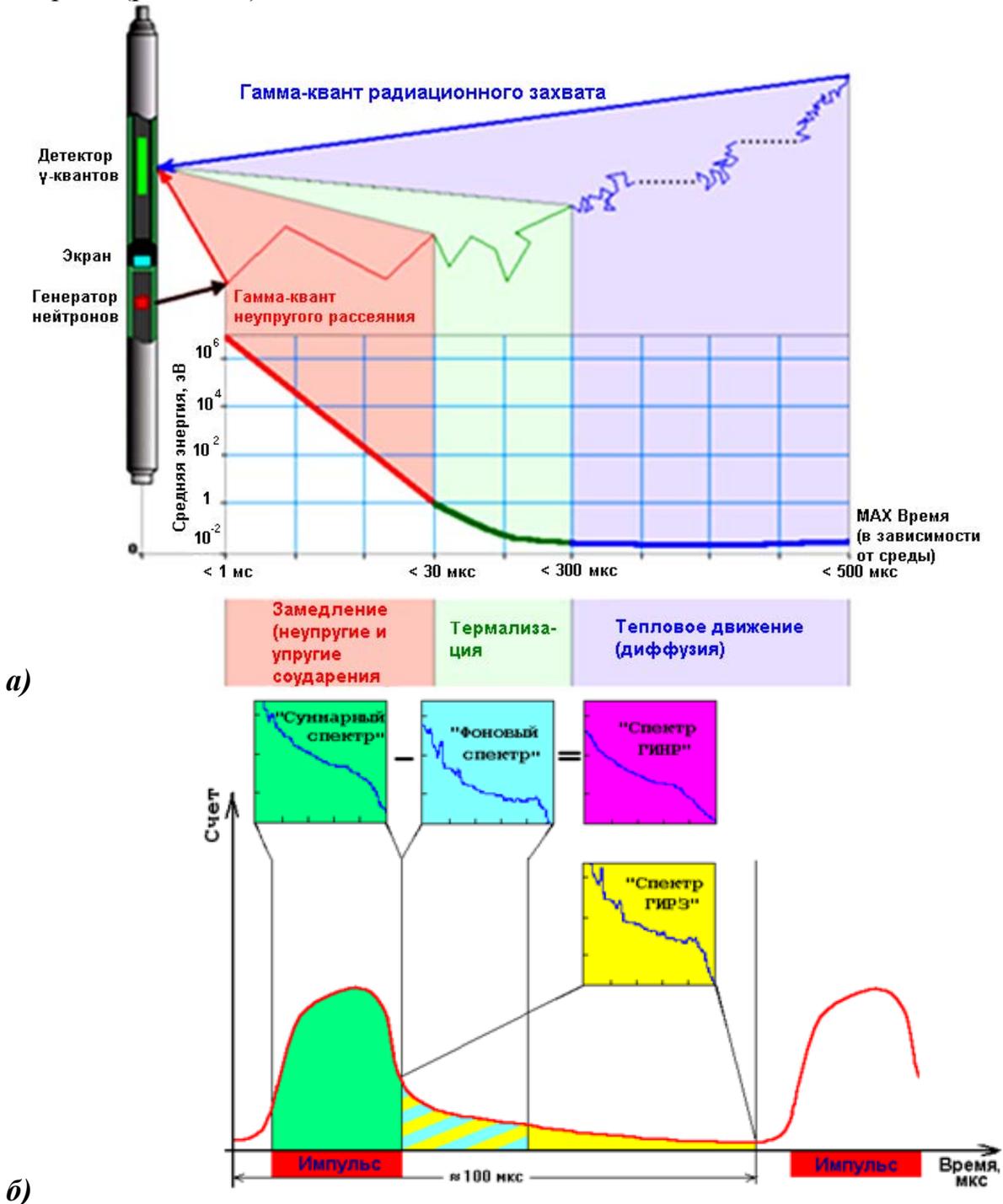


Рис.3.5 Примерные: *а* – «жизненный цикл» нейтрона; *б* – цикл измерений

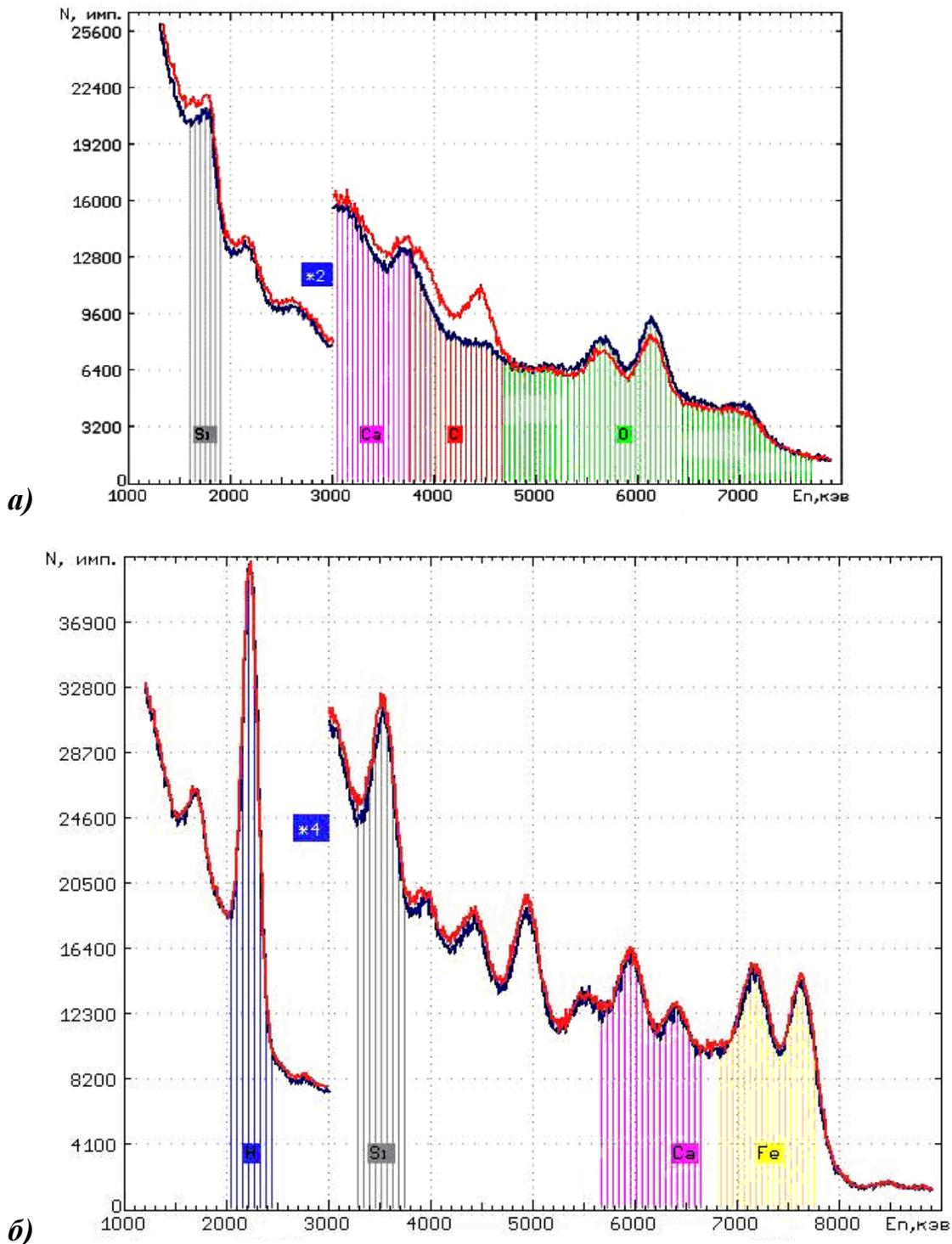


Рис.3.6 Примеры спектров: а – ГИНР в моделях песчаника пористостью 40%, насыщенного водой (синие линии) и дизельным топливом (красные линии); б – ГИРЗ в моделях песчаника пористостью 40%, насыщенного водой (синие линии) и дизельным топливом (красные линии). Аппаратура МАРКА-ИНГС

На практике определение текущей нефтенасыщенности осуществляется несколькими путями, различающимися принципиально: **1. По методикам, основанным на анализе отношений скоростей счета в энергетических окнах углерода и кислорода в спектре ГИНР.** **2. По методикам, основанным на разложении спектров ГИНР и ГИРЗ на элементные спектры.**

Соответствующим образом различаются и технологии, базирующиеся на вышеназванных методиках.

Все схемы по первой технологии базируются на том факте, что в спектрах ГИНР при использовании сцинтилляционных детекторов с энергетическим разрешением по линии Cs^{137} не хуже 11-12% в водонасыщенном песчанике отчетливо видны линии полного поглощения ГИНР кислорода, а в нефтенасыщенном песчанике – аналогичные линии углерода. Измеряя скорость счета в энергетических окнах углерода и кислорода получают соответствующие параметры, например, их отношение ($C/O_{ГИНР}$), являющееся функцией ряда величин – в том числе и содержания углерода. В предположении неизменности ряда факторов, таких, как пористость, глинистость, минеральный состав скелета коллектора, приращение кривой $C/O_{ГИНР}$ будет свидетельствовать об изменении нефтенасыщенности. Нормирование на так называемые литологические параметры позволяет вычислять нефтенасыщенность при определенных изменениях свойств коллектора. В качестве литологических параметров обычно выступают отношения $Ca/Si_{ГИНР}$ и $Ca/Si_{ГИРЗ}$, соответственно, отношения скоростей счета в энергетических окнах кальция и кремния в спектрах ГИНР и ГИРЗ. Однако при отсутствии в спектре излучения какого-либо элемента, например, углерода, в его энергетическое окно попадают рассеянные γ -кванты от более жесткого излучения других элементов, например, кислорода. Таким образом, отношение, в данном случае $C/O_{ГИНР}$, не будет равно нулю при нулевых содержаниях углерода. На практике применение данной методики сводится к совмещению кривых $C/O_{ГИНР}$ с какой-либо литологической кривой ($Ca/Si_{ГИНР}$ или $Ca/Si_{ГИРЗ}$) на опорном водоносном пласте. Приращения кривой $C/O_{ГИНР}$ относительно литологической кривой интерпретируются как увеличение нефтенасыщенности. Методика достаточно уверенно работает в условиях выдержанной литологии и сохранности условий измерений пластов опорного и исследуемого. Однако отсутствие на начало постановки работы методической базы для учета всей совокупности дестабилизирующих факторов приводит к существенным неконтролируемым ошибкам при проведении исследований коллекторов, отличающихся по литологии от опорных пластов.

Вторая технология базируется на решении уравнения: $A\vec{C} = \vec{J} + \vec{E}$, (3.3) где A – матрица коэффициентов, получаемая при калибровке (градуировке), $J = (J_1, J_2, \dots, J_n)$ – вектор-столбец скоростей счета в каналах γ -спектра в интервалах энергий $(E_{1,1}, E_{2,1}), \dots, (E_{1,n}, E_{2,n})$:

$$J_k = \int_{E_{1,k}}^{E_{2,k}} S_{ГИНР}(E) dE, \quad (3.4)$$

где $k = [1, n]$, $\vec{C} = (C, O, Si, Ca, \dots)$ – вектор-столбец содержаний углерода, кислорода, кремния, кальция и т.д., n – количество каналов спектра разложения, \vec{E} – вектор-столбец случайных ошибок. В качестве элементов вектора \vec{C} могут фигурировать объемные содержания нефти, воды, песчаника, глины и т.д.:

$$\vec{C} = (V_{нефть}, V_{вода}, V_{песч.}, V_{глина}, \dots). \quad (3.5)$$

Для использования данной методики на специальных моделях и методами

математического моделирования в едином энергетическом масштабе получают стандартные спектры γ -излучения для *H, C, O, Si, Ca, S, Cl, Fe*. Зарегистрированный спектр разлагается на стандартные спектры от каждого элемента, при этом получают «выходы элементов» – величины, пропорциональные вкладу стандартного спектра конкретного элемента в зарегистрированный спектр. По «выходу элемента» через коэффициент, учитывающий сечение взаимодействия нейтронов с данным элементом при существующих геолого-технических условиях, определяют концентрацию элемента.

Основная проблема применения такой методики – связать «выход элемента» с его концентрацией. Проведение измерения на низкой скорости и (или) в точечном режиме позволяет уменьшить статистическую погрешность определения «выхода элемента» до незначимого уровня. Однако незнание даже некоторых дестабилизирующих факторов из их широкого многообразия не позволяет точно рассчитать масштабный множитель для перевода «выхода элемента» в его концентрацию. Например, по данным, приведенным в табл.3.2, смена насыщенности в пласте с воды на нефть уменьшает вклад железа в спектр ГИРЗ на 0,9%, притом, что ни геометрия измерений, ни содержание железа в окружающей среде не изменились. На практике это приводит к грубым ошибкам определения текущей нефтенасыщенности.

Для определения текущей нефтенасыщенности предложена комплексная методика, сочетающая в себе основные преимущества методик «оконной» и разложения зарегистрированных спектров.

В общем случае коэффициент текущей нефтенасыщенности по данным отношения $C/O_{ГИНР}$ определяется по формуле: $k_{ум}^{C/O} = \frac{C/O - k \cdot Ca/Si - A}{D[C/O_n - C/O_g]}$, (3.6)

где C/O – отношение содержания углерода к кислороду в коллекторе; Ca/Si – литологическое отношение (поправка за литологию пласта); k и A – коэффициенты определяемые экспериментально; C/O_n и C/O_g – отношение C/O полученное в модели полностью насыщенной нефтью или водой соответственно.

Аппаратура для проведения C/O-каротажа

Скважинная аппаратура, предназначенная для работы в колонне, при отсутствии в ней лифтовых труб (НКТ) имеет диаметр около 90 мм. Приборы GST (Shlumberger), PSGT (Halliburton), MSI C/O (Western Atlas), АИМС (ООО «Нефтегазгеофизика», г.Тверь). Предназначены для определения текущей нефтенасыщенности по спектрам ГИНР. Они выполнены однозондовыми и их рабочий цикл оптимизирован для выделения спектров ГИНР. Характеризуются высокой частотой работы генератора нейтронов (10-20 кГц) и скважностью нейтронного импульса порядка 5-10. Скважинные приборы западных компаний, предназначенные для работы в действующих скважинах, имеют меньший диаметр, обеспечивающий их доставку в интервал исследований через колонну насосно-компрессорных труб. Скважинная жидкость, окружающая прибор в процессе каротажа, вносит в этом случае существенную погрешность в резуль-

таты измерений. Как один из способов снижения влияния скважины в конструкцию прибора введен второй зонд, оптимизированный на измерение спектров от ближней зоны. Одновременно двухзондовый прибор позволяет реализовать импульсный нейтронный каротаж по времени жизни нейтронов. Соответственно, временной режим работы таких приборов предусматривает генерацию нейтронов на частоте, позволяющей проводить измерения времени жизни нейтронов на временах 500-2000 мкс после нейтронного импульса.

Обычно в состав аппаратуры ИНГК-С входит модуль ИНГК-С и СГК. В комплекс исследований по скважинам со свободной колонной входит двухзондовый или многозондовый интегральный импульсный гамма-каротаж ИНГК.

Метрологическое обеспечение

Основу метрологического обеспечения аппаратуры ИНГК-С составляет ограниченный набор стандартных образцов горных пород с аттестованными значениями пористости, насыщенных водой различной минерализации и нефтью (дизельное топливо с плотностью $0,75 \text{ г/см}^3$), обеспечивающие градуировку, поверку и калибровку аппаратуры. Измерения на моделях обычно поддерживаются результатами теоретического моделирования. Однако целенаправленного подхода и количественной базы для учета влияния многообразных мешающих факторов, связанных с геолого-техническими измерениями, на сегодняшний день нет.

По результатам измерений на моделях оцениваются погрешности геофизических параметров *C/O*-каротажа и рассчитываются коэффициенты, необходимые для определения вещественного состава пород и насыщения порового пространства. В качестве примера в табл.3.3 приведены значения основных спектральных отношений для заданных вариантов энергетических окон.

Таблица 3.3

Результаты измерений ГСО – основные спектральные отношения ИНГК-С

Параметр	$\text{SiO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ (np.) $k_n = 40\%$	$\text{SiO}_2 + \text{C}_n\text{H}_n$ $k_n = 40\%$	$\text{SiO}_2 + \text{H}_2\text{O} + 100\text{NaCl}$ г/л $k_n = 40\%$	$\text{CaCO}_3 + \text{H}_2\text{O}$ (np.) $k_n = 36\%$	$\text{CaCO}_3 + \text{SiO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ (np.) $k_n = 16\%$	$\text{CaCO}_3 + \text{H}_2\text{O}$ (np.) $k_n = 0,8\%$	H_2O (np.) $k_n = 100\%$
<i>C/O</i>	1,43	1,83	1,43	1,71	1,67	1,74	1,25
<i>Ca/Si_{захв.}</i>	0,595	0,562	0,604	0,82	0,767	0,964	1,43
<i>Ca/Si_{неупр.}</i>	1,17	1,19	1,16	1,55	1,36	1,59	1,57

Применение метода ИНГК-С

Для успешного решения задачи определения текущего насыщения коллекторов необходимо использование комплекса методов **ядерно-физической спектрометрии**, включающей приборы: ИНГК-С+СГК и ИНГК (рис.3.7).

При этом по данным ИНГК-С проводится количественная оценка нефтенасыщенности коллекторов, по данным СГК – определение вещественного состава пород, по ИНГК – оценка пористости и газонасыщения пород.

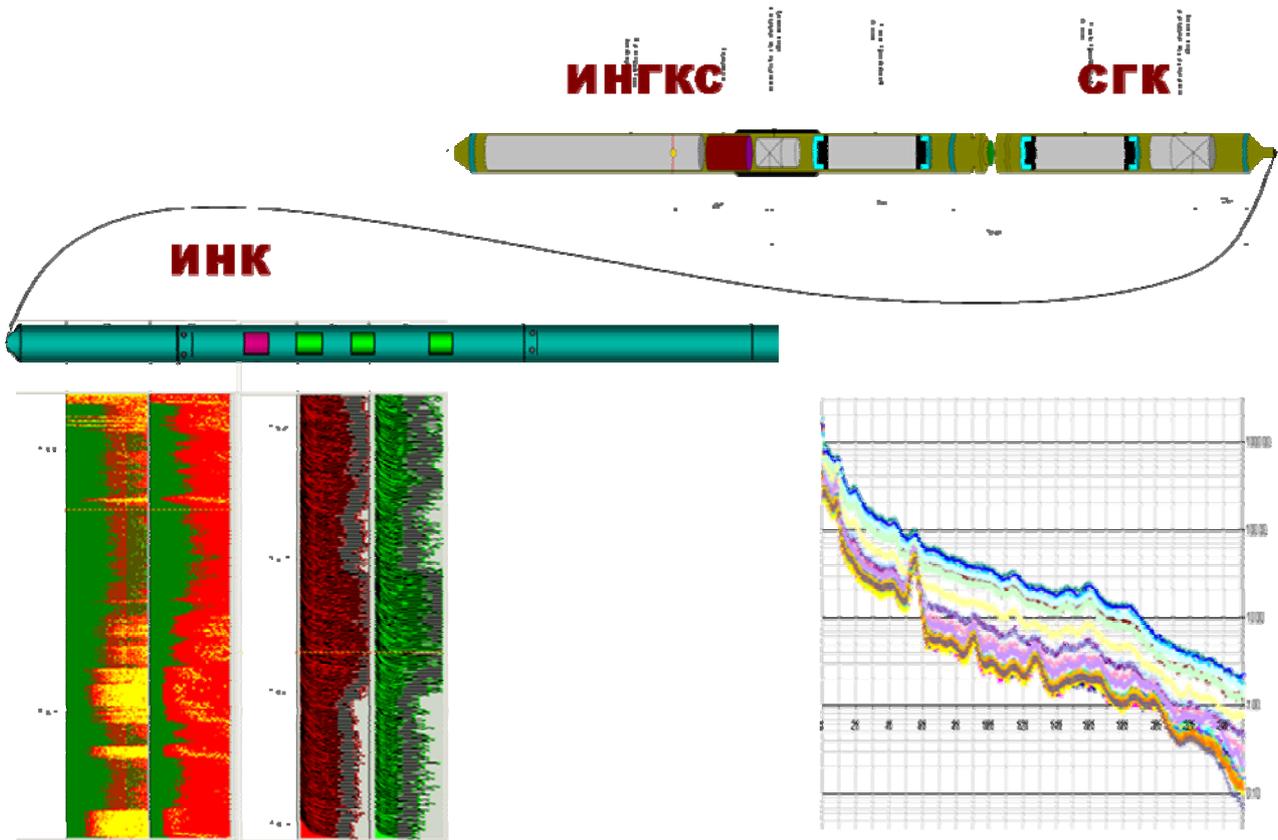


Рис.3.7.Типовой комплекс методов ядерно-физической спектрометрии

Радиус исследования, область применения и точность определения нефтенасыщенности по данным ИНГК-С. Реакция неупругого рассеяния нейтрона на ядрах элементов горных пород вероятна при $3 \text{ МэВ} < E_n < 14 \text{ МэВ}$. Одно-два неупругих взаимодействия и нейтрон теряет энергию, E_n становится ниже 3 МэВ , поэтому глубинность ИНГК-С по методу ГИНР составляет 8-16 см от стенки скважины, т.е. весьма ограничена. Глубинность ИНГК-С по методу ГИРЗ составляет 20-30 см.

Относительно невысокая глубинность исследования налагает определенные ограничения при применении *С/О*-каротажа. К ним относятся: **1. отсутствие зоны проникновения промывочной жидкости** (зона проникновения расформировалась); **2. исследования должны проводиться в коллекторах, не вскрытых перфорацией**; **3. Отсутствие заколонных перетоков в интервале исследуемых коллекторов**; **4. Состав жидкости в стволе скважины в интервале исследований не должен изменяться.**

Кроме этого, точность проведения *С/О*-каротажных исследований (как и всех радиоактивных методов) существенным образом зависит от статистики измерений. На статистику ГИНР и ГИРЗ оказывают влияние такие параметры, как диаметр скважины, степень минерализации промывочной жидкости, сечение захвата тепловых нейтронов и наличие обсадной колонны. Так минерализация в скважине влияет на статистическую точность отношения *С/О* при неупругом рассеянии нейтронов за счет увеличения фона ГИРЗ, что связано с содержанием хлора. Даже если минерализованная вода и не оказывает влияния на величину отношения *С/О*, она все равно влияет на точность его определения.

Наиболее благоприятное условие для проведения исследований – это скважины, заполненные пресной водой. Наличие нефти в скважине, а тем более смеси нефти с водой, приводит к увеличению ошибки определения нефтенасыщенности по результатам измерений. В этом случае ошибка определения нефтенасыщенности будет зависеть от того, насколько хорошо изучена смесь из нефти и воды в скважине. Последнее ограничение может быть снято при работе в колонне путем окружения скважинного прибора вытесняющей муфтой.

Обобщая вышесказанное, можно сделать вывод, что основным объектом использования *С/О*-каротажа являются обсаженные, остановленные скважины с расформированными зонами проникновения, заполненные (по степени ухудшения условий проведения исследований) пресной водой, минерализованной водой, нефтью, смесью вода-нефть. Для получения корректных результатов Заказчик при проведении *С/О*-каротажа должен обеспечить вышеуказанные условия, а также, путем проведения дополнительных каротажных исследований, гарантировать качество цементирования колонны, и как следствие, отсутствие заколонных перетоков в интервале исследования.

Необходимо отметить, что основным результатом интерпретации данных *С/О*-каротажа является текущая нефтенасыщенность. Для прогнозирования притока по результатам вычисленной нефтенасыщенности необходимо привлечение дополнительных данных, таких как фазовая проницаемость пласта, тип коллектора (гидрофобный или гидрофильный), минералогический состав породы, ее пористость, наличие остаточной воды и т.д. И только такой комплексный подход может дать желаемые результаты.

Кроме того, как показал производственный опыт, для количественного анализа данных, получаемых методами ИНК, необходима опорная информация в виде результатов ГИС открытого ствола и измерений в закрытом стволе. Наличие такой информации обеспечивает оценку качества данных ИНК-*С/О*, позволяет корректно определять емкостные характеристики пород.

Абсолютная точность определения k_{nm} составляет $\delta k_{nm} = \pm 15\%$. Если по данным ИНГК-*С* $k_{nm} = 40\%$, то значения нефтенасыщенности находятся в интервале $25\% < k_{nm} < 55\%$. Учитывая точность определения текущей нефтенасыщенности следует говорить не о количественном определении k_{nm} , а об оценке насыщения коллектора по 3-4 градациям. Например: $55\% < k_{nm} < 80\%$ – пласт с начальной нефтенасыщенностью; $40\% < k_{nm} < 60\%$ – пласт нефтенасыщенный затронутый заводнением; $20\% < k_{nm} < 50\%$ – нефтеводонасыщенный; $10\% < k_{nm} < 30\%$ – обводненный с остаточной нефтенасыщенностью.

Примеры применения комплекса. Результаты исследований комплексом двухзондового ИНК, СГК, ИНГК-*С* в сопоставлении с данными исследований открытого ствола приведены на рис. 3.8–3.10.

Исследования заводняющихся пластов БС Приобского месторождения позволили выделить текущий ВНК в верхнем коллекторе. По данным ГИРЗ удалось установить, что заводнение коллекторов происходит водой, хлоросодержание которой близко к пластовой воде (рис.3.8).

По сопоставлению данных исследований в открытом стволе и комплек-

сом ЯФМ нижний пласт слабо затронут заводнением. Прогноз дебита нефти выполнен по данным исследований методом ЯМК в сильном поле. Данные испытаний подтвердили результаты определения насыщения нижнего продуктивного пласта комплексом ядерно-физических методов (рис.3.9).

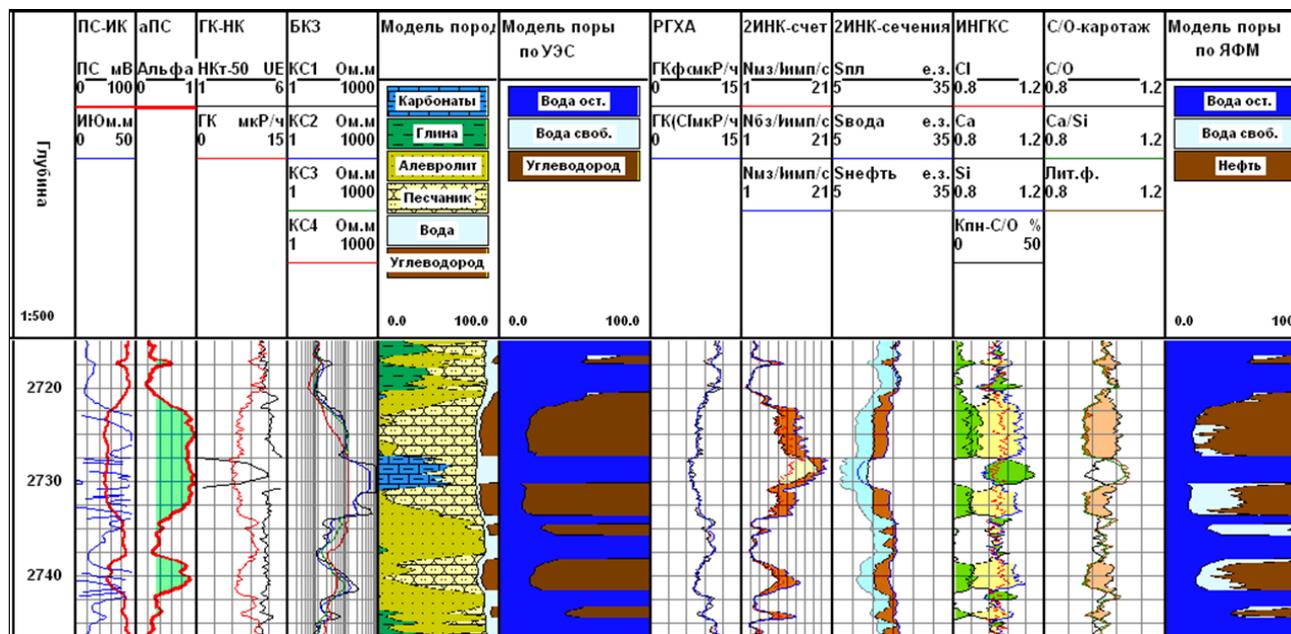


Рис.3.8. Результаты исследования методами ИНК, SGK, ИНК-С пластов БС Приобского месторождения.

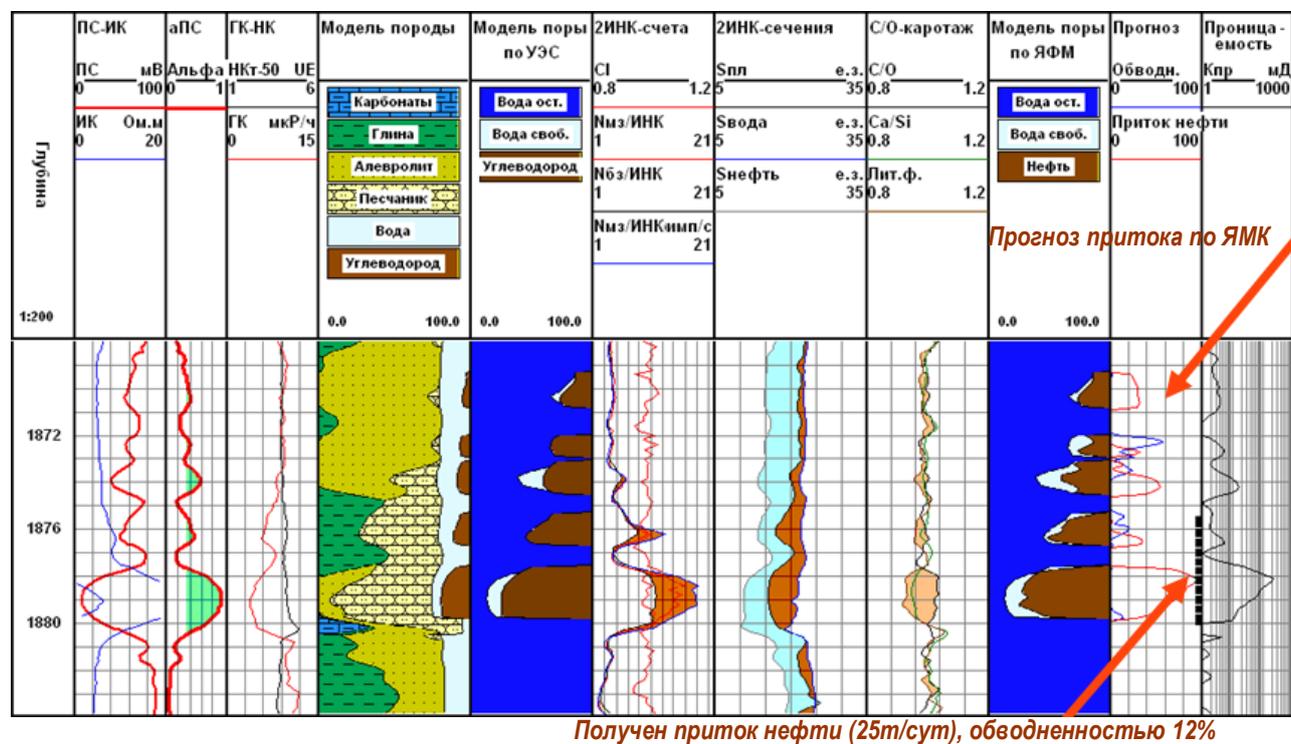


Рис.3.9. Результаты исследований комплексом ЯМФ терригенных коллекторов.

Исследования в наблюдательной скважине 2х и 4х зондовым ИНК, ИНГК-С, SGK позволили выделить текущие положения ГНК и ВНК и количественно оценить текущее нефтегазонасыщение коллекторов (рис.3.10).

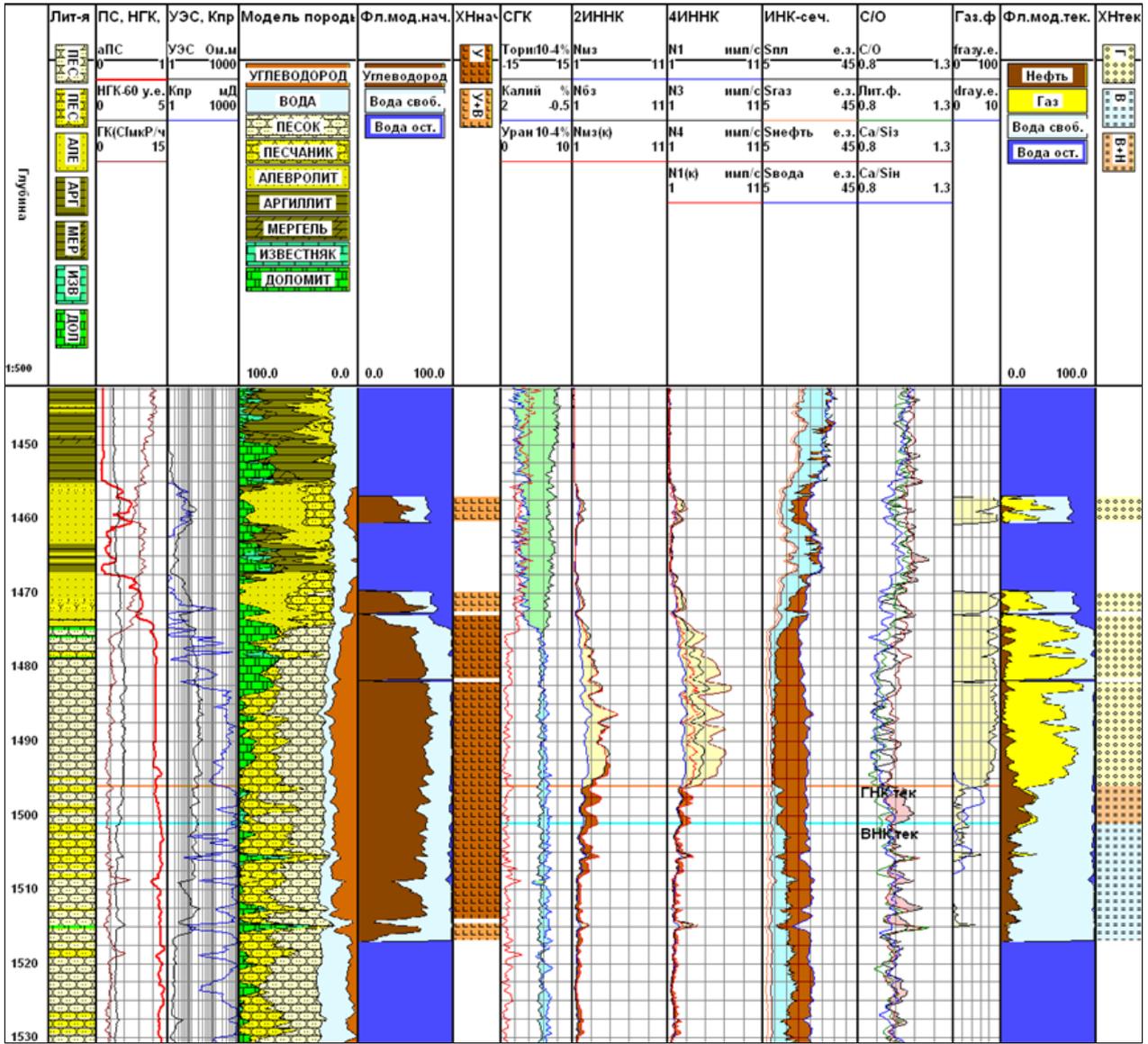


Рис.3.10. Интерпретация данных ИНГК-С+СГК в наблюдательной скважине.

4. АКУСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

4.1. Физические основы акустического каротажа

Акустические методы исследования разрезов скважин основаны на определении упругих свойств горных пород по данным наблюдений за распространением в них упругих волн.

Упругие волны: определения и условия распространения

Если в ограниченной области среды в течение некоторого короткого времени действует внешняя возбуждающая сила, то в результате в этой области среды возникает деформация, и будет наблюдаться перемещение частиц среды во всех направлениях от точки приложения возбуждающей силы, т. е. возникнет периодический процесс последовательного распространения деформации, который называется *упругой волной*. Этот процесс сопровождается переносом энергии упругой деформации без переноса вещества. *Деформацией* называют перемещение отдельных частиц среды относительно друг друга под действием внешних сил. Обратимые деформации, исчезающие после снятия нагрузки, называют *упругими*, в противном случае – *неупругими*. Среду, в которой нет перехода механической энергии колебаний в тепловую, называют *идеально упругой*. Горные породы в естественном залегании практически являются (по крайней мере, для тех напряжений, которые возникают при акустическом каротаже) *упругими телами*.

Упругие деформации можно разделить на деформации *растяжения* (сжатия), вызывающие изменение объема (без изменения формы), и деформации *сдвига*, обуславливающие изменение формы (без изменения объема).

Поверхность, отделяющая в данный момент времени область среды, в которой волна уже вызвала колебания частиц, от области, где возмущения еще не наблюдаются, называется *передним фронтом* (или фронтом) волны. Линию, вдоль которой происходит распространение волны, в каждой своей точке образующую прямой угол с фронтом волны в соответствующий момент времени, называют *лучом* волны.

В однородной изотропной безграничной твердой среде, обладающей упругостью объема и формы, распространяются упругие волны двух типов: продольные *P* и поперечные (сдвиговые) *S*. По форме фронта волны они могут быть плоскими, сферическими и цилиндрическими. Форма фронта определяется отношением размеров источника излучения к длине волны λ .

Если размеры (линейные или радиальные) излучающей поверхности превышают длину волны во много раз, то волна плоская. Вдоль пути распространения поверхность фронта плоской волны не изменяется; амплитуды колебаний и энергия волны в идеально упругой среде не изменяются; геометрический коэффициент расхождения равен нулю.

Фронт цилиндрической волны, сформированной источником, протяжен-

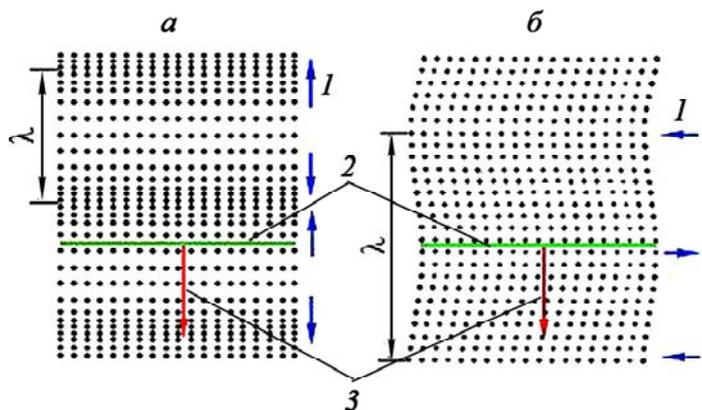
ность которого много больше его диаметра, увеличивается с расстоянием пропорционально удалению r от источника; убывание амплитуд пропорционально $r^{-1/2}$, убывание энергии – квадрату амплитуды. Размеры сферического излучателя много меньше длины волны; амплитуды волны убывают с удалением от источника пропорционально r^{-1} , энергия – r^{-2} . В приборах акустического каротажа размеры излучателей, по отношению к длине упругой волны в жидкости, находятся где-то в середине между цилиндрическим и сферическим. Принимается, что коэффициент убывания энергии находится в пределах от $3/2$ до 2 .

Тип волны (продольная, поперечная и т.д.) определяется двумя характеристиками: траекторией колебаний частиц среды и скоростью v её распространения в данной среде, затронутых волновым процессом. Другие характеристики волны – частота f и частотный спектр колебаний, амплитуды A , энергия E – весьма важны для её описания, особенно на фоне колебаний других волн, но не определяют физической сути волны.

В жидкостях и твердых телах упругие колебания распространяются в виде **продольной волны**. Продольная волна несет с собой только деформации объема. Распространение продольной волны представляет собой процесс перемещения зон растяжения и сжатия по направлению распространения волны (рис.4.1, а), при этом частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения. В продольной волне направления колебаний частиц параллельны направлению её распространения. Кроме того, в твердом теле образуется **поперечная волна**, которая связана с деформациями формы. Процесс распространения поперечной волны сводится к скольжению слоев среды относительно друг друга, при этом частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в направлении, перпендикулярном направлению распространения волны (рис.4.1, б). Жидкости не имеют формы, следовательно, невозможна ее деформация, т. е. поперечные волны, могут существовать только в твердых телах.

Рис.4.1. Схематическое изображение движения частиц в однородной изотропной бесконечно протяжённой твёрдой среде при распространении продольной (а) и поперечной (б) упругих волн:

λ – длина волны; 1 – направление смещения частиц от положения равновесия; 2 – фронт волны; 3 – направление распространения волны



В однородной изотропной безграничной среде все направления сдвиговых колебаний равноправны. Однако если имеется ограничивающая безграничную среду поверхность или поверхность разрыва в среде, под углом к которым распространяется поперечная волна (применительно к исследованиям скважин это будут стенка скважины, границы литологических пластов, крупные трещины или совокупности трещин), то возникает вопрос о направлении колебаний частиц среды по отношению к этим поверхностям. Волну, в которой направле-

ние колебаний частиц перпендикулярно ограничивающей поверхности, называют **вертикально поляризованной SV-волной**. Если колебания происходят в плоскости, параллельной границе раздела, то это **горизонтально поляризованная волна SH**. Поперечная SV-волна образуется при преломлении продольной волны **P** на упомянутых поверхностях. Волну **SH** трудно возбудить таким образом, так как в падающей **P** волне отсутствует компонента, перпендикулярная плоскости падения. В дальнейшем, если отсутствует специальная оговорка, будет идти речь о поперечной волне **SV** (или просто **S**) с вертикальной поляризацией.

Одной из важных характеристик кинематики упругой волны является скорость ее распространения. Эта скорость зависит от упругих свойств среды и типа волны. Для характеристики свойств идеально упругих однородных и изотропных сред обычно используется одна из следующих пар констант: модуль Юнга **E** (модуль продольной упругости) и коэффициент Пуассона ν (коэффициент поперечного сжатия); модуль сдвига **G** (коэффициент Ламе) и модуль всестороннего (объемного) сжатия (растяжения) **K**.

Если относительную объемную деформацию тела $\Delta V/V$ представить в виде суммы относительных линейных деформаций по осям координат

$$\frac{\Delta V}{V} = e_x + e_y + e_z,$$

то **модуль Юнга** будет коэффициентом пропорциональности между растягивающим (сжимающим) напряжением p_x (или p_y и p_z) и соответствующей ему относительной линейной деформацией e_x (или e_y и e_z):

$$e_x = \frac{1}{E} p_x. \quad (4.1)$$

Это выражение часто называют уравнением или законом Гука для линейных деформаций.

Коэффициент Пуассона – отношение относительных линейных деформаций тела в направлении, поперечном действию напряжения, к относительной линейной деформации в продольном направлении:

$$\nu = \frac{e_y}{e_x}. \quad (4.2)$$

Для случая всестороннего равномерного сжатия твердого тела закон Гука принимает вид:

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{3(1-2\nu)}{E} p = \frac{1}{K} p, \quad (4.3)$$

где $p = \frac{1}{3}(p_x + p_y + p_z)$ – среднее нормальное напряжение, **K** – **модуль всестороннего сжатия** (растяжения), определяющий пропорциональность между относительным объемным сжатием (растяжением) $\Delta V/V$ и действующими напряжениями p_x , p_y , p_z при условии их равенства и отсутствии других компонентов

напряжения:

$$K = \frac{E}{3(1-2\nu)}. \quad (4.4)$$

Модуль сдвига G определяет пропорциональность между сдвиговым (касательным) напряжением и сдвиговой деформацией:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)}. \quad (4.5)$$

Для идеально упругих изотропных горных пород скорости распространения продольных и поперечных волн можно выразить следующим образом:

$$v_p = \sqrt{\frac{E(1-\nu)}{\delta_n(1+\nu)(1-2\nu)}} = \sqrt{\frac{K+4G/3}{\delta_n}}, \quad v_s = \sqrt{\frac{E}{2\delta_n(1+\nu)}} = \sqrt{\frac{G}{\delta_n}}, \quad (4.6)$$

где δ_n – плотность породы. Соотношение скоростей продольной и поперечной волны $\frac{v_p}{v_s} = \sqrt{\frac{2(1-\nu)}{1-2\nu}}$. Поскольку коэффициента Пуассона ν изменяется в пре-

делах 0,04-0,5, всегда имеет место неравенство $\frac{v_p}{v_s} > \sqrt{2}$, а для наиболее типич-

ного значения $\nu = 0,25$, $\frac{v_p}{v_s} \approx 1,73$, т.е. скорость продольной волны всегда больше скорости поперечной волны.

Величину, обратную скорости распространения упругой волны в породе, принято называть **интервальным временем Δt** (мкс/м).

Наряду со скоростью распространения важной характеристикой волнового процесса является длина волны λ (м), представляющая собой пространственный период колебаний. Длина волны связана со скоростью v и частотой f колебаний $\lambda = v/f$. Длина волны определяет условия ее распространения. Например, продольные и поперечные волны распространяются в телах, геометрические размеры которых, по крайней мере, в 3 раза превышают длину волны. В стержнях и трубах, диаметр которых меньше λ , продольные колебания распространяются в виде волны растяжения.

Распространение упругих волн в горных породах сопровождается постепенным уменьшением их энергии вследствие физических процессов поглощения, рассеяния и геометрического расхождения. Поглощение вызвано эффектами внутреннего трения, теплопроводности и молекулярного поглощения среды и приводит к необратимому превращению энергии волны в другие виды энергии. При рассеянии энергия переходит в энергию волн других типов, возникающих под действием падающей волны. При АК регистрируют не энергию волн, а их амплитуды A , связанные с энергией выражением:

$$E = 2\pi^2 \delta^2 f^2 A^2.$$

Уменьшение амплитуды колебаний с увеличением расстояния от источ-

ника возбуждения до точки наблюдения для случая плоского фронта распространения упругой волны происходит по экспоненциальному закону:

$$A = A_0 \exp(-\alpha l),$$

где A_0 , A – соответственно амплитуды колебаний вблизи источника возбуждения и точки наблюдения, l – расстояние, пройденное волной, α – коэффициент поглощения (затухания) упругих волн. Коэффициент поглощения упругих волн является показателем потери энергии волн в горных породах вследствие указанных выше физических процессов.

$$\alpha = \frac{1}{l} \ln\left(\frac{A_0}{A_1}\right). \quad (4.7)$$

Наиболее распространенная единица измерения коэффициента поглощения – децибел на метр (дБ/м).

В горных породах на частотах АК эффективное затухание продольной и поперечной волн вызвано в большей степени рассеянием, чем поглощением. Поэтому амплитуды и эффективное затухание используют для выделения в породах различных неоднородностей, в первую очередь трещин, каверн, границ пластов.

Упругие волны, распространяющиеся в скважине и около скважинном пространстве, основные типы информативных волн

Волновые пакеты, регистрируемые при акустическом каротаже, содержат колебания многих типов волн, которые возникают при преломлении и отражении первичной упругой волны, возбужденной излучателем прибора, на стенке скважины, границах пластов и других (для волны) препятствиях.

Рассмотрим распространение упругих волн через плоскую границу двух сред 1 и 2 с разными акустическими свойствами. Предположим, что в среде 1 распространяется продольная упругая волна (она может быть и поперечной). Когда упругая волна P_1 в среде 1 , называемая **падающей**, достигает границы раздела, происходит ее отражение и преломление (рис.4.2). За счет энергии падающей волны образуются **вторичные** волны, которыми являются **отраженные** волны – продольная P_1P_1 и поперечная P_1S_1 и **проходящие** волны – продольная P_1P_2 и поперечная P_1S_2 . В физике проходящие волны называются также **преломленными**. Вторичные волны, имеющие такой же тип, как и падающая волна (в нашем случае продольная) называются **монотипными**, а отличающиеся от типа падающей волны – **обменными**.

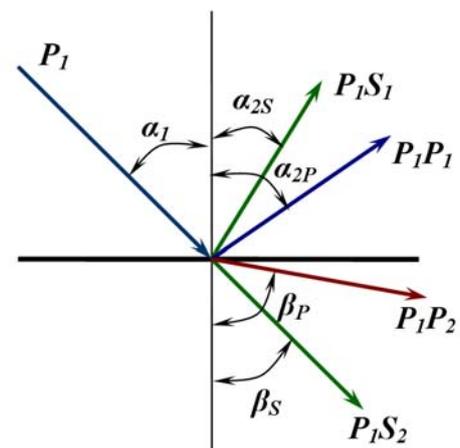


Рис.4.2. Преломление и отражение волн на границе двух сред

При отражении и преломлении изменяется направление фронта и луча волны (рис.4.2). Между направлениями падающей и проходящей волн существ-

вует следующее соотношение (закон преломления): $\sin \alpha_1 / v_1 = \sin \beta / v_2$, где α_1 – угол падения (угол между лучом падающей волны и перпендикуляром к границе раздела); β (β_P и β_S на рис.4.2) – угол преломления (угол между лучом проходящей волны и перпендикуляром к границе раздела); v_1 и v_2 скорости распространения волн в средах *1* и *2*.

При $v_2 > v_1$ и некотором критическом угле падения $\alpha_{кр}$, удовлетворяющем условию $\sin \alpha_{кр} = v_1 / v_2$, угол преломления $\beta = 90^\circ$ и луч проходящей волны скользит в среде *2* вдоль границы раздела. Такой случай преломления называется *полным внутренним отражением*. При акустическом каротаже наибольший интерес представляют волны, возникающие в результате полного внутреннего отражения.

Отраженные волны образуются в том случае, если *волновое сопротивление* (произведение скорости на плотность среды) у одной среды больше, чем у другой. Углы α_1 и α_2 (α_{2P} и α_{2S} на рис.4.2), которые составляют падающий и отраженный лучи с перпендикуляром к границе раздела (угол падения и угол отражения) связаны между собой формулой $\sin \alpha_1 / \sin \alpha_2 = v_1 / v_{ом}$, где $v_{ом}$ – скорость отраженной волны. В случае отражения монотипной волны ($v_{ом} = v_1$) угол отражения равен углу падения.

Обычно большая часть энергии падающей волны расходуется на образование вторичных волн того же типа, поэтому энергия обменных волн, особенно отраженных, значительно меньше, чем монотипных. Соотношения между амплитудами падающей, отраженной и преломленной волн определяется волновыми сопротивлениями сред.

Максимальные скорости *P* и *S* волн в горных породах соответственно 7300 и 4200 м/с, а скорость волны в жидкости 1500-1750 м/с. Минимальные значения критических углов для этих условий составляют: для продольной волны – $11^\circ 50'$, для поперечной – $20^\circ 55'$.

При наличии нескольких сред указанные явления возникают на каждой границе раздела, причем как для прямых волн, идущих непосредственно от источника возбуждения, так и для отраженных и преломленных волн. Все это значительно усложняет распространение волн в изучаемых средах. Кроме того, в средах с поверхностями раздела существуют так же *поверхностные* волны, распространяющиеся в тонком слое у границы раздела.

Чтобы получить представление о принципе скважинных измерений акустическим методом, рассмотрим распространение упругих волн в идеализированных скважинных условиях от сферического излучателя *И*. При этом предполагается, что излучатель и приемник колебаний расположены на оси скважины с постоянным диаметром, пересекающей пласт неограниченной толщины и заполненной однородной промывочной жидкостью. В этом случае наблюдается следующая картина распространения упругих волн, испускаемых излучателем.

При возникновении в момент времени $t = 0$ импульса упругих колебаний от излучателя по промывочной жидкости начинает распространяться **прямая продольная волна P_1 (гидроволна)**, имеющая сферический фронт (рис.4.3). Через некоторое время t_1 волна P_1 , достигнув стенки скважины (граница раздела двух сред), образует две проходящие волны: продольную P_1P_2 и обменную поперечную P_1S_2 . Кроме того, из-за разности волновых сопротивлений породы и промывочной жидкости в последней возникает отраженная (продольная) волна P_1P_1 . Волна P_1P_2 распространяется в породе со скоростью v_{P2} превышающей скорость распространения прямой волны в промывочной жидкости v_{P1} . Обменная поперечная волна P_1S_2 распространяется в породе со скоростью v_{S2} .

Рис.4.3. Распространение упругих волн от расположенного в скважине импульсного сферического излучателя:

фронты волн в последовательные моменты времени t_1, t_2, \dots, t_{n+2}

- — падающей (прямой) P_1 ,
- - - — проходящей продольной P_1P_2 ,
- - - - - — головной продольной $P_1P_2P_1$,
- — путь распространения колебаний

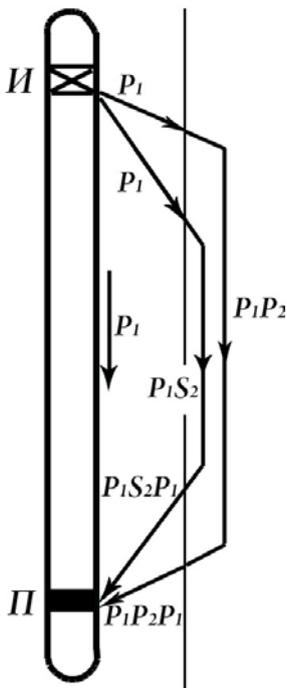
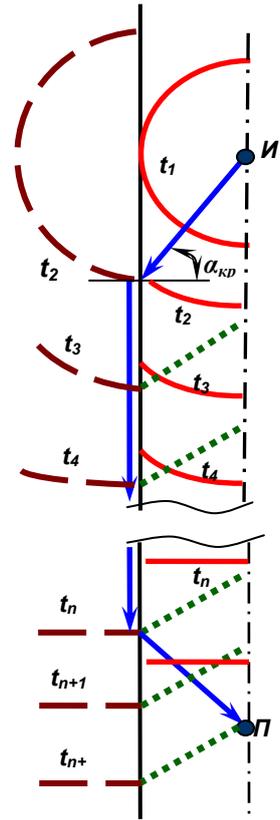


Рис.4.4. Схематическое изображение траекторий волн, возникающих в скважине

С некоторого момента времени t_2 , когда фронт волны P_1 образует со стенкой скважины критический угол $\alpha_{кр}$, фронт проходящей продольной волны P_1P_2 становится перпендикулярным к границе раздела скважина – пласт, и волна P_1P_2 начинает скользить со скоростью v_{P2} вдоль этой границы. Так как $v_{P2} > v_{P1}$ волна P_1P_2 с момента времени t_3 начинает обгонять прямую P_1 и отраженную P_1P_1 волны.

При дальнейшем своем движении волна P_1P_2 вызывает колебания в промывочной жидкости, что приводит к образованию новой волны – **головной (преломленной) продольной $P_1P_2P_1$** .

Аналогично распространяется и обменная поперечная волна P_1S_2 , вызывая в промывочной жидкости образование **головной поперечной волны $P_1S_2P_1$** . Необходимо отметить, что головная волна $P_1S_2P_1$ в промывочной жидкости распространяется как продольная, так как поперечные волны могут существовать только в твердых телах.

Распространение колебаний волн $P_1P_2P_1$ и $P_1S_2P_1$ от излучателя до приемника происходит по пути скважина – порода – скважина, а прямая волна P_1 распространяется только по скважине между излучателем и приемником (рис.4.4), т. е. ее путь несколько меньше, чем в первом случае, причем разница эта зависит от диаметра скважины. Следовательно, только

при достаточно большом расстоянии между приемником и излучателем волны $P_1P_2P_1$ и $P_1S_2P_1$ обгоняют волну P_1 , соответственно, продольная головная волна первой достигает приемника, затем поперечная, а прямая волна приходит последней. В противном случае волновая картина, зарегистрированная приемником, трудночитаема.

Наличие границ и поверхностей раздела разных сред приводит к появлению поверхностных волн. Их свойства различаются на свободной границе изотропной непористой твёрдой среды, на ее границе с жидкостью и другой твёрдой средой, а также в случае, когда твёрдая среда оказывается пористой и соприкасается с другой пористой средой.

На границе твёрдой среды с жидкостью возникает поверхностная незатухающая **волна Стоунли St** (так её принято называть по аналогии с первоначально определённой волной Стоунли на границе двух твёрдых сред). Она состоит из слабо неоднородной волны в жидкости, амплитуды которой медленно убывают при удалении от границы, и двух сильно неоднородных волн – продольной и поперечной – в твёрдом теле. Энергия волны локализована, в основном, в жидкости. Скорость волны Стоунли меньше скоростей распространения упругих волн в обеих средах, то есть $v_{St} < v_p, v_s, v_{жс}$. Теоретически показано, что если $v_s > v_{жс}$ и частота колебаний стремится к нулю, то

$$v_{St} = \frac{v_{жс}}{\sqrt{1 + \delta_{жс} v_{жс}^2 / \delta v_{SV}^2}}, \quad (4.8)$$

где $\delta_{жс}$ и δ – плотности жидкости и твёрдой среды соответственно. В этой формуле v_{SV} соответствует скорости поперечной волны SV с вертикальной поляризацией (перпендикулярно к оси скважины), распространяющейся вдоль оси скважины. Для распространения незатухающей волны Стоунли необходимо, чтобы выражение под корнем было больше единицы. Так как применительно к горным породам в большинстве случаев $\delta_{жс}/\delta \approx 1/2$, то условие распространения незатухающей волны определится, как $v_{SV} \geq 0,7v_{жс}$. При меньших значениях v_{SV} волна Стоунли вырождается.

Видимая частота колебаний волны Стоунли, регистрируемых приборами АК, находится в пределах 2-7кГц. Амплитуды волны в 3-6 раз больше амплитуд поперечной головной волны в высокоскоростных разрезах и примерно во столько же раз больше амплитуд продольной головной волны в низкоскоростных разрезах.

В обсаженной скважине в интервалах свободной незацементированной колонны, которую можно представить в виде свёрнутой в цилиндр пластины, распространяется **продольная волна Лэмба (L)**. Эта волна по своей природе близка к нормальным волнам, распространяющимся в пластинах и стержнях, размеры которых ограничены по одной или двум (декартовым) осям.

Симметричная продольная волна Лэмба соответствует продольной волне в неограниченном пространстве. В ней преобладает продольная компонента смещения. Фазовая скорость v_L волны Лэмба меньше скорости продольной волны в неограниченном пространстве и определяется выражением:

$$v_L = v_P \sqrt{(1-2\nu)/(1-\nu)^2} . \quad (4.9)$$

В работах по акустической цементометрии волна Лэмба носит название «*волна по колонне*».

Таким образом, волновые пакеты, регистрируемые при акустическом каротаже (рис.4.5), содержат колебания многих типов волн, которые возникают при преломлении и отражении первичной упругой волны, возбуждённой излучателем прибора, на стенке скважины, границах пластов.

Информативными волнами в пакете являются: головные продольная ($P_1P_2P_1$) и поперечная ($P_1S_2P_1$), распространяющиеся в породах; поверхностная волна Стоунли (St), распространяющаяся вдоль границы скважинная жидкость – стенка скважины; в обсаженной скважине также волна Лэмба (волна по колонне), область существования которой представлена телом обсадной колонны.

Часть волнового пакета, занимающая временной интервал от первого вступления поперечной головной волны до последних колебаний волны Стоунли, наиболее изменчива. Типы волн, которые удаётся выделить в этом интервале, зависят от упругих свойств пород и скважинной жидкости, частот возбуждаемых колебаний и затуханий упругих волн в обеих средах. В классическом представлении за поперечной волной следуют малоамплитудные быстрозатухающие и наиболее высокочастотные колебания прямой продольной волны P_1 , распространяющейся в скважинной жидкости (рис.4.5). Последующие колебания волны в жидкости прерываются наиболее интенсивными в большей части разрезов, низкочастотными колебаниями волны Стоунли St .

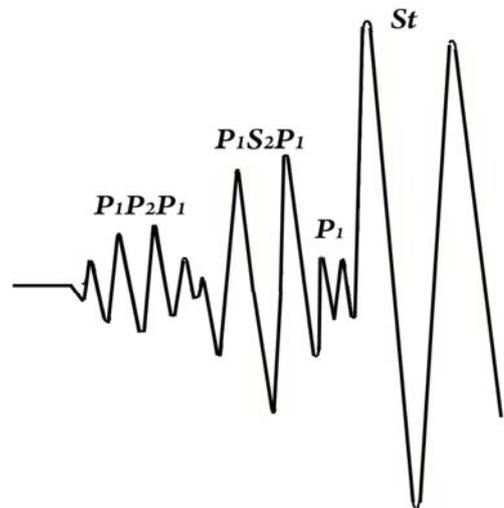


Рис.4.5. Форма акустических сигналов, регистрируемых при АК

Помимо основных типов информативных волн, перечисленных выше, в волновых пакетах АК присутствуют также колебания других типов волн, в первую очередь, отражённых и обменных. Их невозможно обнаружить невооружённым глазом в волновых пакетах, но они легко идентифицируются на фазо-корреляционных диаграммах.

4.2. Аппаратура акустического каротажа

При акустическом каротаже в скважину опускают глубинный прибор (зонд), соединенный с наземной аппаратурой каротажным кабелем. При подъеме (или спуске) зонда в скважине с заданной периодичностью возбуждают и принимают упругие колебания, которые после их преобразования в электрические сигналы и усиления передают на поверхность в наземную аппаратуру для записи информации.

Аппаратура для акустических исследований скважин содержит следующие основные элементы: 1) излучатели, предназначенные для возбуждения колебаний в окружающей среде; 2) приемники, предназначенные для приема упругих волн; 3) акустические изоляторы, предназначенные для подавления энергии упругих волн, распространяющихся целиком или частично по корпусу глубинного прибора; 4) электронные, электрические узлы и цепи, предназначенные для синхронизации, генерирования, усиления, регистрации поступающих из скважины электрических сигналов; 5) центраторы.

Излучатели и приемники упругих колебаний

Для возбуждения и приема упругих волн используют электроакустические преобразователи, преобразующие электрическую энергию в энергию упругих колебаний среды (излучатели) и обратно (приемники). В приборах АК обычно используются магнитострикционные и пьезоэлектрические преобразователи.

В ***магнитострикционных*** преобразователях используются ферромагнитные вещества (железо, никель, кобальт, ферриты и др.), изменяющие свою форму и размеры под действием переменного магнитного поля. Для приборов АК преобразователи изготавливают из сплава кобальта с железом при небольших добавках других ферромагнитных металлов (пермендюра).

Магнитостриктор выполняется в виде полого цилиндра, собранного из тонких электрически изолированных друг от друга пластин магнитострикционного материала. В последнее время используют цилиндрические витые преобразователи из нескольких витков тонкой ленты. Вокруг цилиндра намотана возбуждающая обмотка. При пропускании через обмотку переменного электрического тока в ней создается переменное магнитное поле, под действием которого магнитостриктор колеблется, вызывая в окружающей среде упругие волны. При работе в режиме приема описанные процессы протекают в обратном направлении.

В цилиндрических преобразователях упругие волны излучаются и принимаются наружной и внутренней цилиндрическими поверхностями. Собственная частота механических колебаний магнитостриктора определяется его геометрическими размерами. В приборах АК применяют цилиндрические излучатели высотой 60-80 мм и средним диаметром 60-70 мм.

Магнитострикционные преобразователи обладают высокой механической прочностью и высоким (0,4-0,5) коэффициентом преобразования электрической энергии в акустическую и наоборот. Сравнительно низкие (1000 В) электрические напряжения, необходимые для возбуждения магнитострикторов, обусловили их широкое применение в качестве излучателей. Магнитострикционные преобразователи из пермендюра работоспособны при температурах до 1173 К.

Пьезоэлектрические преобразователи в качестве активного элемента содержат вещества, испытывающие деформации сжатия и сдвига под действием электрического поля. Наоборот, механическая деформация такого вещества

приводит к его электрической поляризации – появлению на электродах электрического напряжения, пропорционального механическому напряжению и меняющему свой знак вместе с ним. Оба явления соответственно носят название обратного и прямого пьезоэлектрического эффекта.

Пьезоэлектрический эффект известен для более тысячи типов кристаллов. Из них в АК применяют пьезокерамику на основе титаната бария, цирконат-титаната свинца и др. Интенсивность излучения пьезокерамики ниже, чем у магнитострикторов, вследствие чего они применяются в качестве излучателей реже, чем магнитострикционные материалы. В различных приборах АК используют цилиндрические излучатели диаметром 60-70 мм и приемники, выполненные в виде сферы диаметром 30-50 мм. Обычно применяют приемники, резонансные частоты которых на порядок выше частот излучателей, благодаря чему они передают принимаемые сигналы с минимальными искажениями (широкополосные приемники).

Пьезоэлектрические преобразователи устанавливают в приборах АК в жестких оболочках, защищающих их от механических повреждений. Преобразователи из титаната бария работоспособны при температурах до 393 К, из цирконат-титаната свинца до 578 К.

В современных приборах АК применяют два типа преобразователей: *монопольные* и *дипольные*. Монопольные преобразователи, которые могут быть сферическими, цилиндрическими и т.д., применяют для возбуждения объёмных волн, в первую очередь *P* и *S*, которые распространяются одинаково во всех направлениях. Дипольные преобразователи предназначены для возбуждения и приёма узконаправленных (в выделенном секторе) поперечных волн. Низкая чувствительность этих преобразователей к объёмным волнам обеспечивает регистрацию колебаний поперечной волны, когда скорость её распространения меньше скорости волны в жидкости. При малых размерах излучателей (по сравнению с длиной возбуждаемой волны), монопольный преобразователь возбуждает в жидкости волну, фронт которой близок к сферическому, а дипольный – направленную волну, энергия которой быстро уменьшается по фронту. Диаграмма направленности дипольного излучателя и фронт возбуждаемой волны, имеет вид восьмерки. Преломившись на стенке скважины, обе волны (сферическая и узконаправленная) возбуждают в высокоскоростных породах объёмные продольные и поперечные колебания в первом случае и преимущественно поперечные колебания во втором. Реализация в скважинном приборе дипольных преобразователей достигается применением двух монопольных преобразователей, пульсирующих в противофазе и расположенных друг от друга на расстоянии, малом по сравнению с длиной волны.

Акустические изоляторы

При акустическом каротаже требуется защита приемников от прямых упругих колебаний (помех), проходящих от излучателя по корпусу прибора, либо по корпусу и горной породе. Для этого между излучателем и приемником волн

размещают акустические изоляторы, обладающие высоким коэффициентом затухания в полосе частот волн-помех и (или) большим временем задержки, которые обеспечивают их приход к приемнику позже полезных волн, регистрируемых в используемой модификации акустического метода.

Зонды акустического каротажа

Трехэлементные зонды состоят из импульсного излучателя и двух расположенных на некотором расстоянии от него приемников, воспринимающих колебания (рис.4.6). В трехэлементном зонде вместо двух приемников могут быть установлены два излучателя. Излучатель соответственно заменяется приемником. При такой взаимной перемене мест излучателей и приемников сущность зонда сохраняется.

В трехэлементном зонде расстояния между разноименными преобразователями (излучатель–приемник) называют длинами двухэлементных зондов, а расстояние между одноименными преобразователями (между двумя излучателями или приемниками) определяет базу зонда S . Точки записи трехэлементного зонда относят соответственно к серединам базы и длин зондов; все три точки записи смещены друг относительно друга. Наиболее распространенными являются приборы с базой 0,5 м и расстоянием между излучателем и приемником 1-1,5 м.

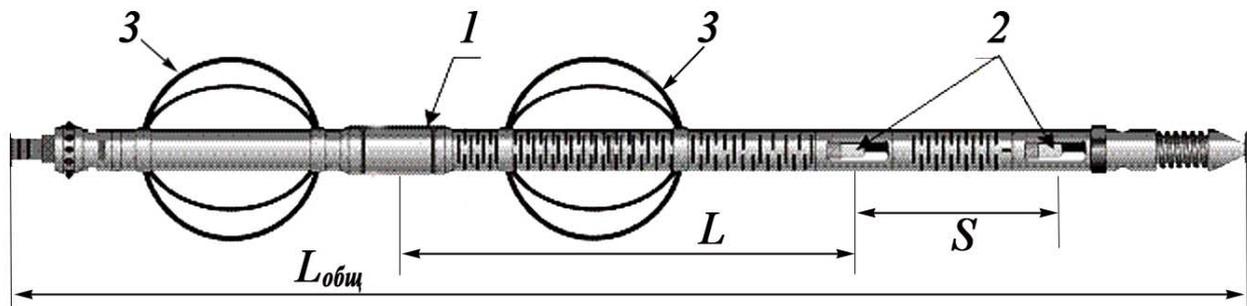


Рис.4.6. Схема трехэлементного зонда АК:

1 – излучатель, 2 – приемник, 3 – центраторы; S – база зонда, L – расстояние от излучателя до первого приемника, $L_{общ}$ – общая длина зонда

Компенсированные четырехэлементные зонды (два излучателя и два приемника). В этих зондах расстояние от излучателя до ближайшего приемника составляет 0,915-1,0 м, а база зонда (расстояние между приемниками) – 0,5-0,61 м. Часто компенсированный зонд содержит третий приемник, обеспечивающий специфические технологические решения: фиксацию муфт обсадной колонны при любом качестве сцепления цемента с колонной, запись ФКД на стандартной по длине базе зонда (1,5 м).

Собственная частота колебаний излучателей трех- и четырехэлементных зондов в основном составляет 20-25 кГц.

Многозондовая аппаратура волнового акустического каротажа ВАК содержит один широкополосный монополюсный излучатель, возбуждаемый на

частотах 2,5-25 кГц, один или два дипольных излучателя с собственной частотой колебаний 3-5 кГц и несколько monopольных и дипольных приемников. Это позволяет организовывать в процессе одной спускоподъемной операции работу нескольких разночастотных измерительных зондов, оснащенных monopольными преобразователями и обладающими различной чувствительностью к P , S и St волнам, и дипольного зонда. Такие приборы обеспечивают раздельную регистрацию параметров продольной (на частотах 20, 12 и 8 кГц), поперечной (8 кГц и дипольным зондом) и Стоунли (2,5 кГц) волн в открытых и обсаженных скважинах.

Важнейшим требованием при проведении скважинных измерений аппаратурой АК является строгая центровка скважинного прибора относительно оси скважины. Для выполнения этого требования в комплект аппаратуры входят три типоразмера рессорных центраторов, которые применяют в зависимости от диаметра исследуемой колонны.

4.3. Способы регистрации акустических сигналов

В современных типах аппаратуры АК упругие колебания, принятые приемником, усиливаются в скважинном приборе и передаются на поверхность в виде волновых картин. В наземной аппаратуре производится дополнительное усиление сигналов и их регистрация в цифровом виде. Форма вывода полного сигнала, регистрируемого при акустическом каротаже представляется или в виде фазокорреляционных диаграмм (ФКД) или в виде волновых картинок (ВК). Наиболее приемлемая для интерпретации форма записи – модуляция ширины фазовых линий амплитудой сигнала (ФКД).

Фазокорреляционные диаграммы позволяют получить общее представление об изменении поля по разрезу скважины путем прослеживания видимых периодов сигнала и их смещений по оси времени. ФКД является достаточно помехоустойчивым видом записи, так как запись ведется с накоплением полезного сигнала на фоне помех. Фазокорреляционные диаграммы представляют собой упрощенное отображение зарегистрированных волновых пакетов. Их получают для каждого двухэлементного измерительного зонда фиксированием на временной оси t выбранных фаз колебаний (обычно максимумов) при каждом срабатывании излучателя и отображением положений этих фаз в функции глубины скважины на экране монитора или на твердой копии. Для передачи динамических характеристик (амплитуд) колебаний фазовые линии ФКД модулируют цветом. ФКД содержат количественную информацию о кинематических характеристиках и частотах всех типов волн возникающих в скважине. Времена распространения, скорости, ви-

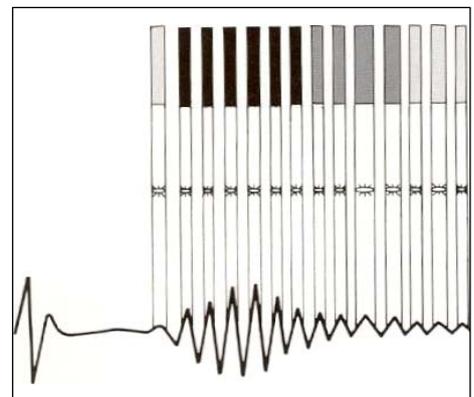


Рис.4.7. Схема формирования картинка ФКД

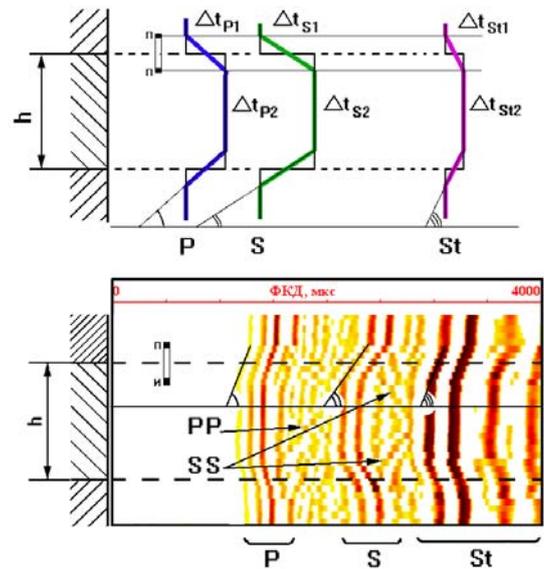
димые периоды и частоты волн оценивают по ФКД с использованием тех же алгоритмов, что и для ВК; динамические параметры по ФКД количественно можно оценить только при компьютерной обработке. При обработке материалов акустического каротажа ФКД служат для выделения основных типов волн и для прослеживания их по разрезу путем прочерчивания вступлений отдельных типов волн.

Принципы выделения основных типов волн на ФКД

Выделение основных типов волн осуществляется на волновых картинах и ФКД с учетом *кинематических* (время вступления, интервальное время) и *динамических* (амплитуда, видимый период) характеристик. В необсаженной скважине (при правильном выборе длины зонда, мощности излучателя) первой приходит продольная волна и ее выделение трудностей не представляет. Вступление поперечной волны (если $v_{жс} < v_s$) следует искать в интервале времени, в 1,7-2,2 раза большем времени вступления продольной волны. В разрезе с высокой скоростью ($v > 4$ км/с) поперечная волна характеризуется также значительно большей (в 5-10 раз) амплитудой, чем продольная волна, а видимый период S волны в 1,2-1,5 раза больше, чем P волны. В разрезе с низкой скоростью амплитуда P волны снижается, а в трещиноватых породах становится еще меньше (вплоть до полного исчезновения).

Рис.4.8. Схема выделения волн различных типов на фазокорреляционных диаграммах:

а – теоретические кривые; б – фазокорреляционная диаграмма; PP и SS – отражённые продольная и поперечная волны соответственно



Выделение на ФКД фазовых линий, принадлежащих волнам различных типов, производят на границах пластов с контрастными значениями скоростей (интервальных времен Δt_P , Δt_S , Δt_{St}) P , S , St и других волн. Разные значения приращений $(\Delta t_{P2} - \Delta t_{P1})$, $(\Delta t_{S2} - \Delta t_{S1})$, и т.д. обуславливают на ФКД для каждой волны только ей присущий наклон фазовых линий на границе двух пластов (рис.4.8). Это позволяет однозначно идентифицировать волны разных типов на границах. Принадлежность фазовых линий определенным типам волн против однородных пластов достигается их прослеживанием на ФКД между верхней и нижней границами пластов.

На ФКД имеется дополнительный признак поперечных волн: разность времен прихода поперечных волн для двух пластов с различными свойствами выше, чем для продольных волн с большей скоростью, и поэтому скачок фазовых линий на границе пластов у поперечных волн, имеющих меньшую скорость, более крутой по сравнению с продольными волнами.

При первичной интерпретации данных АК, путем прослеживания первой положительной фазы колебаний на ФКД по каждому измерительному зонду, получают кривые:

– **времени первого вступления** (t_1 и t_2) первой положительной фазы колебаний упругих волн,

– **амплитуды** (A_1 и A_2) первой положительной фазы колебаний упругих волн или декременты затухания (ослабление) (d_1 и d_2) соответствующих амплитуд A

упругих волн $d = 20 \lg \frac{U_0}{A}$.

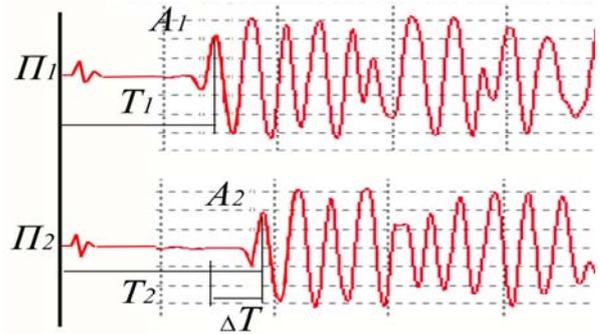


Рис.4.9. Параметры упругих волн, регистрируемых трехэлементным зондом

Вычисляются **интервальное время** $\Delta t = \frac{t_2 - t_1}{S}$ и **коэффициент затухания** α

амплитуды волн на базе зонда S $\alpha = \frac{20}{S} \lg \frac{A_1}{A_2}$.

Радиус исследования АК на головных волнах вводят аналогично радиусу исследования в радиометрии, т.е. за радиус исследования принимают радиус такого цилиндра при заданном изменении свойств среды, за пределами которого исследуемая характеристика (интервальное время, коэффициент затухания и т.п.) изменяется на заданную величину – обычно на 10%. Рядом авторов показано, что глубинность АК по амплитуде головных волн (динамическая глубинность) при замене среды, за границей цилиндра пустотой составляет полтора значения длины волны в породе (отсчитывая от стенки скважины). Например, при $v = 5$ км/с, $f = 20$ кГц, радиус исследования составляет 20 см. Радиус исследования АК по скорости продольных волн (кинематическая глубинность) примерно в 2 раза меньше динамической глубинности.

4.4. Применение акустического каротажа

Данные трехэлементных и компенсационных приборов АК используются для решения следующих геологических задач: определение коэффициентов пористости k_n пород с межзерновыми порами, литологическое расчленение разрезов скважин, расчет пластовых скоростей для целей сейсморазведки. В обсаженных скважинах эти приборы применяют для оценки качества цементирования обсадных колонн.

Литологическое расчленение пород

В отдельных литологических разностях осадочных пород (песчаник, алевролит, аргиллит, известняк и т.д.) скорости распространения и коэффициенты затухания P и S волн зависят от минерального состава слагающих частиц, степени их уплотнения, сцементированности, величины и структуры порового

пространства (межзерновые поры, трещины, каверны), характера насыщенности пород и изменяются в широких пределах. Вследствие влияния на параметры АК многих факторов их применение позволяет уверенно выделить в разрезе только крупные литологические комплексы: песчаники, аргиллиты, карбонатные породы, без детального расчленения этих комплексов на более дробные разности: алевролиты, глинистые песчаники и т.п. Исключение составляют гидрохимические осадки. Ангидриты, гипсы, галит (каменная соль) характеризуются постоянными значениями скоростей P и S волн, которые незначительно изменяются с глубиной, что способствует однозначности их выделения.

Характеристики упругости горных пород

Наиболее изученными характеристиками упругости горных пород являются: скорость распространения продольной волны и модуль Юнга. Значения этих характеристик для горных пород изменяются соответственно в пределах: $v_p = 200-8800$ м/с, $E = (0,01-2,35) \cdot 10^{11}$ Па.

По убыванию предельных значений скорости распространения упругих волн и модуля Юнга группы пород располагаются в ряд: магматические ($v_p = 2520-8770$ м/с, $E = (0,1-2,3) \cdot 10^{11}$ Па), метаморфические ($v_p = 1450-7600$ м/с, $E = (0,05-1,91) \cdot 10^{11}$ Па), осадочные ($v_p = 300-7600$ м/с, $E = (0,01-1,75) \cdot 10^{11}$ Па). Наименее упругими являются осадочные породы. Особенно малые значения v_p и E у них имеют высокопористые, малоплотные породы, а высокие значения этих величин характерны для низкопористых относительно плотных образцов песчаников, известняков, доломитов и других осадочных пород.

Значений модуля сдвига G получено относительно мало, и они нередко примерно вдвое меньше, чем соответствующие значения модулей Юнга. Значения коэффициента Пуассона ν пород изменяясь от 0,04 до 0,6, чаще всего находятся в пределах 0,18-0,35. У существенно кварцевых пород, таких, как некоторые разности алевролитов, песчаников $\nu = 0,054-0,15$. Обнаружены также разности осадочных пород (глин, алевролитов, песчаников, каменной соли, угля), которым соответствуют $\nu = 0,4-0,6$. Такие высокие значения, по-видимому, относятся к очень низкопористым образцам, содержащим много минералов с высокими значениями ν .

В сцементированных осадочных породах (глинах, песчаниках, карбонатах) v_p изменяется от 2500 до 7300 м/с, v_s – от 1500 до 4200 м/с (табл.4.1). В рыхлых несцементированных породах v_p снижается до 900-2500 м/с, а в неуплотненных четвертичных осадках вблизи дневной поверхности до 200-1500 м/с. Скорость поперечной волны в таких породах составляет несколько сотен метров в 1 с и ее не удается зарегистрировать при АК.

Неглинистые карбонатные породы (известняки и доломиты) с гранулярным типом пористости характеризуются минимальными среди осадочных пород интервальными временами (140-230 мкс/м), незначительным эффективным затуханием (3-6 дБ/м) и максимальными амплитудами.

Величина интервального времени в песчаниках больше, чем в карбонатных породах, и существенно зависит от их сцементированности, уплотнения и разности горного и пластового давлений. В крепких сцементированных песчаниках на глубинах более 2000 м Δt изменяется от 200 до 300 мкс/м при увеличении пористости от 5 до 30%. На глубинах менее 1000 м заметное влияние на Δt оказывает уплотнение песчаников, вследствие чего Δt увеличивается до 350-400 мкс/м. Эффективное затухание в песчаниках возрастает от 3 до 6 дБ/м с увеличением пористости от 2 до 25%.

Чистые глины и аргиллиты характеризуются максимальными значениями Δt , малыми амплитудами и высоким коэффициентом затухания 17-26 дБ/м. Значения Δt близки к 300 мкс/м на глубинах более 2000 м и достигают 500 мкс/м при уменьшении глубины залегания.

Таблица 4.1

Горная порода	$v_p, м/с$	$\Delta t, мкс/м$	Вещество	$v_p, м/с$	$\Delta t, мкс/м$
Песчаники сцементированные ($k_n=5-30$)	3300-5250	300-190	Промывочная ж-ть на глинистом р-ре	1500-1700	660-600
Песчаники неуплотненные	2600-4000	380-250	Нефть	1300-1400	770-710
Глины	1800-3000	560-333	Метан	430	2100
Аргиллиты	3000-3700	333-270	Воздух	300-350	3333-3500
Карбонатные породы (неколлекторы)	5500-7100	180-140	Сталь	5000-5400	195-185
Карбонатные породы (коллекторы)	3800-6000	260-165	Цемент	3500	290

Определение пористости пород

Акустический метод позволяет определять коэффициент пористости в карбонатных и терригенных породах с пористостью 5-25% при хорошем акустическом контакте между зернами минерального скелета, который характерен для сцементированных пород. В слабосцементированных (пески, алевролиты, терригенные породы с высокой глинистостью), а также в плотных карбонатных породах с интенсивной трещиноватостью, для которых характерен слабый акустический контакт между зернами или блокам и породы и как следствие интенсивное ослабление акустического сигнала, акустический метод неприменим для определения коэффициента пористости. Все интервалы залегания в разрезе таких пород характеризуются повышенными или высокими значениями α .

В основу определения пористости положено утверждение, что осадочные породы представляют собой гетерогенные среды, состоящие из зерен минералов и флюидов в порах.

Связь между Δt и k_n описывается уравнением среднего интервального времени

$$\Delta t_p = \Delta t_{ск} (1 - k_n) + \Delta t_{жс} k_n \quad \text{или} \quad k_n = \frac{\Delta t_p - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{жс} - \Delta t_{ск}}, \quad (4.10)$$

где $\Delta t_{ск}$ – интервальное время в непористом минеральном скелете; $\Delta t_{жс}$ – интервальное время в жидкости, заполняющей поры. У песчаников $\Delta t_{ск}$ составляет 170-182 мкс/м, у известняков – 150-160 мкс/м.

Лучшие результаты при определении пористости песчаников с использованием уравнения среднего времени получают для крепко сцементированных разностей, залегающих на глубинах более 2000 м.

Величина $\Delta t_{жс}$ зависит от состава флюида, пластовых температур и давлений, минерализации пластовой воды. Значение $\Delta t_{жс}$ изменяется от 570 мкс/м в предельно минерализованной воде до 640 мкс/м в пресной воде. При полном насыщении пор водой величина $\Delta t_{жс}$ определяется по специальной номограмме для заданных значений минерализации, эффективного давления и температуры в условиях естественного залегания.

Оценка качества цементирования обсадных колонн

Оценка качества цементирования обсадных колонн в скважинах акустическими методами основана на различии в скорости распространения упругой волны и на изменении ее амплитуды в зависимости от механических свойств окружающей среды; на высокой чувствительности акустического сигнала к жесткости контакта на границе между двумя средами и к разрывам механической сплошности среды.

По данным акустической цементометрии (АКЦ) проводится изучение степени сцепления цемента с колонной и с горной породой и его механические свойства. Метод чувствителен к протеканию процесса формирования цементного камня в скважинных условиях, т.е. в какой фазе (жидкой, твердой или промежуточной) находится вещество в затрубном пространстве и слабо чувствителен к изменению плотности вещества в затрубном пространстве. Наибольшую информативность метод дает тогда, когда измерения проведены после окончания процесса схватывания цемента. Для каждого конкретного региона оптимальное время проведения измерений акустическим методом определяется экспериментально с учетом и в зависимости от теплового режима скважин, физико-химических свойств цементного раствора и его начальной температуры, но не ранее 20-24 ч после заливки портландцементного раствора.

В *обсаженной скважине* могут распространяться все волны, рассмотренные выше, а также волны, связанные с колебаниями в обсадной колонне. Из последних наибольшее значение имеет волна Лэмба. Из-за сравнительно большой скорости эта волна приходит обычно первой, исключая интервалы пород с исключительно высокой скоростью. Амплитуда и коэффициент затухания волны по колонне определяется главным образом степенью связи (контакта) колонны с цементным кольцом, поэтому эти величины используются для изучения качества цементирования.

В обсаженной скважине волновая картина, зависит от характера контакта на границах цемента с колонной и горной породой. Если цементное кольцо имеет жесткий контакт с колонной и породой, волна по колонне затухает и практически незаметна, принципы выделения волн других типов такие же, как и в необсаженной скважине.

В свободной (незацементированной) колонне так же, как и при отсутствии сцепления колонны с цементным кольцом, затухание волны по колонне мало и волна имеет высокую амплитуду, на ФКД в первых вступлениях четко выделяется волна по колонне, которая во всем интервале скользящего контакта характеризуется постоянством скорости распространения и преобладающей частоты (за исключением муфтовых соединений, где скорость этой волны понижается). На ФКД четко прослеживаются пять-десять фазовых линий волны по колонне, параллельных оси глубин (рис.4.10).

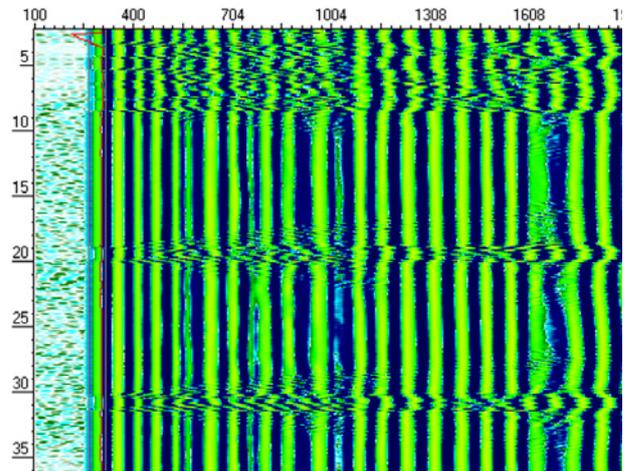


Рис.4.10. ФКД в интервале свободной колонны.

Определение уровня подъема цементной смеси. Уровень подъема цементной смеси оценивают по отклонению в сторону увеличения показаний параметров α , Δt , относительно уровней в свободной колонне. При этом возможны ситуации, когда показания $\Delta t > \Delta t_k$ и $\alpha > \alpha_k$ (α_k граничное значение, которому соответствует отсутствие цементного кольца) отмечаются на одной глубине или показание α выходят за линию α_k раньше, чем Δt . В обоих случаях уровень подъема указывается на глубине, где коэффициент затухания α становится больше α_k . Во втором случае, т.е. при несовпадении показаний, указывается уровень подъема цементной смеси по α и нижняя граница переходной зоны по значениям интервального времени Δt .

Интервальное время и коэффициент затухания упругих волн в свободной колонне: $\Delta t_k = 180-190$ мкс/м, $\alpha_k = 3,5$ дБ/м.

Граничное значение коэффициента затухания для бездефектного цементного кольца (при плотности портландцемента $\delta_u = 1,85$ г/см³ и двухсуточной прочности): $\alpha = 30$ дБ/м.

Основным признаком хорошего качества цементирования является полная корреляция данных АКЦ с другими геофизическими методами, в частности данными электрометрии и радиометрии, т.е. они отражают разрез скважины и границы пластов, характеризуют горные породы по их упругим свойствам.

5. ТЕРМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН (ТЕРМОМЕТРИЯ)

Термические методы исследования скважин изучают распределение температуры по стволу скважины. Их использование для решения геологических задач основано на связи температуры в скважине с тепловыми свойствами горных пород, с характером и интенсивностью тепловых полей в системе скважина – пласт. Температура – это энергетический параметр системы, и поэтому любое изменение системы, в том числе вследствие изменения режима работы скважины, уменьшения или увеличения давления, промывки, нарушения целостности колонны и т.д. приводит к изменению распределения температуры в скважине и окружающих их горных породах.

5.1. Физические основы термометрии

Интенсивность и распространение тепловых полей зависит от термических свойств, геометрических форм и размеров исследуемых сред. Теплофизические свойства горных пород характеризуются коэффициентом теплопроводности (λ) или удельным тепловым сопротивлением (ξ), удельной теплоемкостью (C_p) и коэффициентом температуропроводности (a).

В стационарных условиях, в которых возникают тепловые поля, не изменяющиеся длительное время, распределение температуры в стволе скважины и окружающих породах определяется *коэффициентом теплопроводности*.

Коэффициентом теплопроводности определяется из уравнения Фурье, описывающего передачу тепла dQ за время dt через элемент среды с поперечным сечением ds , длиной dl при перепаде температур dT :

$$dQ = -\lambda \frac{ds}{dl} dt dT . \quad (5.1)$$

В уравнении (5.1) λ характеризует свойство среды передавать тепловую энергию между атомами молекулами и называется *удельной теплопроводностью среды*. В системе СИ имеет размерность $Вт/м \cdot градус$. Теплопроводность λ жидкостей убывает с ростом температуры и слабо возрастает с ростом давления. На теплопроводность горных пород существенное влияние оказывают наличие примесей.

Удельное тепловое сопротивление ξ – величина, обратная удельной теплопроводности и имеет размерность $м \cdot градус/Вт$. Для различных горных пород и полезных ископаемых ξ варьирует в широких пределах – от тысячных долей до десятков $м \cdot градус/Вт$. Удельное тепловое сопротивление понижается с увеличением плотности, влажности, проницаемости и содержания льда в породе, повышается при замещении в поровом пространстве воды нефтью, газом или воздухом и зависит от слоистости пород (тепловая анизотропия).

При изучении нестационарных тепловых процессов в скважинах, при анализе искусственных тепловых полей, которые изменяются в период иссле-

дования, существенное значение имеют *теплоемкость* и *температуропроводность*.

Удельная теплоемкость C_p определяется из уравнения, описывающее изменение температуры dT тела, имеющего объем dV и плотность δ , при сообщении телу тепла dQ :

$$dT = \frac{dQ}{C_p \delta dV}. \quad (5.2)$$

Удельная теплоемкость C_p характеризует свойство среды изменять свою температуру. В системе СИ C_p имеет размерность *Дж/кг·градус*. Для большей части горных пород и полезных ископаемых C_p варьирует в относительно небольших пределах – от 580 до 2090 *Дж/кг·градус*, возрастая с увеличением влажности.

Коэффициент температуропроводности (a) характеризует теплоинерционные свойства горных пород, выражает изменение температуры единицы объема среды за единицу времени и определяется отношением:

$$a = \frac{\lambda}{C_p \delta}. \quad (5.3)$$

Горные породы различаются по температуропроводности более чем в 100 раз.

Тепловые поля в скважине

Использование термометрии для решения различных промыслово-геофизических задач основано на регистрации стационарных, квазистационарных и нестационарных температурных полей.

Стационарные температурные поля наблюдаются в простаивающих длительное время скважинах (контрольных и пьезометрических).

Квазистационарные температурные поля наблюдаются в процессе измерений в фонтанных, насосных, нагнетательных скважинах, эксплуатирующихся длительное время в неизменных условиях. Термограммы, квазистационарных температурных полей зарегистрированные с интервалом времени в несколько часов, практически повторяют друг друга.

Нестационарные температурные поля образуются в процессе восстановления теплового поля, нарушенного бурением, цементированием, промывкой, перфорацией и другими технологическими процессами. Нестационарные (переходные) температурные поля образуются в условиях пуска, остановки, изменения режима работы скважин (процесс компрессорного освоения скважины, свабирование).

Термометрия естественного теплового поля

Стационарное тепловое поле обусловлено тепловым потоком из недр Земли к поверхности. Тепловой поток испытывает региональные вариации. Наличие пластов с выделением или поглощением тепла приводит к изменению величины теплового потока. В пределах нефтяных месторождений величина теплового потока меняется слабо и принимается обычно *постоянной*. Термо-

грамма, отражающая изменение естественного теплового поля земли называется *геотермой*.

Наличие теплового потока из недр Земли приводит к росту температуры с глубиной. Наклон температурной кривой к оси глубин меняется при переходе от пласта к пласту с различными теплофизическими свойствами (рис.5.1). При наличии тепловыделений (или теплопоглощений) в пласте распределение температуры нелинейно зависит от глубины. В мощных однородных пластах влияние скважины на температуру в пласте практически отсутствует.

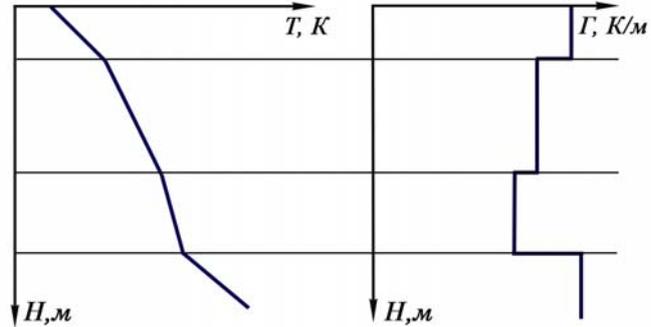


Рис.5.1. Распределение температуры (T) и градиента температуры (Γ) в длительно простаивающих скважинах

Градиент температуры, определяемый как отношение изменения температуры ΔT к разности глубин Δz , на которых наблюдается это изменение, описывается формулой:

$$\Gamma = \frac{\Delta T}{\Delta z}. \quad (5.4)$$

В пределах мощных литологически однородных пластов, Γ остается неизменным с глубиной. Согласно закону теплопроводности Фурье градиент температуры пропорционален величине *теплового потока* q и обратно пропорционален теплопроводности λ

$$\Gamma = \frac{q}{\lambda} = q\xi. \quad (5.5)$$

Тепловой поток – это количество тепла, пронизывающее единичную площадку, ориентированную перпендикулярно оси x , за единицу времени:

$$q = \frac{dQ}{dSdt} = -\lambda \cdot \frac{\Delta T}{\Delta z}. \quad (5.6)$$

Знак « $-$ » в формуле показывает, что тепловой поток направлен от более нагретой поверхности к менее нагретой.

Из условия постоянства теплового потока для различных пластов следует, что произведение градиента температуры на теплопроводность одинаково для различных пластов, в которых не наблюдается тепловыделение

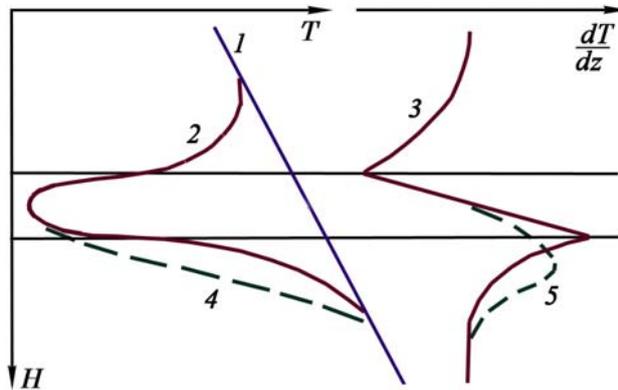
$$\Gamma_1 \lambda_1 = \Gamma_2 \lambda_2 = \Gamma_3 \lambda_3 = \dots \Gamma_i \lambda_i = \dots \Gamma_n \lambda_n.$$

В пределах пласта с тепловыделениями градиент температуры уменьшается с глубиной. При поглощении тепла, напротив, градиент температуры с глубиной возрастает.

Влияние скважины на градиент температуры в мощных однородных пластах пренебрежимо мало. Границе пласта соответствует максимум наклона кривой градиента температуры к оси глубин.

Наиболее мощным искажающим фактором на стационарное поле является естественная тепловая конвекция. Она возникает при градиентах, больших

критического значения $0,001-0,01^{\circ}\text{C}/\text{м}$. Вклад естественной тепловой конвекции приводит к затягиванию аномалии в зоне повышения температуры с глубиной. В отсутствие конвекции максимум и минимум градиента температуры соот-



ветствуют границам заводненной части пласта (рис.5.2). Вклад конвекции приводит к смещению максимума градиента на 6-8 метров в область больших глубин.

Рис.5.2. Схематическое распределение температуры и градиента температуры в интервале охлажденного пласта:

1 – геотерма; 2, 3 – термограмма и градиент без учета и 4, 5 – с учетом конвекции

Термодинамические процессы в скважине и пласте

Квазистационарные тепловые поля в добывающих скважинах обусловлены **конвективным теплопереносом** (перенос тепла в жидкостях, газах или сыпучих средах потоками вещества) и сопутствующим **теплообменом** между жидкостью и породами, **баротермическим эффектом**, **калориметрическим эффектом**. Время работы скважины должно составлять более 10 часов. Квазистационарные тепловые поля формируются на фоне естественного распределения температуры и являются аддитивной добавкой к стационарному тепловому полю Земли. Конвективный перенос тепла обусловлен потоком жидкости в стволе скважины, в заколонном пространстве вне перфорированных интервалов и в пласте. Теплообмен потока жидкости с окружающим массивом горных пород приводит к выравниванию их температур. Однако полного выравнивания температур никогда не происходит, так как конвективный теплоперенос гораздо мощнее теплообмена. Относительный вклад теплообмена возрастает с уменьшением скорости потока. Фильтрация жидкости и газов в пористой среде, сопровождается **эффектом дросселирования**.

Дроссельный эффект – это изменение температуры в адиабатических условиях (термодинамическая система не получает теплоты из вне и не отдаёт её, рассматриваемый процесс протекает практически мгновенно) при движении флюида под действием разности давлений Δp через среду, обладающую гидродинамическим сопротивлением. Величина установившегося изменения температуры ΔT зависит от коэффициента Джоуля-Томсона флюида ϵ и депрессии на пласт Δp :

$$\Delta T = \epsilon \Delta p. \quad (5.7)$$

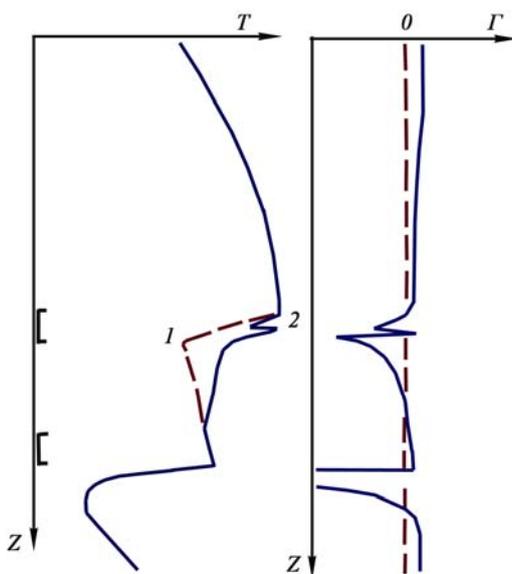
Значение ϵ для нефти колеблется в пределах $0,04-0,06^{\circ}\text{C}/\text{ат}$, для воды примерно равняется $0,02^{\circ}\text{C}/\text{ат}$, для газов он отрицателен и на порядок больше, чем для нефтей ($-0,3-0,5^{\circ}\text{C}/\text{ат}$). Падение давления сопровождается изменением температуры флюида и при этом жидкости разогреваются, а газы охлаждаются. С увеличением обводненности при одинаковой депрессии температурная аномалия, возникшая вследствие дросселирования, будет уменьшаться. Изменение

температуры газожидкостной смеси может быть как положительным, так и отрицательным, а может и отсутствовать.

Пластовые нефть и вода содержат растворенный газ. Давление насыщения – это давление, при котором происходит выделение газа растворенного в нефти в свободную газовую фазу. При эксплуатации скважины с забойным давлением ниже давления насыщения, в призабойной зоне будет наблюдаться двухфазная фильтрация нефти и выделяющегося из нефти газа, чаще всего сопровождающаяся отрицательным температурным эффектом. Наличие воды в продукции уменьшает охлаждающий эффект и при достижении обводненности скважины 60% отрицательные температурные аномалии в стволе скважины становятся не возможными.

Если поля давления в нефтеносных и водоносных пластах в условиях разработки нестационарные, то дросселирование нефти, воды и газа в пластах приводит к проявлению **баротермического эффекта**. Величина баротермического эффекта в отличие от эффекта Джоуля-Томсона, наблюдающегося при стационарном дросселировании, зависит от коллекторских свойств пористой среды, времени, геометрии течения и т.д.

При наличии разгазирования в пласте в стволе скважины наблюдается сложный многофазный неизотермический поток воды, нефти и газа. **Калориметрический эффект** наблюдается при смешивании жидкостей с различной температурой в интервале перфорации и в зоне нарушения обсадных колонн. В зумпфе скважины ниже интервалов перфорации в отсутствие заколонной циркуляции наблюдается плавное приближение температуры с глубиной к естественной температуре в скважине. Это явление обусловлено теплоотдачей работающего пласта. Зона теплоотдачи, как правило, не превышает 8-10 метров в добывающих скважинах и 10-20 метров в нагнетательных скважинах.



Конвекция замещения наблюдается при поступлении нефти в скважину, заполненную водой (или газа в заполненную жидкостью скважину). На частички нефти или газа действует, в этом случае, выталкивающая сила Архимеда, при всплывании они захватывают воду и переносят ее вверх. В скважине при этом образуются нисходящие потоки воды. Такое сложное движение жидкостей приводит к затягиванию аномалий калориметрии между интервалами перфорации (рис.5.3).

Рис.5.3. Схематическое распределение температуры и градиента температуры в добывающей скважине: 1 – без учета конвекции замещения, 2 – аномалия внедрения

Нестационарные (переходные) температурные поля обусловлены теми же процессами, что и квазистационарные тепловые поля. Однако в условиях пуска, остановки или изменения режима работы скважины температурные поля изменяются настолько быстро, что даже в процессе одного замера происходят

изменения температуры, значительно превышающие разрешающую способность термометра. «Временной эффект записи» термограмм заключается в появлении ложных аномалий температуры, обусловленных сильным изменением температуры во времени в процессе одного замера. Быстрое изменение давления в скважине приводит к проявлению эффекта адиабатического расширения или сжатия.

$$\Delta T(t) = \eta \Delta p(t), \quad (5.8)$$

где η – интегральный (средний) адиабатический коэффициент. Значение η для воды примерно $0,0015^\circ\text{C}/\text{at}$, для нефтей на порядок выше – $0,014^\circ\text{C}/\text{at}$, т.е. при адиабатическом (быстром или в отсутствии теплообмена) падении давления на 10 at вода охлаждается на $0,01^\circ\text{C}$, нефть – на $0,14^\circ\text{C}$. При повышении давления наблюдается разогрев флюидов.

Изменение температуры вследствие проявления адиабатического эффекта в стволе скважины может привести к появлению температурных аномалий на границе раздела различных жидкостей. В интервалах ствола скважины, заполненных однородной жидкостью, адиабатический эффект приводит к практически параллельному смещению существующего распределения температуры вправо или влево.

Баротермический эффект в пласте – это изменение температуры в насыщенной пористой среде, обусловленное изменением давления при отсутствии фазовых превращений. При отсутствии фильтрации флюида баротермический эффект сводится к эффекту адиабатического расширения и сжатия. При стационарной фильтрации флюида он тождественен эффекту Джоуля-Томсона.

5.2. Измерение температуры в скважине

Основным прибором для измерения температуры в скважине служит термочувствительный элемент, перемещаемый по стволу скважины на каротажном кабеле. В качестве такого элемента может использоваться резистивный термометр сопротивлений или полупроводниковый диодный датчик. И тот и другой элемент обладает высоким температурным коэффициентом, позволяющим определять температуру с высокой точностью. Основным достоинством резистора является линейность характеристики $R=f(T)$ до температур порядка 300°C и возможность измерять температуру до 1000°C . При исследовании продуктивных горизонтов и технического состояния скважины необходимо регистрировать температурные аномалии в сотые доли градуса и поэтому разрешающая способность аппаратуры должна составлять тысячные доли градуса. Под разрешающей способностью или чувствительностью термометра понимается минимальная аномалия, которая может быть надежно выделена путем измерения термометром. Чувствительность полупроводникового датчика на порядок выше резистивного и поэтому в настоящее время в современной геофизической аппаратуре он используется гораздо чаще. Одним из существенных недостатков диодного датчика является изменение его чувствительности от изменения темпе-

ратуры, а также ограничение измеряемой температуры до 150°C . Кроме чувствительности имеется такой важный параметр как точность определения температуры, которая зависит от того как правильно провели калибровку термометра в термостате. Хорошей точностью для скважинного термометра является $0,1^{\circ}\text{C}$. Для диодного датчика процесс калибровки более трудоемкий, а характеристики разных полупроводниковых датчиков отличаются между собой.

При исследовании скважин на качество получаемого материала существенно влияет тепловая инерционность термометра, величина которой в скважинных условиях может быть значительно больше той, которая определялась в лабораторных условиях. **Тепловая инерционность τ** (постоянная времени) – эта величина времени, характеризующая скорость восприятия термометром температуры окружающей среды, в течение которого термометр, помещенный из среды с одной температурой в среду с другой температурой, воспринимает $2/3$ разности температур этих сред.

Если температура меняется скачком от T_1 до $T_2 = T_1 + \Delta T$, то показания термометра меняются во времени по закону

$$T_2 = T_1 + \Delta T \left(1 - e^{-t/\tau} \right). \quad (5.9)$$

После скачкообразного изменения температуры показания термометра приближаются к новым показаниям за время $t = 3 \div 5\tau$.

На рис.5.4 приведена типичная конструкция датчика температуры. Термочувствительный элемент 3 воспринимает температуру окружающей среды через охранную оболочку 1. От размеров и материала охранной оболочки зависит тепловая инерция термометра.

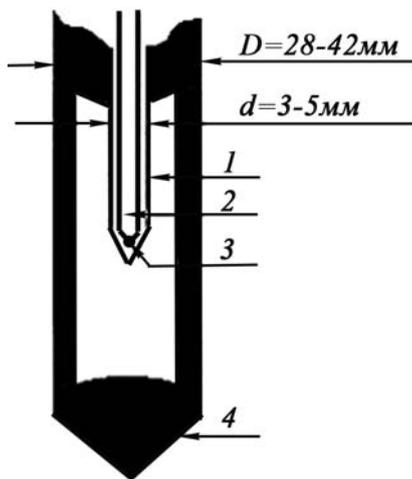


Рис.5.4. Конструкция датчика температуры: 1 – охранная оболочка; 2 – электроизолятор; 3 – термочувствительный элемент; 4 – охранной фонарь

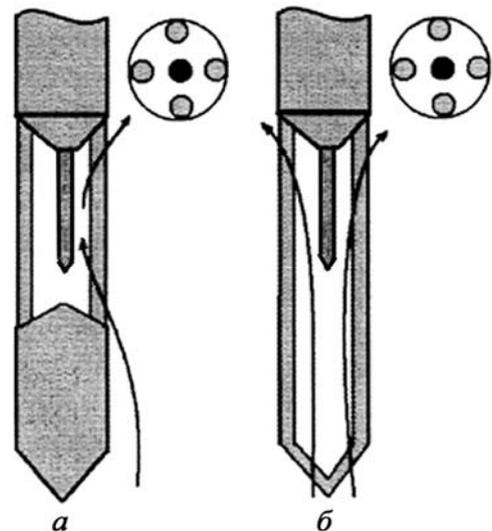


Рис.5.5. Конструкции охранного кожуха: а – закрытая; б – открытая

Известно, что около поверхности движущегося в жидкости твердого тела образуется движущийся вместе с телом пограничный слой жидкости, толщина которого уменьшается с ростом скорости обтекания. Конструкция охранного

кожуха определяет условия обтекания датчика температуры при движении скважинного прибора. При коротком кожухе и наличии перед термочувствительным элементом других модулей прибора, переходных устройств, грузов и т.п. жидкость с трудом проникает к датчику температуры, ухудшаются условия теплообмена и увеличивается тепловая инерционность (рис.5.5).

Тенденция современной скважинной аппаратуры направлена на одновременную регистрацию информации от максимально возможного количества датчиков, объединенных в одномодульный или многомодульный скважинный прибор. В комплексной аппаратуре нередко внутри одного охранного кожуха размещается несколько датчиков и, как следствие, появляется взаимовлияние и неоптимальный контакт с исследуемой средой (рис.5.6).

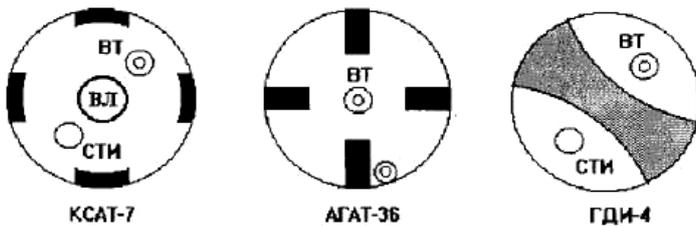


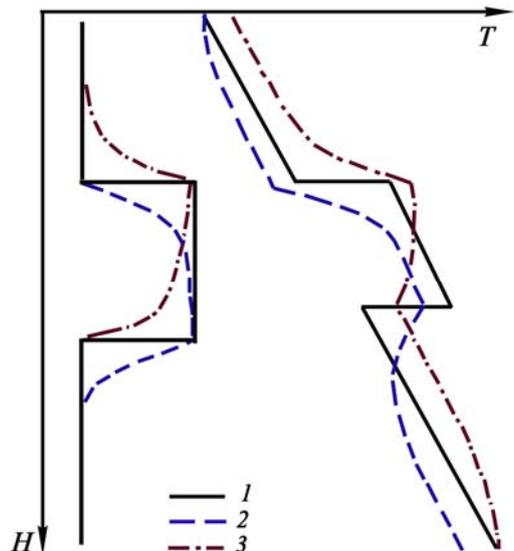
Рис.5.6. Комплексная аппаратура с несколькими датчиками:

ВТ – высокочувствительная термометрия; ВЛ – влагомер; СТИ – скважинный термоиндикатор притока

Тепловая инерционность датчика температуры приводит к искажению формы и границ регистрируемых аномалий (рис.5.7).

Рис.5.7. Примеры искажения тепловых аномалий в зависимости от направления движения скважинного прибора: распределение температуры 1 – истинное; 2 – зарегистрированное при спуске; 3 – при подъеме

Умение определять инерционность скважинного термометра в реальных условиях с учетом флюида, заполняющего скважину и загрязненности датчика, является актуальной задачей, а знание реальной величины τ позволяет избежать ошибок при интерпретации диаграмм.



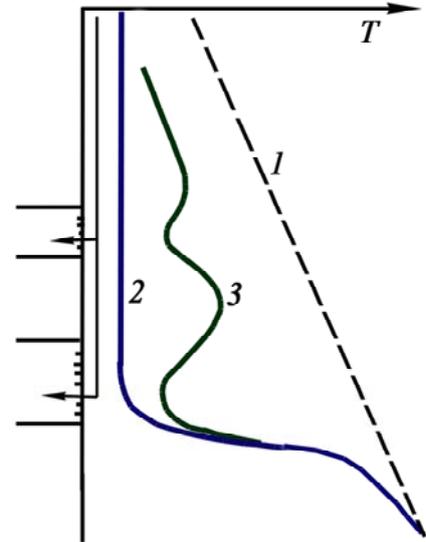
5.3. Задачи, решаемые по данным термометрии

Исследование нагнетательных скважин

Нагнетательные скважины предназначены для поддержания пластового давления в продуктивных коллекторах. С устья нагнетательных скважин под большим давлением осуществляется принудительная закачка воды, температура которой, как правило, существенно ниже, чем температура пород на забое скважины. То есть коллекторы, принимающие закачиваемую воду охлаждены, по сравнению с вмещающими породами. Радиус зоны охлаждения пород в интервалах коллекторов за счет фильтрации вглубь пласта холодной воды составляет десятки и сотни метров. Радиус зоны охлаждения в интервалах неколекторов в длительно работающих скважинах – несколько метров, поскольку ох-

лаждение пластов происходит за счет кондуктивного теплообмена. В скважинах с достаточно хорошей приемистостью (выше $100 \text{ м}^3/\text{сут}$) при измерениях в процессе закачки градиент температуры по стволу скважины до нижнего интервала, принимающего воду близок к нулю, при этом температура существенно ниже геотермической (рис.5.8). Ниже нижнего принимающего интервала термограмма выходит на геотерму. По термограмме в процессе закачки можно выделить только границу нижнего принимающего интервала. При прекращении закачки за счет теплообмена между горными породами и жидкостью в стволе скважины начинается восстановление температуры. Через несколько часов после прекращения закачки на термограмме, в интервалах принимающих пластов формируются отрицательные температурные аномалии, которые свидетельствуют об охлаждении коллекторов закачиваемой водой (рис.5.8).

Рис.5.8. Выделение принимающих интервалов: 1 – геотерма; термограммы, зарегистрированные 2 – при закачке; 3 – после остановки и простоя скважины



Однако эти пласты могли принимать закачку до этого, ранее. Поэтому наиболее информативна технология исследования скважин на трех режимах, включающая:

- 1) контрольный замер термометром в остановленной скважине, через 24-48 часов после остановки закачки;
- 2) замер под закачкой, при этом закачка должна продолжаться несколько часов;
- 3) после прекращения закачки скважина сразу же должна пускаться на излив, в это время проводится третий замер.

Задачи, решаемые по термометрии в нагнетательных скважинах

1. Выделение принимающих интервалов. Принимающие интервалы выделяются по изменению градиента температуры при закачке и наличии охлаждения коллекторов на замерах в остановленной скважине.

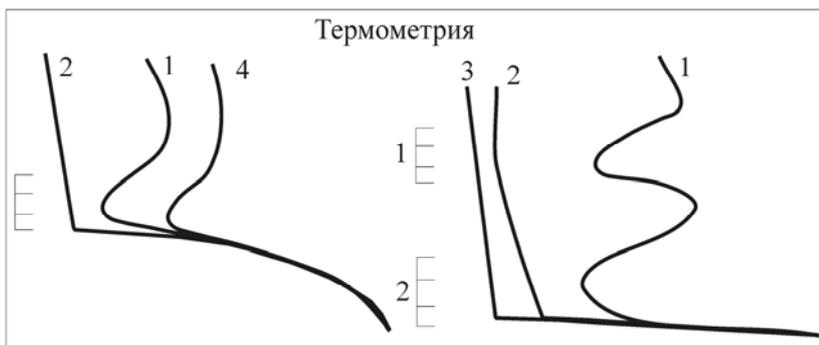


Рис.5.9. Примеры выделения принимающих интервалов: замеры: 1 – контрольный; 2, 3 – под закачкой; 4 – при изливе; для рис. справа: Q_1, Q_2 – приемистости верхнего и нижнего пластов соответственно; 2 – $Q_1 > 30 \text{ м}^3/\text{сут}$ и против верхнего пласта отмечается излом кривой; 3 – $Q_1 < 30 \text{ м}^3/\text{сут}$ и против верхнего пласта аномалии нет

2. Определение заколонных перетоков. В процессе закачки в нагнетательных скважинах возникает большой перепад давления между забоем и обсаженными коллекторами. Это является причиной нарушения изоляции заколонного пространства и вода попадает в водоносные коллекторы. Задача определения заколонного перетока вниз, при наличии зумпфа скважины решается довольно просто. Признаком заколонного перетока является нарушение геотермического распределения температуры в зумпфе скважины, немонотонность и расхождение термограмм, зарегистрированных при закачке и изливе в зумпфе скважины. Если заколонный переток отсутствует, то все три термограммы в зумпфе скважины совпадают и выходят на геотерму (рис.5.10, а). Если имеется заколонный переток вниз, то геотермическое распределение нарушается, термограммы в интервале перетока расходятся и на контрольном замере в интервале коллектора, куда идет переток наблюдается аномалия охлаждения (рис.5.10, б).

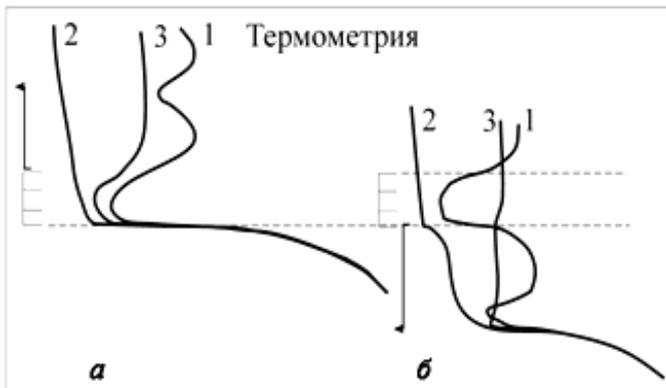


Рис.5.10. Выделение заколонного перетока вверх (а) и вниз (б): замеры: 1 – контрольный; 2 – под закачкой; 3 – на изливе

Заколонный переток вверх выделить существенно сложнее. В этом случае мешающим фактором является наличие осевого потока вниз по стволу скважины. Основным признаком заколонного перетока вверх от интервала перфорации

является аномалия охлаждения в неперфорированных коллекторах в интервале перетока, которая проявляется через 1,5-2 часа и более после остановки закачки (рис.5.10, а).

3. Определение нарушения герметичности обсадной колонны. По данным термометрии наиболее просто обнаружить нарушение герметичности колонны в зумпфе скважины. Основным признаком негерметичной колонны является нарушение геотермического распределения в зумпфе скважины и расхождение термограмм, зарегистрированных в разных режимах выше интервала нарушения герметичности (рис. 5.11).

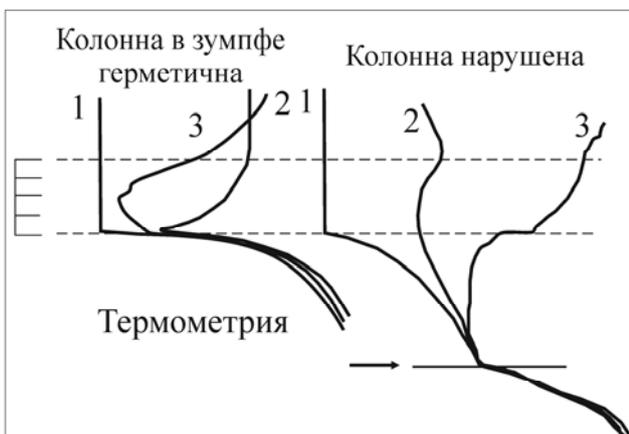


Рис.5.11. Выделение нарушения герметичности колонны в зумпфе скважины: замеры: 1 – при закачке; 2 – при изливе; 3 – в остановленной скважине

Нарушение герметичности колонны выше интервалов перфорации выделить существенно труднее. Нужно провести сопоставление замеров на закачке и изливе и при этом выдерживать определенные временные интервалы (рис.5.12).

Критериями являются: скачкообразное изменение градиента

температуры на замере при изливе; изменение градиента температуры на замере при закачке (если в нижерасположенной части скважины приемистость $< 30\text{-}40 \text{ м}^3/\text{сут}$); пикообразная аномалия охлаждения (разогрева) на временных замерах в интервале времени $0\text{-}45 \text{ мин}$ после прекращения закачки.

Рис.5.12. Выделение нарушения герметичности колонны выше интервала перфорации:
замеры: 1 – термометром после перевода с закачки на излив с дебитом $Q < 20\text{-}30 \text{ м}^3/\text{сут}$; 2 – через $0\text{-}2 \text{ мин}$ после прекращения закачки (время закачки $> 30 \text{ мин}$)



Исследование добывающих скважин

В добывающих скважинах флюид движется вверх по стволу скважины. Температура флюида выше температуры окружающих горных пород. Ниже нижнего интервала перфорации термограмма совпадает с геотермой, выше всегда идет выше геотермы.

К категории добывающих скважин относятся фонтанные скважины и скважины механизированного фонда. Основным видом термических исследований добывающих скважин является регистрация термограммы в процессе установившейся работы скважины. Измерения проводятся в скважине, проработавшей в режиме постоянного отбора не менее суток. Во время регистрации термометр двигается сверху вниз (на спуске) со скоростью менее 200 м/час . Интервал детальных исследований охватывает все перфорированные пласты, а также интервалы глубин на расстоянии $20\text{-}30 \text{ м}$ в обе стороны от пласта. Если длина зумпфа меньше этого расстояния, термограмму регистрируют до остановки прибора.

Интервалы поступления жидкости в скважину отмечают по изменению температуры относительно геотермической за счет дроссельного эффекта (обычно нижние перфорированные интервалы) и эффекта калориметрического смешивания (верхние перфорированные интервалы).

Дроссельный эффект наблюдается при стационарном дросселировании жидкости через нарушения обсадных колонн, при заколонной циркуляции на участках с большими перепадами давления и т.д.

Калориметрический эффект возникает при смешивании жидкостей, имеющих различную температуру. Если смешивается жидкость массой M_1 , имеющая теплоемкость C_1 и температуру T_1 , с жидкостью массой M_2 , имеющей теплоемкость C_2 и температуру T_2 , то температура смеси T вычисляется с использованием закона сохранения тепловой энергии:

$$M_1 C_1 T_1 + M_2 C_2 T_2 = (M_1 C_1 + M_2 C_2) T. \quad (5.10)$$

В скважинах калориметрический эффект наблюдается в интервалах перфорации, вблизи приема насосно-компрессорных труб (НКТ), в местах притока

жидкости в скважину через нарушения обсадных колонн, в интервалах заколонной циркуляции (ЗКЦ) и т.д.

Задачи, решаемые по термометрии в добывающих скважинах

1. Выделение работающих пластов. Нижний работающий пласт выделяется увеличением температуры ΔT , которая пропорциональна перепаду давления Δp в системе скважина-пласт (дроссельный эффект). Нижняя граница притока соответствует точке с максимальной крутизной участка повышения температуры. Верхний перфорированный пласт за счёт калориметрического смешивания выделяется, как правило, уменьшением температуры или изменением градиента температуры (наклона термограммы) (рис.5.13). Эффект калориметрического смешивания наблюдается потому что температура жидкости, поступающей из верхних пластов меньше температуры нижних пластов. Границам притока соответствуют точки изменения наклона температурной кривой.

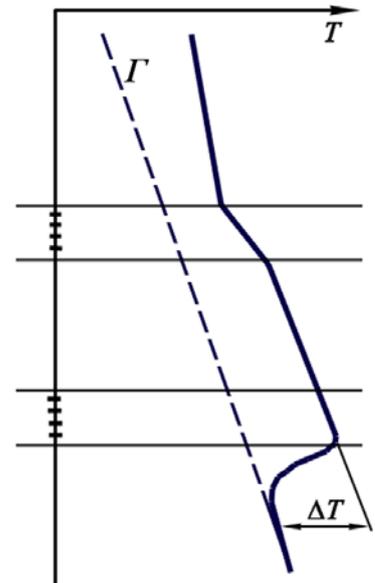


Рис.5.13. Выделение совместно работающих пластов

Наиболее четко по данным термометрии выделяется нижняя граница нижнего работающего пласта.

2. Определение интервалов заколонного перетока жидкости. Наиболее просто решается задача определения заколонного перетока снизу, при наличии достаточного длинного зумпфа скважины. Поскольку в зумпфе скважины отсутствует движение флюида, то на расстоянии 6-8 м от подошвы работающего пласта термограмма в работающей скважине должна приближаться к геотермической. Признаками заколонного перетока снизу являются: нарушение геотермического распределения в зумпфе в интервале перетока; немонотонное распределение температуры в зумпфе скважины; аномалия калориметрического смешивания в подошвенной части нижнего перфорированного пласта (рис.5.14).

Определить заколонный переток сверху значительно сложнее, поскольку есть осевой поток флюида движущийся вверх по стволу скважины. Признаки заколонного движения жидкости сверху (рис.5.15):

- скачкообразное изменение наклона температурной кривой в интервале перетока и выше пласта-источника обводнения (за счет изменения условий теплообмена между восходящим потоком жидкости и окружающими породами);
- эффект калориметрического смешивания в кровельной части верхнего перфорированного пласта.

3. Определение нарушения герметичности обсадной колонны и забоя. Обычно нарушение герметичности обсадной колонны в зумпфе отмечается аномалией дроссельного разогрева, выше перфорированных пластов – аномалией калориметрического смешивания (рис.5.16).

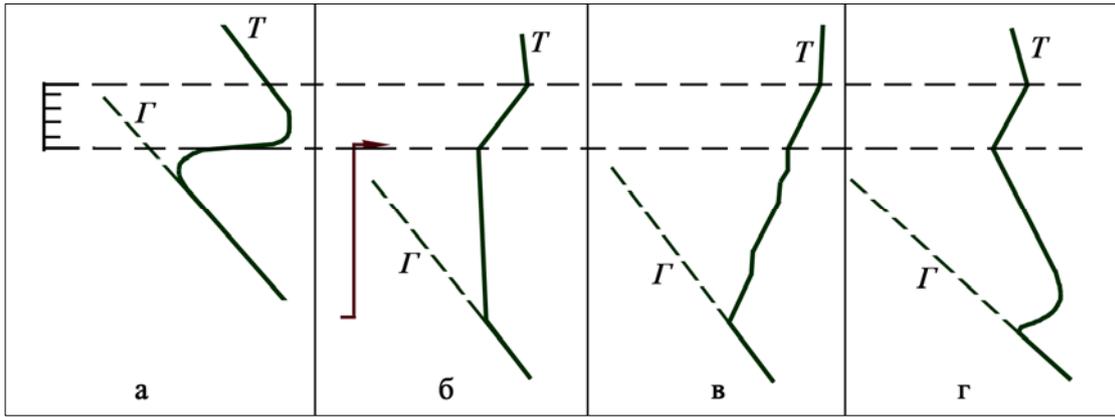


Рис.5.14. Возможные распределения температуры в зумпфе скважины в случае заколонного перетока жидкости снизу:

а) перетока нет, отмечается дроссельный эффект в пласте; б) конвективный перенос тепла потоком жидкости при перетоке снизу; в) дроссельный разогрев по пути движения жидкости при перетоке снизу; г) дроссельный эффект в пласте, из которого вверх по перетоку движется жидкость. В примерах б) в) г) происходит calorimetricheskoe смешивание в пласте при перетоке снизу. Γ – геотерма, T – термограмма

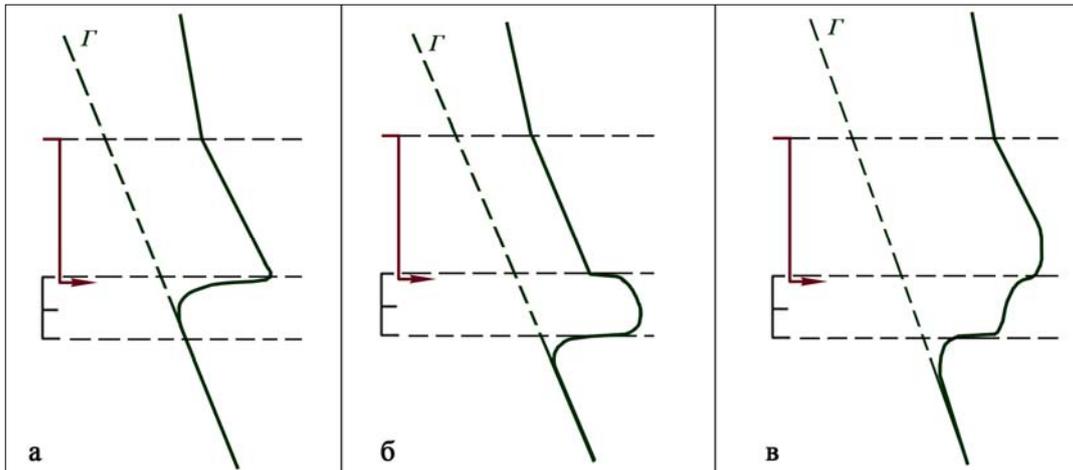


Рис.5.15. Выделение заколонного перетока сверху:

а) перфорированный пласт не работает, в кровлю перфорированного пласта поступает жидкость в результате перетока, отмечается изменение наклона термограммы выше интервала перетока; б), в) пласт работает, в кровле перфорированного пласта отмечается calorimetricheskoe смешивание и изменение наклона кривой в интервале перетока выше интервала перфорации. Глубина изменения наклона кривой соответствует месту расположения пласта – источника перетока

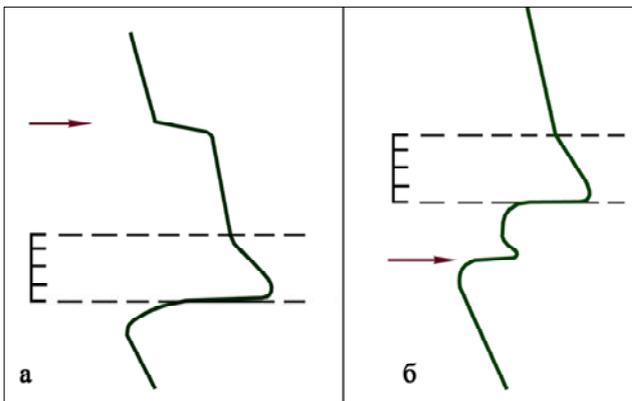


Рис.5.16. Выделение места нарушения обсадной колонны: а – выше, б – ниже интервала перфорации

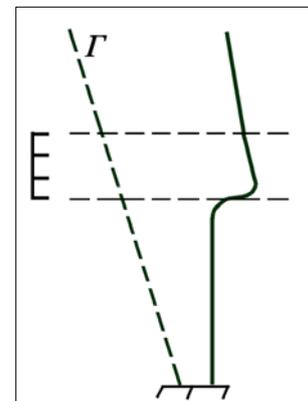


Рис.5.17. Признаки нарушения герметичности забоя скважины

Нарушение герметичности забоя скважины обычно определяется по нарушению геотермического распределения температуры, т.е. термограмма, зарегистрированная в работающей скважине, не выходит ниже геотерму ниже интервала перфорации (в зумпфе) при этом температура с глубиной изменяется монотонно (рис.5.17).

4. Выделение интервалов поступления газа, смеси нефти с газом.

Признаком поступления газа, смеси нефти с газом является отрицательная температурная аномалия и повышение температуры в этих интервалах после остановки скважины с увеличением забойного давления. Интервалы разгазирования нефти в пласте с высоким газовым фактором порядка $100 \text{ м}^3/\text{т}$ отмечаются отрицательной дроссельной аномалией при эксплуатации скважины с забойным давлением ниже насыщения.

5. Оценка различия пластовых давлений возможна лишь при большой разности пластовых давлений, причем если высоконапорный пласт расположен выше. По термограммам остановленных скважин часто удается установить внутриколонный переток из высоконапорного в низконапорный пласт и приближенно оценить разность пластовых давлений.

Выделение заводненных коллекторов

Заводненный коллектор, промытый холодной закачиваемой водой выделяется отрицательной температурной аномалией. Поскольку фронт продвижения холодной воды (фронт охлаждения) существенно отстает от фронта вытеснения, то к моменту появления отрицательной температурной аномалии пласт многократно промыт закачиваемой водой.

Пласт, охлажденной закачиваемой водой, уверенно выделяется в длительно простаивающих скважинах. Он отмечается на термограмме отрицательной аномалией по сравнению с геотермой (рис.5.18). Обводненный интервал, определяется по положению точки *М*, характеризующейся минимальной температурой ΔT . Вспомогательная прямая (*аб*) проводится параллельно геотерме на расстоянии $\Delta T/2$. Границы температурного фронта соответствуют точкам пересечения прямой *аб* и зарегистрированной термограммы, примерно на середине температурной аномалии.

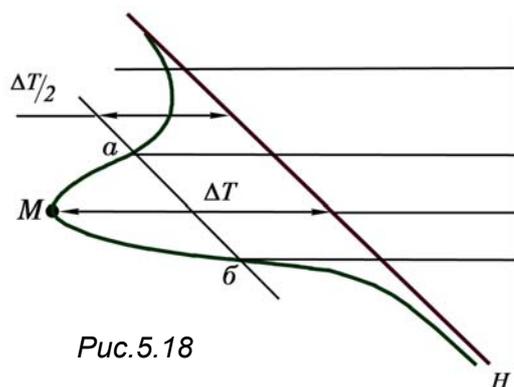


Рис.5.18

В действующих добывающих и нагнетательных скважинах при исследованиях в процессе работы скважин наличие потока флюида в стволе скважины не позволяет выделить двигающуюся температурную аномалию охлаждения.

В добывающей скважине заводненный пласт, не вскрытый перфорацией, выделяется только в остановленной скважине, поскольку в процессе работы скважины выделяется работающий пласт за счет дроссельного эффекта, а выше температура в скважине определяется температурой восходящего потока

флюида (рис.5.19). Особенно уверенно заводненный пласт выделяется, если температура в остановленной скважине будет меньше геотермической.

Приток из работающего пласта, вскрытого перфорацией, холодной закачиваемой воды выделяется однозначно за счет аномалии калориметрического смешивания, если термограмма, зарегистрированная в работающем режиме ниже геотермы (рис.5.19, б). На замере в остановленной скважине температура будет приближаться к геотерме, а против заводненного коллектора удаляться от нее (рис.5.19, а).

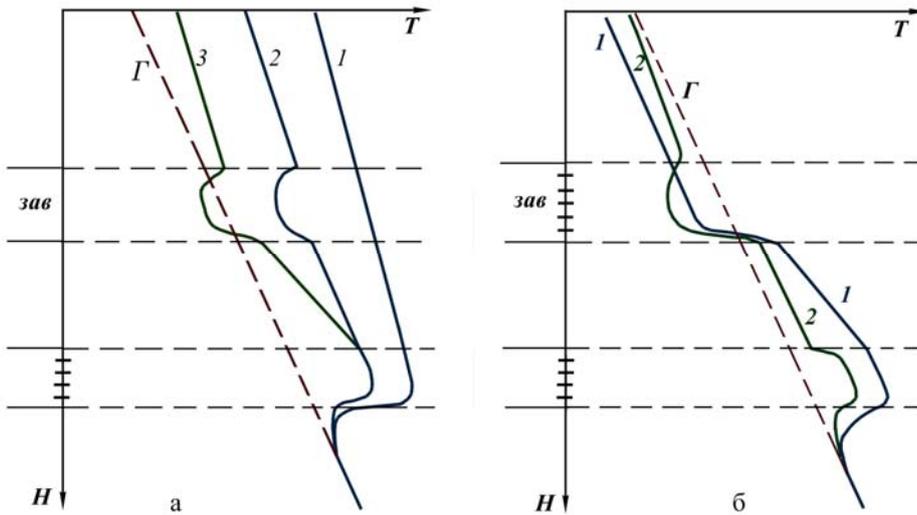
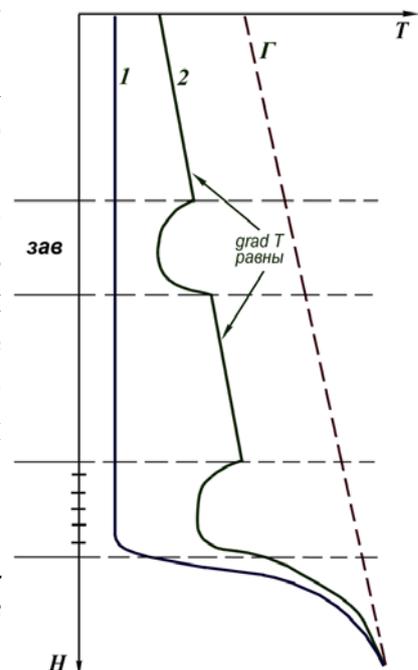


Рис.5.19. Выделение заводненного пласта в добывающей скважине: а – заводненный пласт не перфорирован, б – перфорирован; замеры проведены: 1 – в работающей скважине; 2,3 – в остановленной скважине, Г – восстановленная геотерма

В нагнетательной скважине в процессе закачки температура в стволе скважины определяется потоком воды,двигающимся с устья до нижнего принимающего интервала. Поэтому заводненный пласт, не вскрытый перфорацией, не выделяется. На термограмме, зарегистрированной в остановленной скважине, после определенного времени простоя выделяется отрицательная температурная аномалия (рис.5.20). Отрицательная аномалия в пласте, не вскрытом перфорацией, может быть связана как с охлаждением его от закачки в другие нагнетательные скважины, так и с заколонным перетоком из пластов, вскрытых перфорацией в этой же скважине. Для решения этого вопроса необходимо сопоставить термограммы, зарегистрированные в процессе закачки и разлива. Основным отличием следует считать равенство градиентов температур выше и ниже заводненного пласта, а при затрубной циркуляции ниже пласта градиент меньше (встречные потоки). На практике этот случай встречается часто, т.к. расстояние между нагнетательными скважинами в ряду может быть 200-250 м, а в соседних скважинах закачка ведется в разные пласты.

Рис.5.20. Выделение заводненного пласта в нагнетательной скважине: Замеры проведены: 1 – в работающей скважине, 2 – в остановленной скважине



6. ИНКЛИНОМЕТРИЯ

В процессе бурения скважины необходимо периодически контролировать положение оси скважины. Отклонение оси скважины от заданного направления называется *искривлением* скважины.

Положение оси скважины на какой-либо глубине Z определяют по двум углам: *зенитному углу* δ отклонения скважины от вертикали и *дирекционному углу* α – направлению наклона горизонтальной проекции элемента оси скважины, взятой в сторону увеличения глубин (рис.6.1). Обычно вместо дирекционного угла пользуются *магнитным азимутом* наклона скважины φ , получаемым непосредственно в процессе измерений, – углом между направлением на магнитный север и горизонтальной проекцией оси скважины, отсчитываемым по ходу часовой стрелки. Дирекционный угол отличается от магнитного азимута на величину $\gamma \pm D$, т.е. $\alpha = \varphi + \gamma \pm D$, где γ – угол сближения (угол между осевым меридианом и меридианом в данной точке), D – магнитное склонение (угол между географическим и магнитным меридианами в данной точке (восточное со знаком «плюс», западное со знаком «минус»)).

Плоскость, проходящая через вертикальную линию и ось скважины на данном ее участке, является плоскостью наклона (искривления) скважины. Измерение искривления скважины называют *инклинометрией*, а используемые для этого приборы – *инклинометрами*.

В современных инклинометрах в качестве датчика магнитного азимута применяется блок феррозондов, состоящий из трех взаимно перпендикулярных чувствительных индукционных элементов. Принцип работы ферроиндуктивных преобразователей основан на использовании явления изменения магнитного состояния ферромагнетика, намагничиваемого переменным магнитным полем возбуждения, в результате наложения постоянного исследуемого магнитного поля.

В качестве датчика зенитного угла применяется блок линейных акселерометров, состоящий из трех взаимно перпендикулярных акселерометров. Акселерометр – прибор, предназначенный для измерения линейных ускорений, действующих по его измерительной оси, и выдачи электрического сигнала в виде напряжения постоянного тока, величина которого пропорциональна линейному ускорению, действующему по измерительной оси, а знак соответствует направлению действия линейного ускорения. Конструктивно

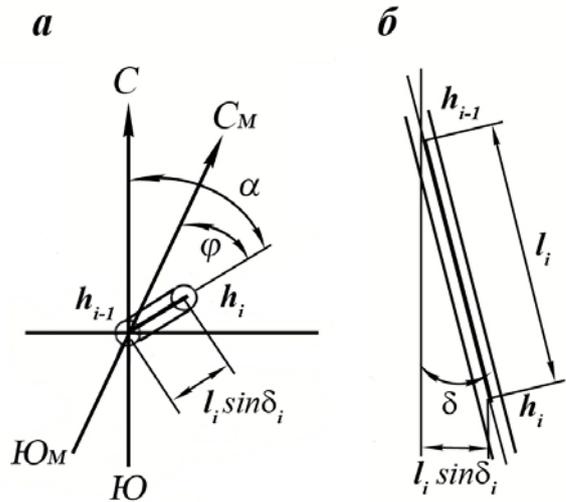


Рис.6.1. Проекция участка ствола скважины на горизонтальную плоскость (а) и участок оси скважины в вертикальной плоскости (б)

акселерометр состоит из чувствительного элемента и усилителя-преобразователя, установленных в одном корпусе.

Принцип действия акселерометра основан на следующем: при воздействии линейного ускорения чувствительный элемент – маятник, установленный на упругом подвесе, отклоняется. При этом изменяется соотношение емкостного датчика. Это соотношение является измеряемой величиной для усилителя-преобразователя, который преобразует сигнал в сигнал постоянного напряжения.

Наличие магнитной системы не позволяет применять такие инклинометры в обсаженных скважинах, на рудных месторождениях и в приборах, транспортируемых буровым инструментом.

В скважинах, обсаженных металлическими трубами применяются гироскопические инклинометры. Для измерения азимута в таких инклинометрах используется датчик, принцип действия которого основан на свойстве трехстепенного гироскопа сохранять положение оси вращения ротора неизменным в пространстве и прецессировать под действием управляющих моментов. Конструктивно датчик состоит из сферической шарикоподшипниковой опоры, гиродвигателя, двух датчиков угла и двух датчиков момента. Для определения зенитного угла используются акселерометры.

Процедура определения траектории скважины гироскопическим инклинометром состоит из двух этапов. Первый этап включает начальную ориентацию инклинометра по горизонту и по азимуту (определение географического меридиана). На данном этапе скважинный прибор, соединенный геофизическим кабелем с наземным блоком, неподвижно фиксируют на устье скважины. Далее по показаниям измерителей ускорений (акселерометров) и угловой скорости определяют начальную горизонтальную и азимутальную ориентацию прибора. На втором этапе проводятся измерения траектории ствола скважины в автономном режиме.

Гироскопические инклинометры имеют более высокую точность по сравнению с магнитными, особенно при измерении малых углов (до 3°). Еще одним несомненным преимуществом гироскопической инклинометрии является возможность ее использования в обсаженных скважинах.

При обработке результатов инклинометрии исходные данные оформляют в виде таблицы значений зенитных и азимутальных углов с заданным шагом. По измеренным азимутам определяют соответствующие дирекционные углы, вводя поправки за магнитное склонение и сближение меридианов. Далее рассчитывают изменение по глубине координат точек ствола скважины (X , Y , Z). Существуют несколько способов обработки данных инклинометрии, имеющих свои достоинства и недостатки.

По полученным данным рассчитывают координаты оси скважины, абсолютные отметки глубины, приращения (удлинения) длины ствола, величину и направления смещения забоя скважины относительно устья, абсолютные отметки глубин расположения элементов конструкции скважины (НКТ, насос, перфорация) и геологических объектов (подошва и кровля продуктивных

объектов, фазовые контакты и пр.). Полученные данные используются для построения плана и профиля ствола скважины.

Инклинометрические измерения применяются на различных этапах исследований скважин. В задачу инклинометрии на этапе строительства скважины входит: контроль соответствия направления ствола строящейся скважины проектному, выделение участков перегиба ствола скважины, получение исходной информации для геологических построений (определение глубин залегания продуктивных пластов, пластопересечений). В забойных телеметрических системах инклинометрические исследования проводятся непосредственно в процессе бурения для точного наведения ствола. Особо велика роль инклинометрических измерений в горизонтальных скважинах и в боковых стволах, где к точности используемых инклинометров определены существенно более жесткие требования, чем в вертикальных.

Инклинометрические модули применяются в составе комплексной аппаратуры для исследований, требующих получения пространственной ориентации геологического или иного объекта в скважине. К таким методам относят наклонометрию, сканирующие методы, аппаратурно-методические комплексы для исследования горизонтальных скважин.

7. ПРОФИЛЕМЕТРИЯ И КАВЕРНОМЕТРИЯ

При бурении скважины ее фактический средний диаметр изменяется по стволу и отличается от диаметра долота, которым она бурится. При этом наблюдается как уменьшение диаметра скважины, так и увеличение его, иногда весьма значительное. Поперечное сечение скважины за счет образования желобов может существенно отличаться от круга.

Скважинная профилометрия – это метод определения размеров и формы поперечного сечения скважины и их изменений с глубиной. Метод имеет две модификации – вертикальную и горизонтальную. При вертикальной профилометрии регистрируют изменения формы и размеров поперечного сечения по стволу. При горизонтальной профилометрии более детально изучается профиль поперечного сечения на фиксированной глубине.

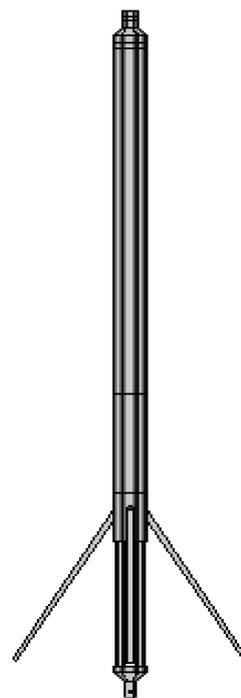
Кавернометрией называют частный случай вертикальной профилометрии, когда измеряют изменение по стволу скважины среднего фактического диаметра, под которым подразумевается диаметр круга, эквивалентного по площади поперечному сечению скважины неправильной формы.

Конструкции каверномеров и профиломеров в принципе аналогична. Скважинный каверномер (профиломер) представляет собой одну или несколько пар противоположно ориентированных механических подпружиненных рычагов, один конец которых скользит по стенке скважины (колонны), а второй соединен с резистивным мостом, преобразующим угловые изменения положения рычага относительно оси прибора в модулированный электрический сигнал. Прибор калибруется при помощи устройства (кольца или гребенка), обеспечивающего отклонение рычага (рычагов) на фиксированные углы, соответствующие диапазону измерений радиусов для данного типа аппаратуры.

Наиболее часто встречаются приборы с двумя четырьмя и восемью рычагами. Двух- и четырехрычажные (рис.7.1) каверномеры-профиломеры применяются для исследований бурящихся скважин, восьмирычажные – обсаженных. Для исследования существенно наклонных и горизонтальных скважин приборы необходимо центрировать.

Фактический диаметр скважины необходим для интерпретации данных промыслово-геофизических исследований; вертикальный и горизонтальный профили скважины весьма важны для выявления желобов с целью предотвращения аварий при бурении, контроля возможности спуска обсадной колонны и подсчета фактического количества цемента, необходимого для цементирования обсадной колонны.

Рис.7.1. Профиломер-каверномер скважинный ПФ-73М



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты геофизических исследований скважин – важнейшая геологическая документация, с помощью которой решается обширный круг региональных и детальных геологических задач.

Комплекс геофизических методов дает возможность получать наиболее полную информацию о геологическом разрезе скважин, на основе которой составляют представления о геологическом строении отдельных площадей и регионов, выявляют полезные ископаемые, осуществляют подсчет их запасов. Геофизические данные позволяют значительно уменьшить стоимость бурения за счет сокращения отбора керна, что убыстряет темпы поисков, разведки и ввода в эксплуатацию месторождений, а также выбирать наиболее рациональные технологические схемы эксплуатации месторождений и проводить научно обоснованный контроль за состоянием их разработки.

Дальнейшее повышение эффективности и качества геолого-геофизических работ при поисках, разведке и разработке месторождений полезных ископаемых неразрывно связано с совершенствованием геофизических методов исследования разрезов скважин.

Перспективы дальнейшего развития геофизических методов исследования скважин связаны с решением следующих вопросов.

1. Совершенствование теоретических основ и создание новых геофизических методов исследования разрезов скважин, базирующихся на изучении электромагнитных, радиоактивных и акустических полей.

2. Создание полностью автоматической высокочувствительной и надежной наземной и скважинной аппаратуры в условиях высоких температур и давлений, позволяющей проводить геофизические исследования в комплексе с цифровой и аналоговой регистрацией.

3. Выбор наиболее рационального комплекса геофизических исследований скважин для конкретного района в зависимости от задач, решаемых бурением (поисковое, разведочное, эксплуатационное), типа геологического разреза (литологический комплекс и физические свойства пород) и технологии бурения скважин.

4. Разработка и совершенствование методик проведения геофизических исследований в различных геологических и скважинных условиях измерений.

5. Совершенствование способов количественной геологической интерпретации результатов геофизических исследований скважин и полная ее автоматизация.

6. Проведение комплексных петрофизических исследований, являющихся основой геологической интерпретации результатов геофизических исследований разрезов скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная:

1. Возженников Г.С., Бельшев Ю.В. Радиометрия и ядерная геофизика. Екатеринбург, изд-во УГГГА. 2006. С.406.
2. Горгун В.А, Юсупов Р.И, Говорков М.Б. Технические и программные средства многоцелевого волнового акустического каротажа // Каротажник: науч.-техн. вестник. – Тверь: ГЕРС, 2003. – Вып.109.
3. Добрынин В.М. и др. Промысловая геофизика М.: Изд-во «Нефть и газ» 2004. С. 400
4. Еникеев В.Н, Рафиков В.Г, Кунавин А.Г. Современная аппаратура АК для контроля нефтегазовых скважин // Каротажник: науч.-техн. вестник. – Тверь: ГЕРС, 2004. – Вып.1(144).
5. Еникеева Ф.Х., Журавлев Б.К., Тропин А.Н. и др. Опыт промышленного применения С/О каротажа. Проблема оценки достоверности получаемых данных /// НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС.2002.-Вып.100.-С.224-236.
6. Журавлев Б.К. Спектрометрические модификации ядерно-физических методов – основное средство изучения свойств горных пород в обсаженных скважинах. Москва. 2005. С.30.
7. Козяр В.Ф, Белоконь Д.В, Козяр Н.В Акустические исследования в нефтегазовых скважинах – состояние и направления развития // Каротажник: науч.-техн. вестник. – Тверь: ГЕРС, 1999.– Вып. 63.
8. Козяр В.Ф., Глебочева Н.К., Медведев Н.Я. Выделение проницаемых пород-коллекторов по параметрам волны Стоунли (результаты промышленных испытаний) // Каротажник: науч.-техн. вестник. – Тверь: ГЕРС, 1999. – Вып.56.
9. Методическое руководство (пособие) по акустическому каротажу обсаженных и обсаженных нефтегазовых скважин. – Тверь: Изд-во НПЦ "Тверьгеофизика", 2003.
10. Методическое руководство по производству скважинных исследований и интерпретации данных АКЦ. – Москва: ООО “ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь”, 2002.
11. Методическое руководство по технологии применения аппаратурно-методического комплекса АМК-2000 для контроля технического состояния и качества цементирования нефтегазовых скважин. Уфа. НПФ Геофизика, 2002.
12. Нуретдинов Я.К, Говорков М.Б Возможности аппаратно-программного комплекса многозондового волнового акустического каротажа ВАК-8 при решении геологических и инженерных задач в открытых и обсаженных скважинах // Каротажник: науч.-техн. вестник. – Тверь: ГЕРС, 2005. – Вып.7(134).
13. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин, курс лекций Екатеринбург, изд-во УГГГА. 2003. С.294.

14. Черменский В.Г., Теленков В.М. Некоторые вопросы освещения С/О-каротажа // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС.2004. Вып.12-13 (125-126) С.242-245.

15. Черменский В.Г., Хаматдинов Р.Т., Велигжанин В.А. С/О-каротаж – перспективная основа современного геофизического мониторинга нефтяных месторождений // НТВ «Каротажник» Тверь: Изд. АИС.2004. Вып.12-13 (125-126) С.125-126.

Дополнительная:

1. Алексеев Ф.А., Головацкая И.В., Гулин Ю.А., Дядькин И.Г. и др. Ядерная геофизика при исследовании нефтяных месторождений. М.: Недра. 1978.

2. Гулин Ю.А. Гамма-гамма метод исследования нефтяных скважин. 1975.

3. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1988.

4. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебное пособие для вузов. 2-ое изд. перераб. и доп. М.: Недра, 1987.

5. Ларионов В.В., Резванов Р.А. Ядерная геофизика и радиометрическая разведка. М.: Недра, 1988. С.325.

6. Методическое руководство по компьютерной технологии контроля технического состояния и качества цементирования обсадных колонн нефтегазовых скважин. Уфа. НПФ Геофизика, 1997.

7. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин М.: Недра. 1982.

8. Тугевич. В.Н.Телемеханика. – М.:Высшая школа, 1985.

9. Урманов Э.Г. Спектрометрический гамма-каротаж нефтегазовых скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994

10. Хисметов Т.В., Ларионов С.В., Репин В.И. и др. Эффективность методов ядерно-физической спектрометрии при контроле за разработкой месторождений углеводородного сырья // Нефтяное хозяйство.- 2003.- №5.- с.74-77.

11. Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. Акустический метод исследования скважин. – М.: Недра,1978.