

ВВЕДЕНИЕ

Крепление (цементирование) обсадных колонн нефтегазовых скважин преследует две цели. Одна из них – изолировать в продуктивном интервале газо-, нефте- и водонасыщенные пласты, чтобы исключить межпластовые перетоки и обеспечить максимально длительный период безводной добычи углеводородов. Вторая цель заключается в обеспечении экологической безопасности в процессе бурения и длительной эксплуатации скважин. В настоящее время применяют методы геофизики, основанные на регистрации параметров, чувствительных к появлению в затрубном пространстве цементного раствора и образования цементного камня. Это акустическая (АКЦ) и радиометрическая гамма-гамма цементометрия (ГГЦ), гамма-гамма дефектометрия и толщинометрия (СГДТ), и, наконец, акустическое сканирование стенки колонны и цементного кольца (АК-сканирование).

Цель дипломной работы: определение качества герметизации и цементирования эксплуатационных колонн методами СГДТ, АКЦ; описание применения акустического сканера-телевизора АСТ-76-Т на примере Быстринского месторождения, его особенности и преимущества.

Решаемые задачи дипломной работы: контроль за техническим состоянием скважины; оценка качества цементирования скважины; выявления типа дефектов цементного камня, которые могут нарушать герметичность обсадки (продольных каналов и кольцевых зазоров).

Автор работы проживает в Сургутском районе и является сотрудником предприятия ОАО «Сургутнефтегаз» трест «Сургутнефтегеофизика» в должности геофизика I категории. В основу дипломной работы вошли геологические и геофизические материалы, собранные в период работы.

Глава 4. Цементметрия скважин методами АКЦ, СГДТ

Контроль качества цементирования скважин проводится с целью получения сведений о герметичности затрубного пространства по всему зацементированному интервалу. Основная задача заключается в том, чтобы установить наличие или отсутствие каналов межпластового сообщения в цементном камне и в зонах его контакта с породой и обсадной колонной до перфорации продуктивных объектов. Наиболее полное представление о степени изоляции пластов в скважине можно составить при использовании следующих показаний: характера заполнения затрубного пространства тампонажной смесью, наличия или отсутствия каналов в цементном камне и его проницаемости, величин прочности цементного камня и состояния его контактных связей со стенками скважины и обсадной колонны.

4.1 Общие сведения о креплении скважин

Крепление скважин заключается в спуске в скважину обсадных колонн и их цементировании с целью укрепления стенок скважин, сложенных недостаточно устойчивыми горными породами, и разобщения нефтегазоносных и водоносных пластов друг от друга, а также для изоляции от остальной части разреза. Разобщение пластов, т.е. изоляция затрубного пространства, достигается путем закачки цементного раствора и формирования в затрубье прочного цементного камня, имеющего плотный (сплошной) контакт с обсадной колонной и горными породами.

В конструкции скважины различают следующие типы обсадных колонн: направление, кондуктор и эксплуатационная колонна.

В настоящее время для крепления нефтегазовых скважин применяют, в основном, обсадные трубы с наружным диаметром 114,3; 127; 139,7; 146; 168,3; 177,8; 193,7; 219,1; 244,5; 273,1; 298,5; 339,7; 406,4; 426; 508 мм и толщиной стенки от 6 до 12 мм.

В результате различных факторов технологического и геологического характера в процессе цементирования затрубного пространства и при

дальнейшей эксплуатации скважины в цементном кольце могут формироваться следующие основные дефекты: вертикальные каналы и трещины, кольцевые микроразоры на границах с обсадной колонной и горными породами, разрывы сплошности, низкая прочность и высокая проницаемость цементного камня, осевая симметрия цементного кольца.

4.2 Акустический метод контроля качества цементирования скважин

4.2.1 Физические основы метода

Акустический каротаж основан на возбуждении в жидкости, заполняющей скважину, импульса упругих колебаний и регистрации волн, прошедших через горные породы, на заданном расстоянии от излучателя в одной или нескольких точках на оси скважины. Возбуждение и регистрация упругих волн при АК осуществляется с помощью электроакустических преобразователей.

При воздействии на элементарный объем породы с помощью ультразвуковой волны (10-75 кГц) происходит деформация частиц породы и их перемещение. Во всех направлениях от точки приложения возбуждающей силы изменяется первоначальное состояние среды.

В зависимости от вида деформации в породе возникают различные типы упругих волн. Наиболее информативны при изучении упругих свойств горных пород волны: продольные (Р - волны), поперечные (S - волны), Лэмба (L - волны) и вторичного происхождения. **Процесс последовательного распространения деформации называется упругой волной. Продольные волны связаны с деформациями объема твердой или жидкой среды, а поперечные с деформациями только твердой среды. Продольная волна представляет собой перемещение зон сжатия и растяжения вдоль луча, а поперечная - перемещение зон скольжения слоев относительно друг друга в направлении перпендикулярном лучу. Продольные волны распространяются в 1,5 - 10 раз быстрее поперечных.**

Важнейшие характеристики упругих волн — скорости распространения (или интервальные времена), их амплитуды и коэффициенты затухания, а также звуковые образы.

Кинематические параметры

Для идеально упругих изотропных горных пород скорости распространения продольных V_p и V_s поперечных волн определяют по следующим формулам:

$$\begin{aligned} V_p &= \sqrt{\frac{E(1-\nu)}{\delta_i(1+\nu)(1-2\nu)}} = \sqrt{\frac{3(1-\nu)}{\beta\delta_i(1+\nu)}}, \\ V_s &= \sqrt{\frac{A}{2\delta_i(1+\nu)}}, \end{aligned} \quad (1)$$

где E , ν , β — соответственно модуль Юнга, коэффициенты Пуассона и сжимаемости породы; $\delta_{\text{п}}$ — плотность породы. Для большинства горных пород $V_p \approx 1.73 V_s$

Скорость волн Лэмба V_L определяется выражением, включающим скорость гидроволн V_0 , распространяющихся в скважинной жидкости с плотностью δ_0 , и скорость поперечных волн V_s в окружающей скважину горной породе с плотностью $\delta_{\text{п}}$:

$$V_L = \frac{V_0}{\sqrt{1 + (\delta_0 / \delta_i) * (V_0 / V_s)^2}} \quad (2)$$

Единицей измерения скоростей распространения упругих волн. V_p , V_s и V_L служит метр в секунду.

Величину, обратную скорости распространения упругой волны в породе, принято называть интервальным временем ΔT , единица его измерения — секунда или микросекунда на метр.

Динамические параметры

Распространение упругих волн в горных породах сопровождается постепенным уменьшением их энергии вследствие физических процессов

поглощения, рассеяния и геометрического расхождения. Энергию волны характеризует амплитуда колебаний A . Уменьшение амплитуды колебаний с увеличением расстояния от источника возбуждения до точки наблюдения, для случая плоского фронта распространения упругой волны происходит по экспоненциальному закону.

Коэффициент поглощения (затухания) упругих волн α_n является показателем потери энергии волн в горных породах вследствие указанных выше физических процессов. Выражение для α_n имеет следующий вид:

$$\alpha_n = (1/S) \ln(A_1 / A_2) \quad (3)$$

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

где A_0 , A – соответственно амплитуды колебаний вблизи источника возбуждения и точки наблюдения; α_n – коэффициент поглощения упругих волн; l – расстояние, пройденное волной; A_1 и A_2 – амплитуды волн, регистрируемые приемниками, расположенными на расстоянии Δl (базы зонда) друг от друга.

Наиболее распространенная единица измерения коэффициента поглощения – децибел на метр.

Факторами, влияющими на скорость распространения и затухание упругих волн в горных породах являются: литолого - минералогический состав пород, объем и структура порового пространства, тип цемента и степень цементации, характер распределения глинистого материала в породе, характер насыщающего флюида и степень насыщенности пор жидкостью или газом, термобарические условия измерений — эффективное давление, температура и др. При этом преобладающими являются пористость породы, структура порового пространства и минеральный состав при одном и том же заполнителе и одинаковых внешних условиях.

Характеристики акустических сигналов, зарегистрированных в обсаженных скважинах, очень чувствительны к условиям на контактах между цементным камнем, обсадной колонной и горной породой. Поэтому

АК широко применяют как для изучения разрезов скважин, так и для оценки их технического состояния.

Наименьшие скорости (от 1-2 км/с) наблюдаются в слабосцементированных осадочных породах. Для магматических и кристаллических метаморфических пород характерны скорости 4,5-6,5 км/с. Наибольшей скоростью отличаются плотные, окремненные известняки и доломиты ($V_p = 7,1$ км/с).

Скорости распространения продольных волн и интервальные времена в различных средах:

- глина 2-3,3 км/с; 300-500 мкс/м;
- песчаник 3-5,7 км/с; 175-333 мкс/м;
- известняк 2,6-7,1 км/с; 141-385 мкс/м;
- каменная соль 4,2-4,8 км/с; 208-238 мкс/м;
- кристаллические породы 4,5-6,5 км/с; 154-222 мкс/м;
- ископаемый уголь 1,9-2,9 км/с; 340-525 мкс/м;
- цементный камень 2,5-3,5 км/с; 286-400 мкс/м;
- сталь 5,2-5,7 км/с; 175-192 мкс/м;
- воздух 0,33 км/с; 3030 мкс/м;
- нефть 1,3-1,4 км/с; 714-770 мкс/м;
- вода 1,5 км/с; 667 мкс/м;
- буровой раствор 1,5-1,7 км/с; 588-667 мкс/м

Упругие волны, распространяющиеся в скважине и около скважинном пространстве

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

Излучаемый упругий импульс P_0 представляет собой пакет затухающих колебаний. Волна $P_{ж}$, которую возбуждает излучатель И, распространяется в заполняющей скважину жидкости во всех направлениях со скоростью $v_{ж}$ и, достигнув стенки скважины, преломляется на ней (рис.4.1). Если скорости распространения продольной v_P и поперечной v_S волн в породе больше, чем $v_{ж}$, то в сферическом фронте волны $P_{ж}$ всегда присутствуют колебания (лучи), для которых углы падения волны на стенку скважины равны первому ($\alpha_{кр1} = \arcsin v_{ж}/v_P$) и второму ($\alpha_{кр2} = \arcsin v_{ж}/v_S$) критическим. Форма фронта волны, близкая к сферической, определяется малыми размерами излучателя по сравнению с длиной волны $P_{ж}$. Преломлённые под критическими углами продольная $P_{ж}P$ и поперечная $P_{ж}S$ волны скользят в породе вдоль стенки скважины. Вследствие того, что $v_P, v_S > v_{ж}$, передние фронты преломленных волн отрываются от фронта волны $P_{ж}$, обгоняя его. Возникающие при этом колебания стенки скважины вызывают в скважинной жидкости преломленные (головные, боковые) продольную $P_{ж}PP_{ж}$ и поперечную $P_{ж}SP_{ж}$ волны. Углы преломления этих волн равны $\alpha_{кр1}$ и $\alpha_{кр2}$ соответственно. Фронты этих волн – конические. Обладая наибольшей скоростью, волна $P_{ж}PP_{ж}$ первой достигает любой достаточно удалённой (на 0,4 - 0,6м от излучателя И в зависимости от диаметров скважины и прибора) точки скважины (приёмника П скважинного прибора). За продольной головной волной следуют колебания волны $P_{ж}SP_{ж}$ (в дальнейшем S), которые распространяются в скважинной жидкости в виде волны сжатия, а в горных породах – в виде сдвиговых колебаний. В низкоскоростном разрезе, когда $v_S < v_{ж}$, головная поперечная волна не образуется, так как угол преломления волны $P_{ж}$ на стенке скважины меньше второго критического угла $\alpha_{кр2}$.

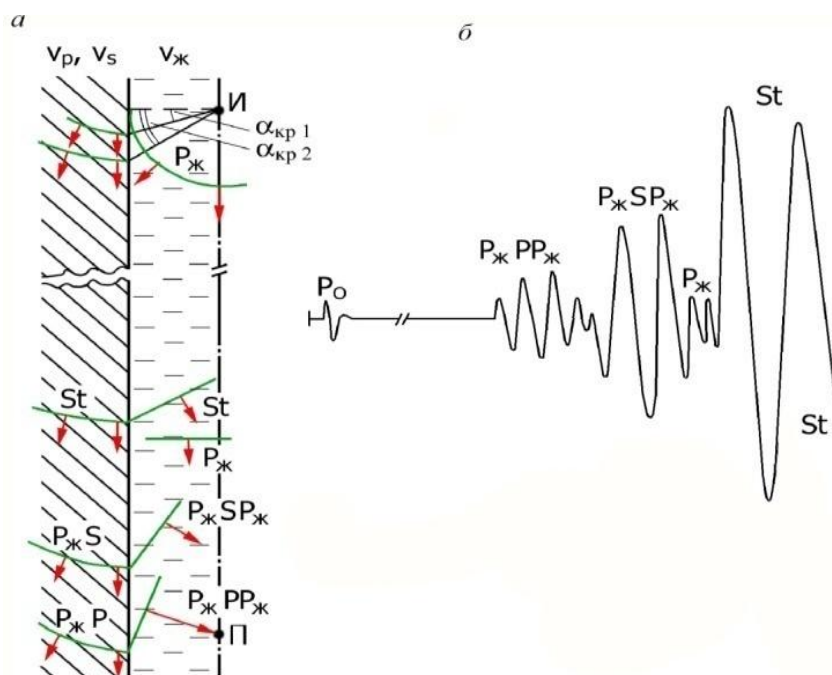


Рис. 4.1 Схема образования в не обсаженной скважине преломленных волн(а) и форма полных акустических сигналов, регистрируемых приёмником (П) скважинного прибора АК на удалении от источника И колебаний (б)

В классическом представлении за волной S следуют (по крайней мере в низкоскоростном разрезе, когда v_s стремится к $v_ж$) малоамплитудные быстро затухающие и наиболее высокочастотные колебания прямой волны $P_ж$, распространяющейся в скважинной жидкости со скоростью $v_ж$. Последующие колебания волны $P_ж$ в жидкости прерываются наиболее интенсивными в большей части разрезов, низкочастотными колебаниями поверхностной волны Стоунли (St), распространяющейся вдоль границы скважинная жидкость – стенка скважины.

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, распространяющихся в пластинах и стержнях, размеры которых ограничены по одной или двум декартовым осям.

Нормальные волны в пластинах подразделяют на два класса: продольные волны (Лэмба), при прохождении которых частицы колеблются

по эллипсу, то есть обладают смещениями, параллельными и перпендикулярными плоскости пластины, и поперечные, обладающие только компонентой смещения, параллельной плоскости пластины и перпендикулярной направлению распространения волны. Фазовая скорость v_L волны Лэмба меньше скорости продольной Р волны в неограниченном пространстве.

4.2.2 Параметры упругих колебаний, используемые для интерпретации

В процессе исследований в цифровом виде регистрируют волновые пакеты, которые содержат колебания всех типов упругих волн, возникающих в скважинной жидкости, обсадной колонне, цементном камне и горных породах за колонной.

Для определения качества цементирования в основном пользуются следующими параметрами упругих волн (рис. 4.2)

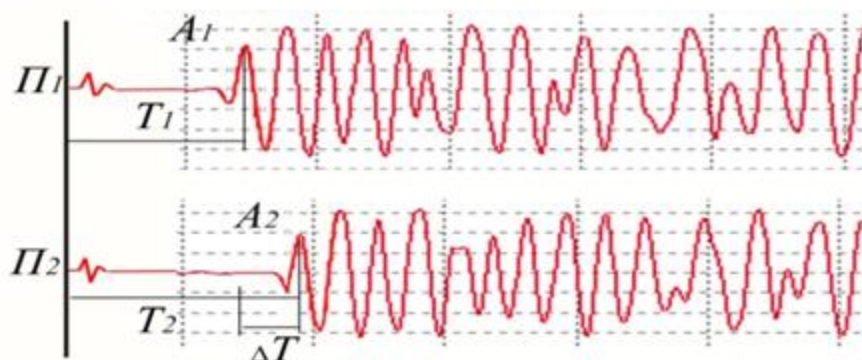


Рис.4.2 Схема распространения упругих волн в обсаженной скважине и их параметры.

A_1 и A_2 – амплитуды первой положительной фазы колебаний упругих волн, по первому и второму приемникам соответственно, определяемые в фиксированном временном окне длительностью 100-120 мкс, которое устанавливается в интервале прихода на первый приемник первого положительного вступления волны по колонне;

Декремент затухания (ослабление) d соответствующих амплитуд A упругих волн:

$$d = 20 \lg \frac{U_0}{A} \text{ (дБ)}, \quad (4) \quad [2]$$

где $U_0 = \text{const}$ – максимальная амплитуда сигналов, регистрируемая в процессе измерения.

Коэффициент затухания α_k амплитуды упругих волн в фиксированном временном окне на базе зонда :

$$\alpha = \frac{20}{S} \lg \frac{A_1}{A_2} = \frac{d_2 - d_1}{S} \text{ (дБ/м)}. \quad (5)$$

T_1 и T_2 – время распространения от излучателя до первого и второго приемников первой положительной фазы колебаний упругих волн;

Интервальное время ΔT распространения упругих волн на базе зонда S (расстояние между приемниками):

$$\Delta T = \frac{T_2 - T_1}{S} \text{ (мкс/м)}, \quad (6)$$

4.2.3 Определение качества цементирования по волновым картинам

Если колонна обсадных труб свободна, не связана с цементом, то упругая волна распространяется непосредственно по металлу колонны с постоянной скоростью и с малой потерей энергии. Амплитуда волны по колонне A_k сохраняется максимальной.

Незацементированная колонна на волновой картине отмечается мощным долго не затухающим сигналом упругих волн, приходящим за время, которое равно времени пробега волны на длине зонда со скоростью распространения упругих волн по обсадной колонне (рис. 4.3). Период упругих колебаний, распространяющихся по обсадной колонне, зависит от частоты упругих импульсов, возбуждаемых в скважине излучателем аппаратуры, и амплитудно-частотной характеристики обсаженной скважины.

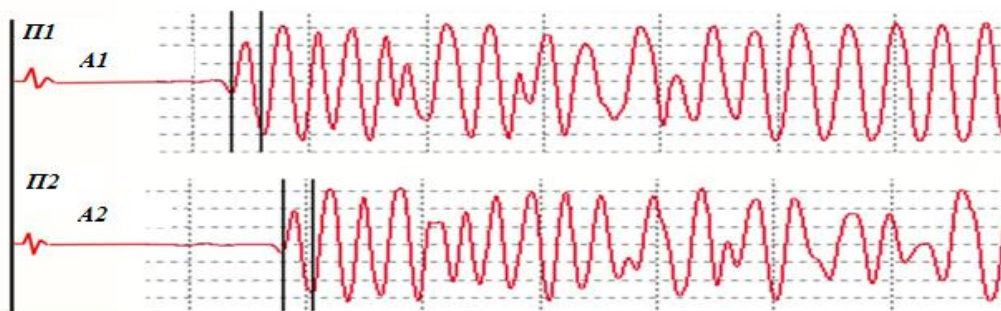


Рис.4.3 Волновые картины по первому и второму приемникам в случае свободной колонны.

В случае жесткого контакта колонны с цементом упругие колебания, распространяясь по колонне, возбуждают колебания в цементном камне. Прохождение волны по цементу характеризуется снижением скорости распространения волны и значительными потерями энергии. В результате возрастает время прохождения волны и снижается амплитуда проходящей волны. При контакте цементного камня со стенками скважины время прихода волны определяется свойствами горных пород.

Хорошее качество цементирования обсадных колонн (жесткий контакт цементного камня с горной породой и колонной) в низкоскоростном разрезе отмечается на волновой картине малой амплитудой волны по колонне A_k (на уровне шумов). На волновой картине четко фиксируется продольная волна по породе (рис.4.4)

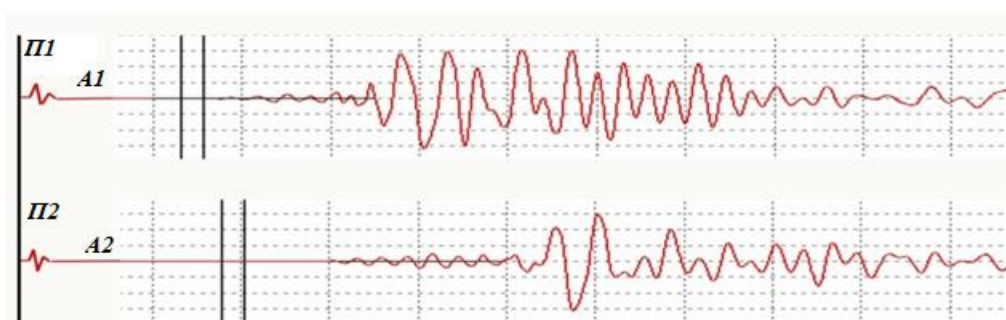


Рис.4.4 Волновые картины по первому и второму приемникам в случае жесткого контакта цементного камня с горной породой и колонной.

В высокоскоростных разрезах, где различить однозначно волны, распространяющиеся по горной породе и по колонне, только по времени их

вступления трудно, оценить качество цементирования помогает частотная характеристика волн. Установлено, что частота продольных волн в горных породах возрастает с увеличением скорости их распространения, однако во всех случаях остается ниже частоты волны, распространяющейся по колонне (при частоте излучателя 25 кГц). Хорошее качество цементирования в высокоскоростном разрезе отмечается на волновой картине неискаженным импульсом продольной волны частотой ниже 25 кГц и амплитудой, коррелирующей с её величиной, полученной до обсадки скважины, а также наличием поперечной волны частотой ниже 20 кГц. В высокоскоростном разрезе при частичном цементировании колонны сигнал с момента времени T_k представлен волнами различной частоты. Этот признак позволяет отличить по волновой картине частичное цементирование от хорошего.

Связь регистрируемых параметров с состоянием цементного кольца в затрубном пространстве скважин

Динамические и кинематические характеристики упругих волн, распространяющихся в обсаженной скважине, определяются контактными условиями на границах цементного камня с колонной и горной породой, соотношением волновых сопротивлений колонны, цементного камня и породы, а также соотношением длины волны и толщины стенки колонны. Количество энергии упругих волн, распространяющихся по обсадной колонне, при бездефектном цементном кольце уменьшается при увеличении прочностных свойств цементного камня и увеличении отношения длины волны к толщине колонны, т.е. при понижении частоты возбуждаемых в скважине упругих колебаний.

Скорость распространения упругих волн по обсадной колонне V_k определяется маркой стали, из которой она выполнена, и не зависит от состояния цементного кольца. Для широкого ряда типоразмеров обсадных труб скорость V_k относительно постоянна и равна в среднем 5434 м/с, соответственно интервальное время распространения упругих волн $\Delta T_k=184$ мкс/м.

Времена T_1 , T_2 зависят от акустических характеристик жидкости, цементного кольца и породы, а также от геометрических факторов скважины и конструкции скважинного прибора.

Если скорость распространения упругих волн в горной породе меньше, чем скорость их распространения в колонне ($V_{п} < V_{к}$), то динамические параметры (d_1 , d_2 , α) отражают динамику распространения упругих волн по обсадной колонне и характеризуют состояние механического контакта цементного камня с колонной. В случае наличия контакта цементного камня с колонной и породой кинематические параметры (T_1 , T_2 , ΔT) отражают упругие характеристики горной породы и коррелируются с соответствующими параметрами упругих волн или с данными других геофизических методов, зарегистрированными при исследовании необсаженных скважин. Если контакта цемента с породой нет, параметры T_1 , T_2 , ΔT отражают кинематические характеристики волны по колонне.

В случае $V_{п} > V_{к}$, при наличии контакта цементного камня с колонной и породой, параметры d_1 , d_2 , α будут отражать упругие динамические характеристики горной породы, а $\Delta T < \Delta T_{к}$.

Динамические параметры зависят от плотности цемента и сроков формирования цементного камня. В результате модельных работ и скважинных наблюдений установлено, что параметры d_1 , d_2 , α , регистрируемые аппаратурой при различных сроках формирования бездефектного цементного камня плотностью $1,85 \text{ г/см}^3$ и $1,6 \text{ г/см}^3$ достигают значений, указанных в табл.4

Таблица 1

Зависимость параметров от плотности цемента и сроков формирования
цементного камня

| Плотность цементного камня, г/см ³ | Параметры | Сроки формирования цементного камня, сут. | | | |
|--|-----------|---|----|----|----|
| | | 1 | 2 | 7 | 14 |
| 1,85 | α | 24 | 30 | 35 | - |
| | d1 | 27 | 33 | 38 | - |
| | d2 | 40 | 48 | 55 | - |
| 1,6 | α | 9 | 11 | 15 | 20 |
| | d1 | 10 | 13 | 18 | 23 |
| | d2 | 15 | 19 | 25 | 33 |

Указанные в табл.1 значения параметров d_1 , d_2 , α приняты в качестве граничных при оценке качества цементирования обсадных колонн нормальным и облегченными цементными растворами.

Величина коэффициента затухания α упругих волн в не зацементированной (свободной) обсадной колонне определяется упругими характеристиками материала, из которого она изготовлена, а также зависит от диаметра колонны (табл.2).

Таблица 2

Величина коэффициента затухания α упругих волн в не
зацементированной обсадной колонне

| Внешний диаметр, мм | 127 | 146 | 168 | 176 | 194 | 245 | 324 |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Коэффициент затухания α , дБ/м | 3,8 | 3,6 | 2,9 | 2,5 | 2,1 | 1,6 | 0,5 |

Дефекты контактного типа (микроразоры) на границе цементного кольца с обсадной колонной оказывают очень сильное влияние на амплитуду упругих волн, распространяющихся по обсадной колонне. При относительно небольших микроразорах (десятки микрон) количество энергии упругих волн, распространяющихся по колонне, значительно возрастает.

Параметры d_1 , d_2 , α чувствительны к величине микрозазоров в диапазоне от 0 до 40-50 мкм, а при дальнейшем увеличении изменяются незначительно и стремятся к значениям, характерным для не зацементированной колонны. При больших значениях микрозазоров не представляется возможным определять параметры цементного кольца и его состояние в затрубном пространстве скважины.

Наличие кольцевого микрозазора ухудшает условия прохождения сигнала в породе, ввиду возрастания коэффициента отражения акустической энергии на контактной границе. При этом с понижением частоты акустического сигнала коэффициент отражения уменьшается, и вместе с тем снижается влияние кольцевого микрозазора, т.е. чувствительность акустического сигнала к кольцевому зазору уменьшается с понижением рабочей частоты. Очевидно, что в этом случае разница в коэффициентах прохождения акустического сигнала на разных частотах может служить критерием величины кольцевого микрозазора. Величина микрозазора оказывает значительное влияние на амплитуду сигнала по колонне. С уменьшением частоты область максимального влияния смещается в сторону больших кольцевых зазоров. Для каждой частоты можно установить две предельные величины зазоров, чувствительность к которым является минимальной: одна из них лежит в области малых зазоров, другая - в области больших. Так для частоты 6 кГц область максимальной чувствительности от 100 мкм до 200 мкм, для частоты 10 кГц - от 50 мкм до 160 мкм, а для частоты 33 кГц - от 10 мкм до 100 мкм. Таким образом, расширение частотного диапазона в область низких частот позволяет увеличить предельную величину измеряемого кольцевого зазора. Замеряя амплитуды на разных частотах можно установить приближенную величину кольцевого зазора между цементом и колонной.

Дефекты объемного типа в цементном кольце (вертикальные каналы и разрывы сплошности) приводят к увеличению доли энергии упругих волн, распространяющихся по обсадной колонне, и к снижению значений

параметров d_1 , d_2 , α по сравнению с их значениями при бездефектном цементном кольце. Вертикальные трещины и каналы малых размеров ($\beta < 30$ градусов) в цементном кольце не могут быть выделены при заполнении остальной части затрубного пространства цементным камнем, имеющим плотный (сплошной) контакт с наружной поверхностью обсадной колонны. Параметр α малочувствителен к каналам малых размеров, но может быть использован для определения раскрытости каналов при углах $\beta > 30$ градусов.

4.2.4. Критерии интерпретации

Определение уровня подъема цементной смеси

Уровень подъема цементной смеси оценивают по отклонению в сторону увеличения показаний параметров α , ΔT , относительно уровней в свободной колонне, а параметры d в сторону уменьшения. 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 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 ΔT , когда измерения проведены не ранее 30 ч после окончания цементирования или границы несформировавшегося цементного камня, когда измерения проведены раньше этого срока. В таблице 6 приведены примерные значения параметров α_k , d_{1k} , d_{2k} , ΔT .

Таблица 3.

Критерии интерпретации данных

| Качество контакта на границе | | Значение параметров | | | |
|------------------------------|-----------------|---------------------|---------------|---------------|------------------|
| Цемент-колонна | цемент - порода | α_k , дБ/м | d_{1k} , дБ | d_{2k} , дБ | ΔT , мкс |
| отсутствие | неопределенный | 2-5 | 0-10 | 1-12,5 | 178-190 |
| частичный | неопределенный | 5-30 | 10-35 | 12,5-48 | 178-190 |
| сплошной | сплошной | >30 | > 35 | >48 | 190-550 |
| сплошной | неопределенный | >30 | >24 | >36 | >550 |

Интервальное время и коэффициент затухания упругих волн в свободной колонне: $\Delta T_k = 184$ мкс/м, $\alpha_k = 3,5$ дБ/м.

Граничное значение коэффициента затухания и ослабления амплитуды волны на дальнем зонде для бездефектного цементного кольца (при плотности портландцемента $\sigma_{ц} = 1,85$ г/см³ и двухсуточной прочности): $\alpha = 30$ дБ/м, $d_2 = 48$ дБ.

Основным признаком хорошего качества цементирования является полная корреляция данных АКЦ с другими геофизическими методами, в частности данными радиометрии (рис.4.5). Кривая интервального времени продольной волны по колонне DTP, полученная в обсаженной скважине, отражает качество сцепления на данной интервале исследований. Имеет подъемы (DTP >190 мкс) на участках со сплошным контактом, и понижение амплитуды кривой (DTP < 190 мкс) на участках с частичным контактом сцепления цементной смеси. Каналы характеризуются пониженным значением кривых коэффициента затухания DK1 (<30 дБ), DK2 (<48 дБ), а также пониженной плотностью вещества в затрубном пространстве

$\alpha > 30$ на кривой Alphak говорит о наличии сплошного контакта цементирования. В интервалах 2302-2304; 2307,5-2309; 2319-2320,5; 2323-2325,5 где кривая Alphak $\alpha < 30$ четко выделяются интервалы частичного контакта .

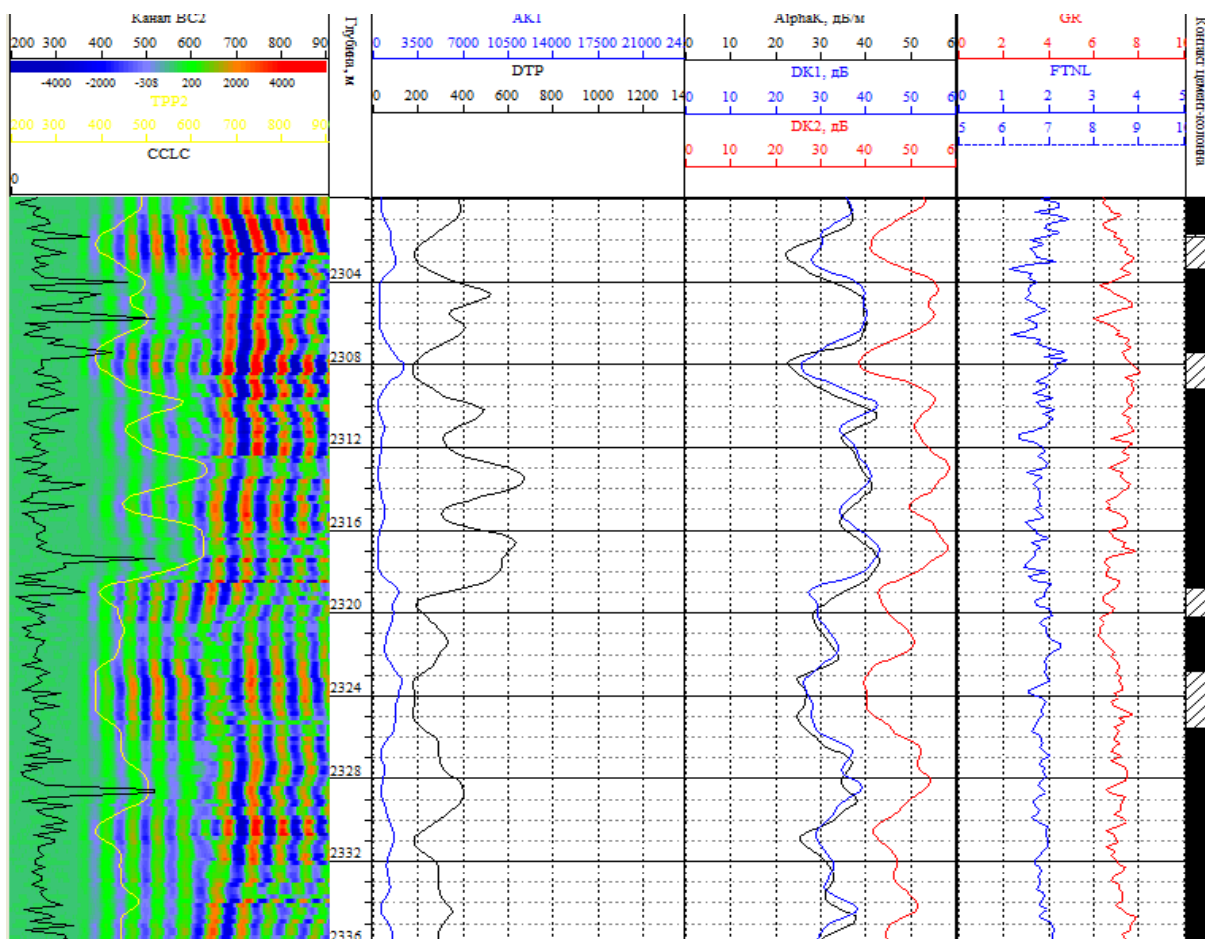


Рис.4.5 Пример данных АК в интервале хорошего и частичного качества цементирования.

4.3 Гамма-гамма цементометрия

Контроль качества цементирования методом гамма-гамма цементометрии (ГГК - Ц) относится к дополнительным методам, проводится в колонне, где по данным АКЦ не может быть однозначно решен вопрос качества цементирования (наличие слабо зацементированных интервалов, наличие разрывов сплошности цемента и другие особенности, обусловленные изменениями объемной плотности цементного камня в затрубном пространстве).

Различие плотностей разных составляющих сред, заполняющих ствол скважины (обсадная колонна, цемент, жидкость, газ, элементы технологического оборудования), позволяет использовать ГГК-П для изучения технического состояния скважины.

Определение высоты подъема и равномерности распределения цемента за колонной основано на различии плотностей цемента и промывочной жидкости, находящейся выше цемента, а также в каналах зацементированной части колонны, если цемент неравномерно заполняет заколонное пространство. Плотность цементного камня ($1,8 - 1,9 \text{ г/см}^3$) обычно выше, чем плотность промывочной жидкости, в связи, с чем при переходе от цементного кольца к незацементированной части колонны показания ГГК-П возрастают. Аналогично появление каналов в цементном кольце, заполненных промывочной жидкостью, приводит к повышению показаний ГГК-П. Детекторы открыты по азимутальному углу в секторе $50-90^\circ$, поэтому при фиксированном положении прибора показания детектора определяются средней плотностью среды в пределах указанного угла раствора.

Более детальная информация о распределении цемента за колонной получается либо при измерении плотности среды вокруг прибора при трех - четырех значениях азимутального угла, либо при регистрации показаний ГГК-П непрерывно по этому углу посредством прибора с вращающимся зондом. Приборы первого типа называют цементомерами, а приборы с вращающимся зондом – дефектомерами.

4.3.1 Физические основы метода

Метод плотностного гамма-гамма каротажа основан на измерении интенсивности искусственного гамма-излучения, рассеянного породообразующими элементами в процессе их облучения потоком гамма - квантов. Основными процессами взаимодействия гамма - квантов с породой являются фотоэлектрическое поглощение, комптоновское рассеяние и образование электронно - позитронных пар. В методах рассеянного гамма - излучения в основном имеют место фотоэлектрическое поглощение и комптоновское рассеяние гамма - квантов породой. В зависимости от энергии гамма - квантов и вещественного состава горной породы преобладает тот или иной процесс их взаимодействия.

При взаимодействии с горной породой жестких гамма - квантов с энергией больше 0,5 МэВ в начальный момент основную роль играет комптоновское рассеяние, в результате которого жесткое гамма - излучение, потеряв значительную часть своей энергии, переходит в мягкое гамма - излучение. В дальнейшем основную роль играет фотоэлектрическое поглощение гамма - квантов. Вероятность комптоновского рассеяния, в конечном счете, находится в прямо пропорциональной зависимости от плотности горной породы, а вероятность фотоэлектрического поглощения - от ее вещественного состава и особенно от содержания тяжелых элементов. Таким образом, если горную породу облучить гамма - квантами не ниже 0,5 МэВ и установить энергетический порог дискриминации, обрезающий мягкую компоненту, то по результатам измерений ГГК-II можно установить плотность породы или цементного кольца.

В качестве источника гамма - излучения обычно используется Cs^{137} с энергией 0,66 МэВ, а мягкая компонента излучения поглощается экранами из свинца и кадмия. При проведении измерений детектор гамма - излучения располагается на определенном расстоянии от источника. Расстояние от источника до детектора выбирается таким, что при увеличении плотности горных пород, зарегистрированная интенсивность гамма - квантов уменьшается, т.е. зонд является заинверсионным. С целью уменьшения влияния скважинных условий на результаты ГГК-II (диаметра скважины и слоя бурового раствора) применяют устройства, прижимающие зонд к стенке скважины стороной, на которой смонтированы коллимационные окна для источника и детекторов. Наличие двух зондов ГГК-II разной длины позволяет максимально снизить влияние глинистой корки на регистрируемую плотность горных пород.

Определенную погрешность в измерения ГГК-II вносит естественная радиоактивность горных пород, поэтому при расчете

плотности необходимо вносить поправку, основываясь на данные гамма - каротажа.

По данным плотностного каротажа можно рассчитать коэффициент пористости породы K_n (%), который связан с плотностью соотношением:

$$K_n = \frac{\sigma_m - \sigma}{\sigma_m - \sigma_{ж}}, \quad (7)$$

где σ – объемная плотность породы, кг/м³; σ_m – плотность минерального скелета, кг/м³; $\sigma_{ж}$ – плотность жидкости, заполняющей поровое пространство, кг/м³.

4.3.2 Задачи, решаемые методом ГГК

Гамма - гамма-цементометрия и гамма-гамма-толщинометрия являются модификациями гамма-гамма каротажа (ГГК) и служат для решения следующих задач:

1. Контроль качества цементирования обсадной колонны:
 - установление высоты подъема цемента;
 - определение наличия цемента и характер его распределения в интервале цементирования;
 - фиксирование наличия переходной зоны от цементного камня к гелю - цементу (раствору);
 - выявление в цементном камне небольших раковин и каналов;
 - определение эксцентриситета колонны;
2. Контроль технического состояния колонн:
 - измерение толщины стенки обсадной колонны;
 - определение местоположения муфт, центрирующих фонарей и специальных пакеров;
 - определение дефектов в обсадных трубах;

Поскольку плотность цементного камня $\sigma_{ц}$ (1,8-2 г/см³) и промывочная жидкость (ПЖ) σ_p (1,2-1,3 г/см³) значительно различаются, а интенсивность вторичного гамма - излучения $I_{\gamma\gamma}$ находится в обратной зависимости от

плотности среды, на регистрируемой кривой четко выделяются участки с цементом с пониженными показаниями $I_{\gamma\gamma}$ по сравнению с интервалами, содержащими за обсадной колонной промывочную жидкость.

Совокупность кривых, зарегистрированных многоканальным зондом, называется цементомграммой, кривая, записанная одноканальным зондом, — круговая цементомграмма, а круговая цементомграмма, полученная в масштабе длины окружности скважины при остановке зонда на заданной глубине с равномерной протяжкой ленты регистратора, называется дефектограммой.

4.3.3 Основные положения интерпретации

Интерпретация гамма-гамма толщинограмм

Для перехода от полученных в результате измерений интенсивностей гамма - излучения I_x к толщине стенки трубы используются градуировочные зависимости для прибора, представляющие собой семейства кривых $I_x / I_{эт} = f(h_k)$ для различных обсадных колонн (рис.4.6).

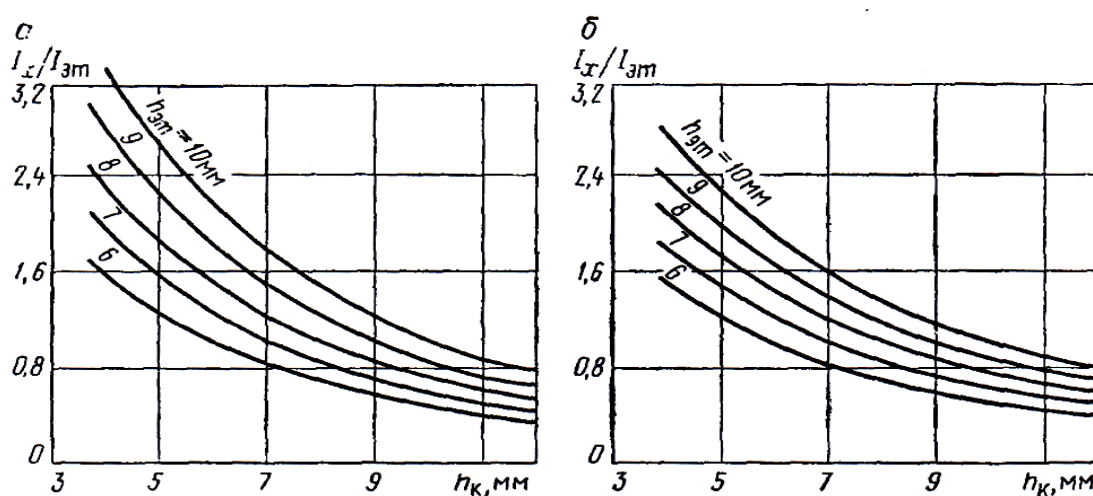


Рис.4.6 Градуировочные графики для определения толщины стенки труб обсадной колонны

Диаметр обсадной колонны: а — 116 мм, б — 168 мм, $h_{эт}$ — толщина стенки трубы в эталонировочном устройстве.

Определение толщины стенки сводится к следующему:

- а) снимаются показания I_x с диаграммы;
- б) находится отношение I_x к показаниям $I_{эт}$ в эталонировочном устройстве;

в) по величине этого отношения по градуировочной кривой находят толщину стенки h_k трубы обсадной колонны.

Толщинограмма (кривая зарегистрированная зондом толщиномера) позволяет решать ряд задач контроля технического состояния обсадных колонн: дает сведения о положении соединительных муфт, центрирующих фонарей, специальных пакеров, а также позволяет выделять интервалы с механическим и коррозионным разрушением труб. Примеры использования толщинограмм для решения некоторых задач контроля технического состояния обсадных колонн приведены на рисунках 4.7, 4.8.

Каждый прибор СГДТ регистрирует одну или несколько толщинограмм и одну или несколько цементограмм:

Толщинограммы и цементограммы бывают интегральные и селективные.

Селективная кривая - кривая, зарегистрированная одним приёмником в зонде. Селективные плотности цемента (по количеству приёмников зонда плотномера).

Интегральная кривая - кривая, сгенерированная прибором на основании всех приёмников в зонде. Как именно генерируется интегральная кривая, зависит от прибора, но можно представлять её себе просто как среднее арифметическое показаний всех приёмников в зонде.

На рисунке 4.7 представлены кривые селективной плотности цемента по которым можно определить уровень подъема цементной смеси в скважине, переход от цементной смеси к буровому раствору (резкое увеличение показаний плотности на глубине 55 м от устья скважины). Средняя между ними, интегральная кривая плотности цемента, характеризует среднее значение плотности вещества в интересующем нас интервале ($\approx 1,4$ г/см³), кривая толщиномера для определения толщины колонны и положения центрирующих фонарей - рис. 4.8, кривая эксцентриситета - для определения положения колонны относительно вертикали. Эксцентриситета нет при

значениях кривой меньше 0,3 ; от 0,3-0,7 колонна центрирована; при значениях больше 0,7 колонна прилегает.

В основе определения однородности распределения цемента лежит сравнение значений селективных плотностей и интегральной плотности. В случае сильного расхождения интегральной и селективных плотностей в затрубном пространстве можно говорить о том, что вещество неоднородно по плотности (односторонняя заливка, канал в цементном камне). Таким образом, на рис.4.7 можно выделить интервалы 55-75, 85-110 м – неоднородный гель-цемент; 75-85 м – вещество практически однородно и имеет плотность $1,4 \text{ г/см}^3$, данный участок заполняет гель-цемент, что можно увидеть и по развертке селективной плотности цемента (участки с плотностью $>1,4 \text{ г/см}^3$ окрашены в коричневый цвет). Если значение интегральной плотности меньше $1,4 \text{ г/см}^3$ – скважину заполняет буровой раствор; $1,4-1,7 \text{ г/см}^3$ – гель-цемент; больше $1,7 \text{ г/см}^3$ - портландцемент .

По кривой толщины колонны можно определить, что на данном фрагменте диаграммы толщина колонны ≈ 7 мм.

На рис 4.8 представлен фрагмент скважины в более глубокой части разреза, где раствор, судя по кривой интегральной плотности, имеет значения 1,8 и больше г/см^3 , что говорит о наличии на данном участке портландцемента. В результате сравнения значений селективных плотностей и интегральной плотности можно судить о достаточно однородном по плотности веществе, заполняющем скважину на участке 2094-2114 м, менее однородном по плотности веществе на остальных участках представленного фрагмента скважины. Четко это разделение можно визуализировать по развертке селективной плотности цемента (участки с более плотным составом вещества окрашены в темно-коричневый цвет).

На кривой толщинограммы фиксируется центрирующий фонарь на глубине 2090 м, об этом говорит двойной выброс кривой. Все визуальные материалы сравниваются с проектными данными конструкции скважины, предоставленными заказчиком.

По кривой эксцентриситета можно судить о том, что колонна центрирована, так как ее значения практически на всем интервале исследований $<0,3$.

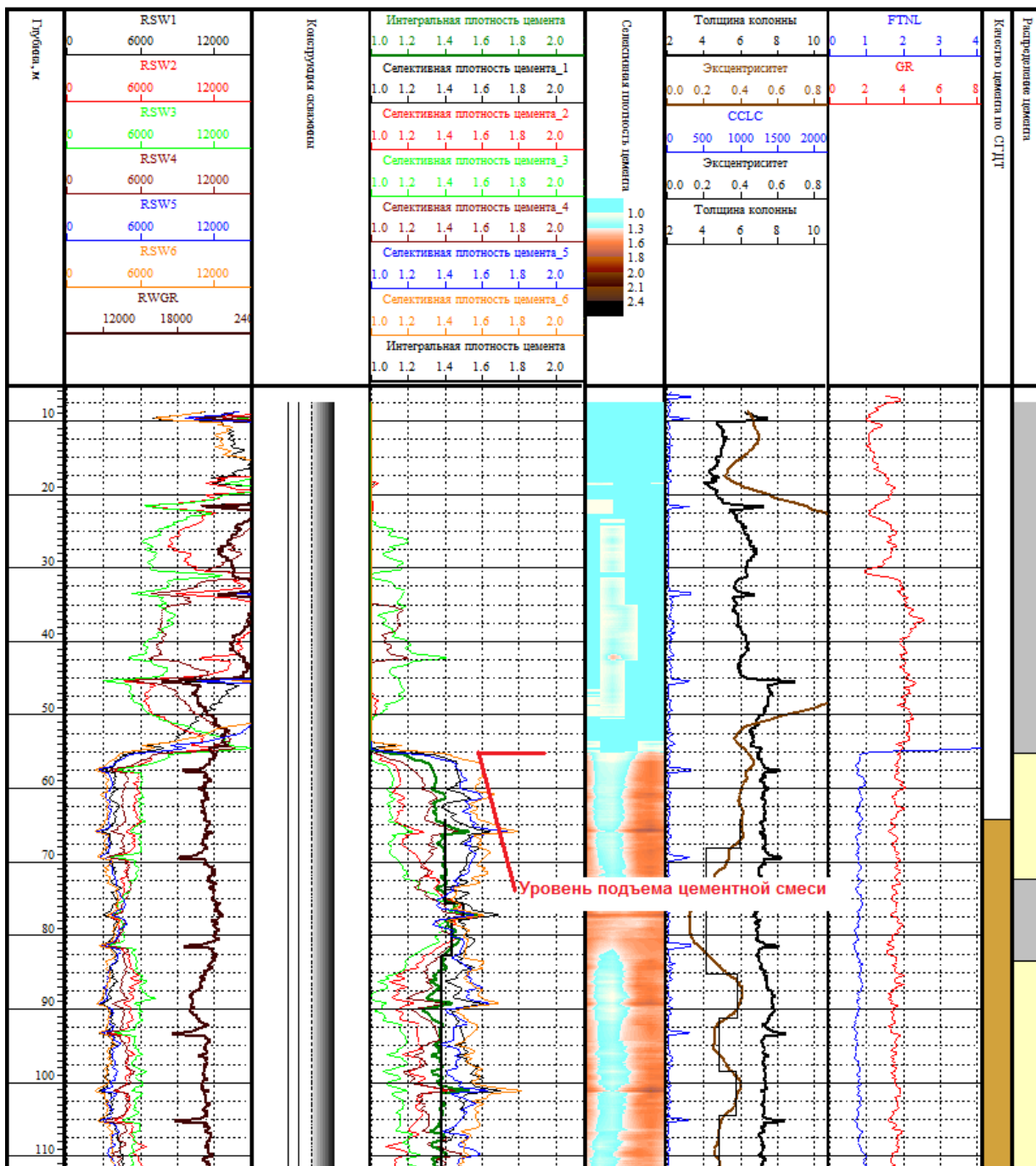


Рис.4.7 Определение уровня подъема гель-цемента (красная линия)

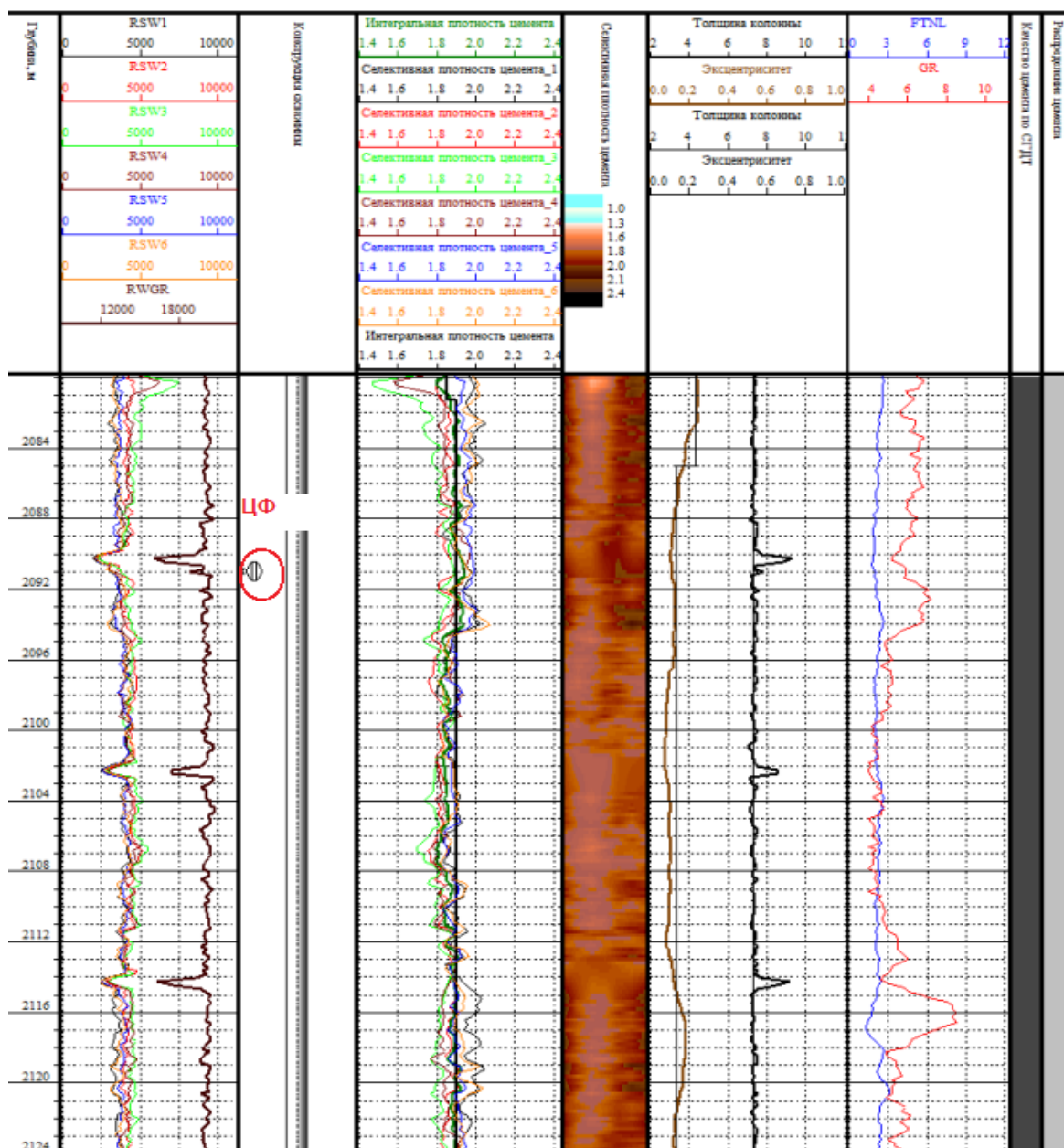


Рис.4.8 Определение местонахождения центрирующего фонаря (двойной выброс кривой толщинометрии)

Обработка и интерпретация цементограмм

Основными параметрами, используемыми при интерпретации, являются:

I_{\min} , I_{\max} – соответственно минимальные и максимальные показания кривой в определяемом интервале;

I_{\max}/I_{\min} – расхождение кривой (относительная амплитуда) в определяемом интервале;

$I_{ц}$ – максимальные показания кривой против каверны, заполненной цементным камнем (линия цемента);

$I_{ПЖ}$ – максимальные показания кривой против каверны, заполненной ПЖ (линия ПЖ);

$I_{цп}$ – максимальные показания кривой против зацементированного участка ствола скважины при номинальном ее диаметре (линия цемент – порода);

$I_{ПЖ.п}$ – максимальные показания кривой против незацементированного участка ствола скважины при номинальном ее диаметре (линия ПЖ – порода);

$I_{п}$ – минимальные показания кривой против зацементированного участка ствола скважины при номинальном ее диаметре (линия пород).

При центрированном положении колонны в скважине, если вещество в затрубном пространстве однородно по плотности, отклонение кривой от средней линии невелико и определяется статическими флуктуациями и погрешностью измерений. При эксцентричном положении колонны, а также при частичном заполнении затрубного пространства цементным камнем плотность среды по различным радиальным направлениям будет неодинакова. Это приводит к увеличению амплитуды круговой цементограммы.

Величина относительной амплитуды I_{max}/I_{min} увеличивается при увеличении эксцентриситета колонны, плотности пород и уменьшается при увеличении плотности вещества в затрубном пространстве. При этом минимальные показания I_{min} , в основном, отражают плотность горных пород, а максимальные I_{max} – плотностную характеристику вещества в затрубном пространстве.

Поскольку плотность цементного камня (1.8 - 1.9 г/см³) значительно меньше плотности горных пород (2.3-2.8 г/см³), в зацементированной части скважины наиболее высокими показаниями отмечаются каверны. В хорошо

зацементированной каверне при глубине ее больше 20 см максимальные и минимальные показания будут одинаковы.

На круговой цементограмме проводят линию, которая соответствует показаниям в зацементированной каверне $I_{ц}$. Зоны с частичным заполнением затрубного пространства цементным камнем будут отмечаться большими показаниями. Этот способ выделения интервалов с некачественным цементированием особенно удобен при интерпретации диаграмм по скважинам большого диаметра (250 - 295 мм), в которых толщина цементного кольца велика и разница показаний в каверне и не размытой части скважины сравнительно мала. В скважинах диаметром 190 мм, обсаженной 146 мм колонной, показания значительно ниже, чем в зацементированной каверне. Поэтому показания против участков с некачественным цементированием могут не превышать значения $I_{п}$. При интерпретации круговых цементограмм по таким скважинам следует рекомендовать проведение линии максимальных показаний против интервала с минимальным отклонением (амплитудой) кривой при номинальном диаметре скважины ($I_{цп}$). Средние показания против интервалов с некачественным цементированием будут превышать $I_{цп}$. Нужно учитывать также, что отклонения от среднего кривой против интервалов с некачественным цементированием будут значительно больше, чем против хорошо зацементированных интервалов.

В общем случае при интерпретации диаграмм на них по участкам с заведомо известной характеристикой следует провести линии, соответствующие показаниям $I_{п}$, $I_{ц}$, $I_{цп}$, $I_{пж}$ и $I_{пж.п}$, и затем, сопоставляя с ними показания круговой цементограммы, судить о характере заполнения затрубного пространства по стволу скважины. Если минимальные показания круговой цементограммы близки к линии $I_{п}$, а максимальные не выходят за пределы линии $I_{ц}$, то, вероятнее всего, интервал качественно зацементирован, а положение колонны эксцентрично. Если минимальные показания близки к

$I_{цп}$, а максимальные выходят за пределы линии $I_{ц}$, то, очевидно, что затрубное пространство интервала не полностью заполнено цементным камнем.

В таблицах 4 и 5 приведены основные критерии качественной оценки характера заполнения затрубного пространства и эксцентриситета колонны в скважине, которые могут быть использованы при интерпретации дефектограмм по скважинам с нормальными промывочной жидкостью ($\rho = 1,2-1,3 \text{ г/см}^3$) и цементным камнем ($\rho = 1,2-1,3 \text{ г/см}^3$).

Таблица 4

Основные критерии оценки характера заполнения затрубного пространства, используемые при интерпретации дефектограмм.

| $I_{\max}/I_{ц}$ | $I_{\max}/I_{цп}$ | I_{\max}/I_{\min} | $I_{\max}/I_{ц}$ | $I_{\max}/I_{цп}$ | I_{\max}/I_{\min} | $I_{\max}/I_{ц}$ | $I_{\max}/I_{цп}$ | I_{\max}/I_{\min} | Характер заполнения затрубного пространства |
|--|-------------------|---------------------|--|-------------------|---------------------|--|-------------------|---------------------|--|
| $d_c=295\text{mm}, d_k=168 \text{ mm}$ | | | $d_c=214\text{mm}, d_k=146 \text{ mm}$ | | | $d_c=190\text{mm}, d_k=146 \text{ mm}$ | | | |
| 1,0 | 1,1 | 1,6 | 0,75 | 1,1 | 1,5 | 0,6 | 1,1 | 1,85 | Полностью заполнено цементным камнем |
| 1,2-1,9 | 1,2-1,9 | 1,9 | 0,9-1,4 | 1,3-1,8 | 1,8 | 0,8-1,15 | 1,2-1,5 | 1,5 | Частичное заполнение |
| 2,0 | 2,2 | 2,5 | 1,5 | 1,5 | 2,3 | 1,25 | 1,6 | 2,0 | Заполнено ПЖ |
| 1,0-1,2 | 1,1-1,2 | 1,6-1,9 | 0,7-0,9 | 1,1-1,3 | 1,5-1,8 | 0,6-0,8 | 1,1-1,2 | 1,35- 1,5 | Установить качество цементирования затруднительно |

Таблица 5

Основные критерии оценки эксцентриситета колонн в скважине по величине

$$I_{\max}/I_{\min}.$$

| Цементный камень | Промывоч. жидкость | Цементный камень | Промывоч. жидкость | Цементный камень | Промывоч. жидкость | Положение колонны по сечению скважины |
|--|--------------------|--|--------------------|--|--------------------|---|
| $d_c=295 \text{ mm}, d_k=168 \text{ mm}$ | | $d_c=214 \text{ mm}, d_k=146 \text{ mm}$ | | $d_c=190 \text{ mm}, d_k=146 \text{ mm}$ | | |
| 1,6-1,9 | 2,0-3,5 | 1,5-1,8 | 1,9-2,9 | 1,35-1,5 | 1,7-2,4 | Прилегает к стенке скв. ($\varepsilon > 0,7$) |
| 1,0-1,2 | 1,0-1,3 | 1,0-1,15 | 1,0-1,2 | 1,0-1,1 | 1,0-1,1 | Центрирована ($\varepsilon = 0-0,3$) |
| 1,2-1,5 | 1,4-1,9 | 1,2-1,5 | 1,3-1,8 | 1,2-1,3 | 1,2-1,6 | Промежуточное положение ($\varepsilon = 0,3-0,7$) |

Количественная интерпретация цементограмм

Точный учет толщины стенки труб обсадной колонны, осуществляемый по толщинограмме. Данные о толщине стенки труб обсадной колонны позволяют при необходимости проводить и уточнять линию цемента I_c по показаниям в эталонировочном устройстве, поскольку в этом случае имеется возможность вносить соответствующие поправки на различие в толщинах труб в эталонировочном устройстве и в скважине.

При комплексной интерпретации цементограмм и толщинограмм для определения количественных значений величин ρ_c (плотность среды в затрубном пространстве скважины) и ε (эксцентриситета обсадной колонны в стволе скважины) необходимо пользоваться номограммами, приведенными на рисунке 4.9.

Номограммы реализуют совместное графическое решение системы уравнений:

$$\begin{cases} \rho_c = f(I_0; h_k; \rho_n; \varepsilon; d_c; d_k) \\ \varepsilon = f(I_0^*; \rho_n; \rho_c; d_c; d_k) \end{cases}, \quad (8)$$

где $\varepsilon = 1 - r_{\min}/r_{\max}$, r_{\min} и r_{\max} – соответственно минимальное и максимальное расстояние от стенки обсадной колонны до стенки ствола

скважины; h_k – толщина стенок труб обсадной колонны; $\rho_{п}$ – плотность горных пород; I_0 – относительные показания цементограммы, приведенные к стандартным условиям, $I_0 = 1 - I_{\min}/I_{\max}$ – относительное расхождение цементограммы.

Номограмма на рисунке 4.12 построена с использованием стандартного эталонировочного устройства с $d_c=300$ мм, $d_k=168$ и 146 мм, $h_k=8$ мм, $\rho_{п}=2.7$ г/см³, $\rho_c=1.8$ г/см³, $\varepsilon=0$.

Непосредственное определение величин ρ_c и ε с использованием номограмм, приведенных на рисунке 4.9, осуществляется следующим образом:

1. Определение величины ρ_c . От точки на шкале d_c с отметкой, равной фактическому диаметру ствола скважины в определяемом интервале, перемещаются в направлении наклонных линий (ε -квадрант) до пересечения с прямой, имеющей шифр, соответствующий значению ε . Далее перемещаются по вертикали ($\rho_{п}$ -квадрант) до пересечения с кривой шифр которой отвечает значению $\rho_{п}$. Затем перемещаются по горизонтали (h_k -квадрант) до пересечения с прямой, имеющей шифр h_k , а далее по вертикали (I_0 -квадрант) до пересечения с кривой с шифром I_0 , и по шкале ρ_c определяют соответствующее этой точке значение плотности среды в затрубном пространстве скважины.

2. Определение величины ε . По шкале I_0 для фактического диаметра обсадной колонны ($d_k=146$ мм или 168 мм) находят соответствующую точку и перемещаются от нее по горизонтали до пересечения с прямой, имеющей шифр, отвечающий значению d_c . Далее перемещаются по наклонным линиям до крайней прямой ($d_c = 200$ мм), от которой двигаются по горизонтали до пересечения с прямой, шифр которой соответствует значению ρ_c . От нее перемещаются по вертикали до пересечения с прямой, имеющей шифр, равный $\rho_{п}$, затем – в направлении наклонных линий до пересечения с прямой с шифром $\rho_{п}=2.7$ г/см³. Точка пересечения соответствует

эксцентриситету обсадной колонны в стволе скважины. На рисунке 4.9 приведен пример количественной обработки диаграмм, зарегистрированных прибором СГДТ.

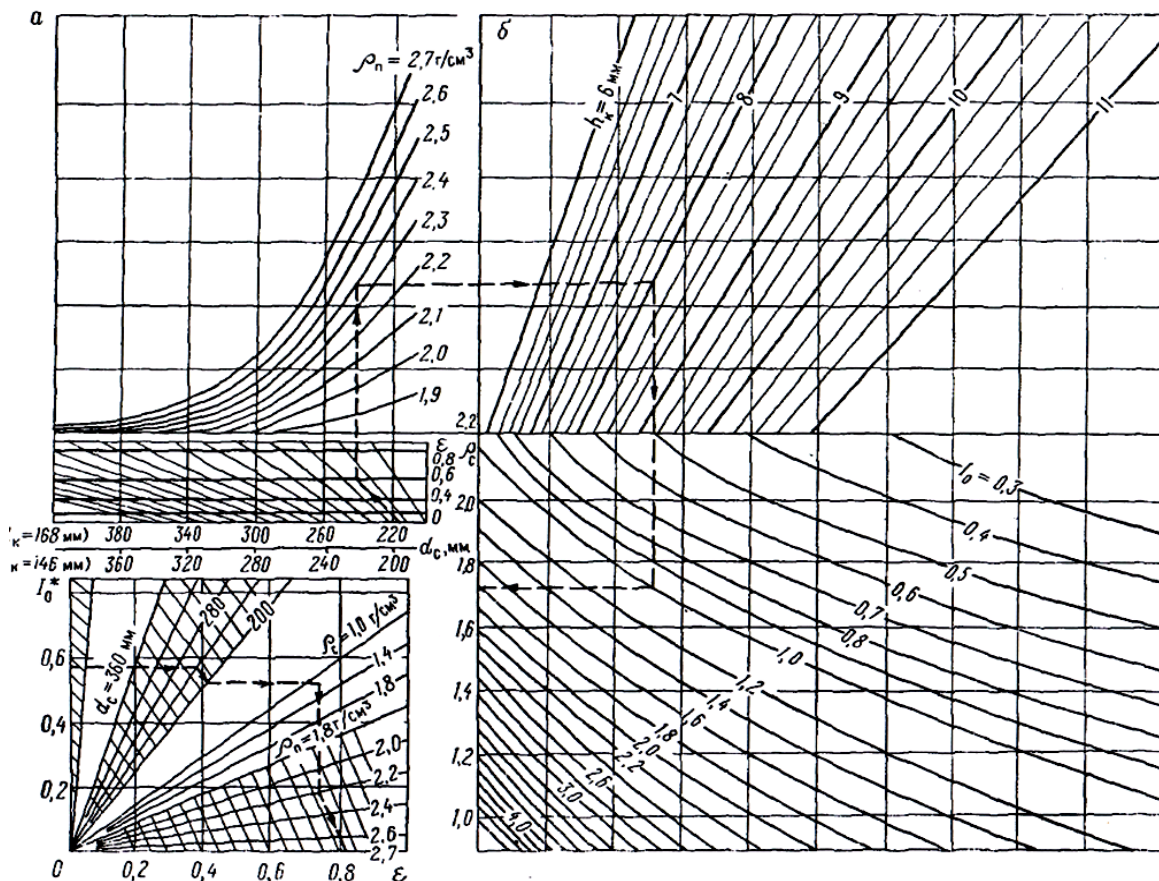


Рис.4.9 Номограмма для определения величин ε (а) и ρ_c (б) (штриховкой показаны преобладающие диапазоны плотности пород).

Если характеристики эталонировочного устройства отличаются от стандартных, для которых построены номограммы, приведенные на рис. 4.9, необходимо произвести корректировку величины $I_{\text{ЭТ}}$ интенсивности гамма - излучения, регистрируемой зондом в эталонировочном устройстве.

При отсутствии замера в эталонировочном устройстве в качестве эталонных значений $I_{\text{ЭТ}}$ допускается принимать показания прибора I_{max} в интервалах ствола скважины с известными характеристиками, например в интервалах выше цементного кольца, содержащие в затрубном пространстве лишь промывочную жидкость с известной плотностью, или в хорошо

зацементированных интервалах и т. п. В этом случае также необходима корректировка величины $I_{эт}$.

Для большей достоверности определения $I_{эт}$ рекомендуется использовать замеры как в эталонировочном устройстве, так и в интервалах скважины, принятых за эталонные.

Величина плотности горной породы ρ_p которую необходимо учитывать при комплексной интерпретации цементограмм, может быть определена либо непосредственно по данным анализа керна или ГГК, либо приближенно по данным электрометрии. Для слабоглинистых (до 15 %), водонасыщенных пород используется их удельное электрическое сопротивление; для пород с любым насыщением, за исключением сильно уплотненных пропластков, – относительная амплитуда ПС; для пластов глин и аргиллитов - глубина их залегания.

4.4 Аппаратура и оборудование

Лаборатория обеспечивает прием и обработку информационных сигналов, поступающих по одно-, двух- или трехжильному кабелю от скважинной аппаратуры без наземных панелей, работает с датчиками глубины импульсного типа, датчиками меток глубины. При производстве работ рекомендуется использовать компьютеризированные каротажные станции «Кедр-02», «КАСКАД». Внешний вид станций представлен на рис.4.13; 4.14. Станции монтируются на шасси каротажного подъемника и содержат в своем составе геофизические панели у «Кедр-02»: ИПРК-У, АНК-М, Э-1, коммутационную панель, источник постоянного тока-напряжения П4506, источник переменного тока П4507 и трансформатор П4508; у «КАСКАД» : пульт контроля каротажа, блок сбора информации, блок фильтров и коммутации -1, программно-управляемые источники постоянного (2 шт) и переменного (50-400 Гц -1 шт) тока и источник питания для управления приводами, развязывающий трансформатор. Центром обработки и визуализации каротажной информации является индустриальный

компьютер Panasonic CF-30, содержащий в своем составе, кроме штатного оборудования, сигнальные процессоры и контроллер приборной шины. В состав компьютерной стойки также входят: источник бесперебойного питания UPS (Uniterruptible Power System), On Line для стабильной работы компьютера и термоплоттер Printex для возможности вывода диаграмм на бумажную ленту непосредственно на скважине.

Станция позволяет выполнять геофизические исследования скважин и имеет следующие возможности: автоматическая визуализация глубины замера, натяжения кабеля, состояние технических параметров в условных единицах (от -100 до $+100$); визуализация регистрации каротажных диаграмм с последующей их записью на магнитный носитель; контроль входных сигналов скважинной аппаратуры (осциллограф); интерактивный выбор аппаратуры каротажа (приборы, зонды и т.д.).

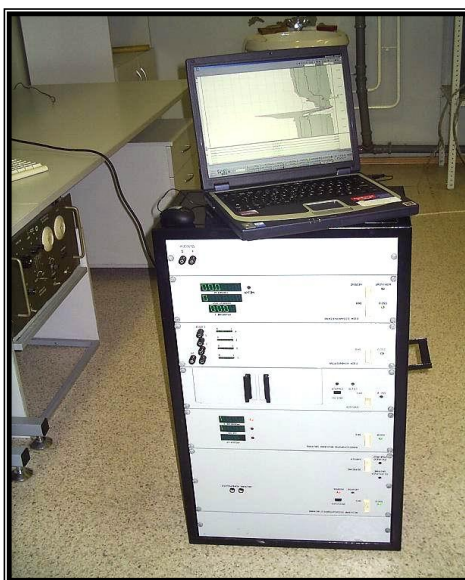


Рис.4.13 Комплексная геофизическая компьютеризированная лаборатория
«Кедр-02»



Рис.4.14 Комплексная геофизическая компьютеризированная лаборатория
«КАСКАД»

4.4.1 Приборы акустического каротажа.

ПРЕДНАЗНАЧЕНЫ: для измерения интервальных времен, амплитуд и затуханий продольной, поперечной и других типов волн в скважинах, заполненных промывочной жидкостью.

ПРИМЕНЯЮТСЯ: для проведения акустической цементометрии в обсаженных скважинах и для проведения АК в открытом стволе.

ИЗМЕРЯЕТСЯ: амплитуда акустического сигнала, преобразуемая в акустическое поле, снимаются интервальные времена, относительные амплитуды и затухания акустических волн.

РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ:

- заключение по качеству сцепления цементного камня с колонной;
- определение объемной пористости вскрытых пластов;
- решение по характеру насыщения в комплексе с другими методами.

Технические характеристики приборов акустического каротажа, используемых в ОАО «Сургутнефтегаз» представлены в таблице 6.

ПРИНЦИП РАБОТЫ ПРИБОРОВ: излучатель И создает в скважине импульсы упругих колебаний, которые попадают на акустические приемники П1 и П2, преобразующие принятые импульсы в электрические сигналы.

После усиления с выхода блока синхронизации и управления информационные сигналы волновых картин передаются в наземный блок, где производится измерение кинематических и динамических характеристик принятых сигналов.

Таблица 6

Технические характеристики акустических приборов, используемых в
ОАО «Сургутнефтегаз»:

| Параметры приборов | <i>МАК-2</i> | <i>АК-73П</i> | <i>Кедр-АКЦ-73Т</i> | <i>Кедр-АКЦ-60Т</i> |
|--|--------------|---------------|---------------------|---------------------|
| Вес | >95 кг | 80 кг | 55 кг | 30 кг |
| Длина прибора | 4000 мм | 4400 мм | 3500 мм | 3220 мм |
| Диаметр прибора | 73 мм | 73 мм | 73 мм | 60 мм |
| Скорость записи | 1200 м/час | 1200 м/час | 1200 м/час | 1200 м/час |
| Рабочая температура | 120 °С | -10 +120 °С | 120 °С | 120 °С |
| Давление | 80 МПа | 60 Мпа | 60 Мпа | 60 Мпа |
| Внутренний диаметр исследуемой колонны | 100-320 мм | 100-300 мм | 110-300 мм | 89-250 мм |

На примере акустического прибора МАК-2 представлен внешний вид и схематическое расположение главных узлов акустического прибора - рис.4.10; 4.11.

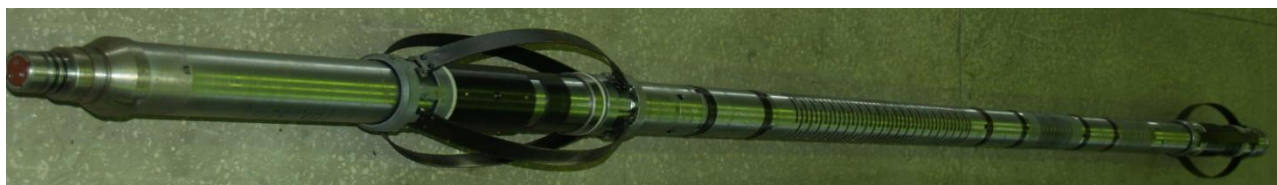


Рис.4.10 Внешний вид прибора акустического каротажа МАК-2

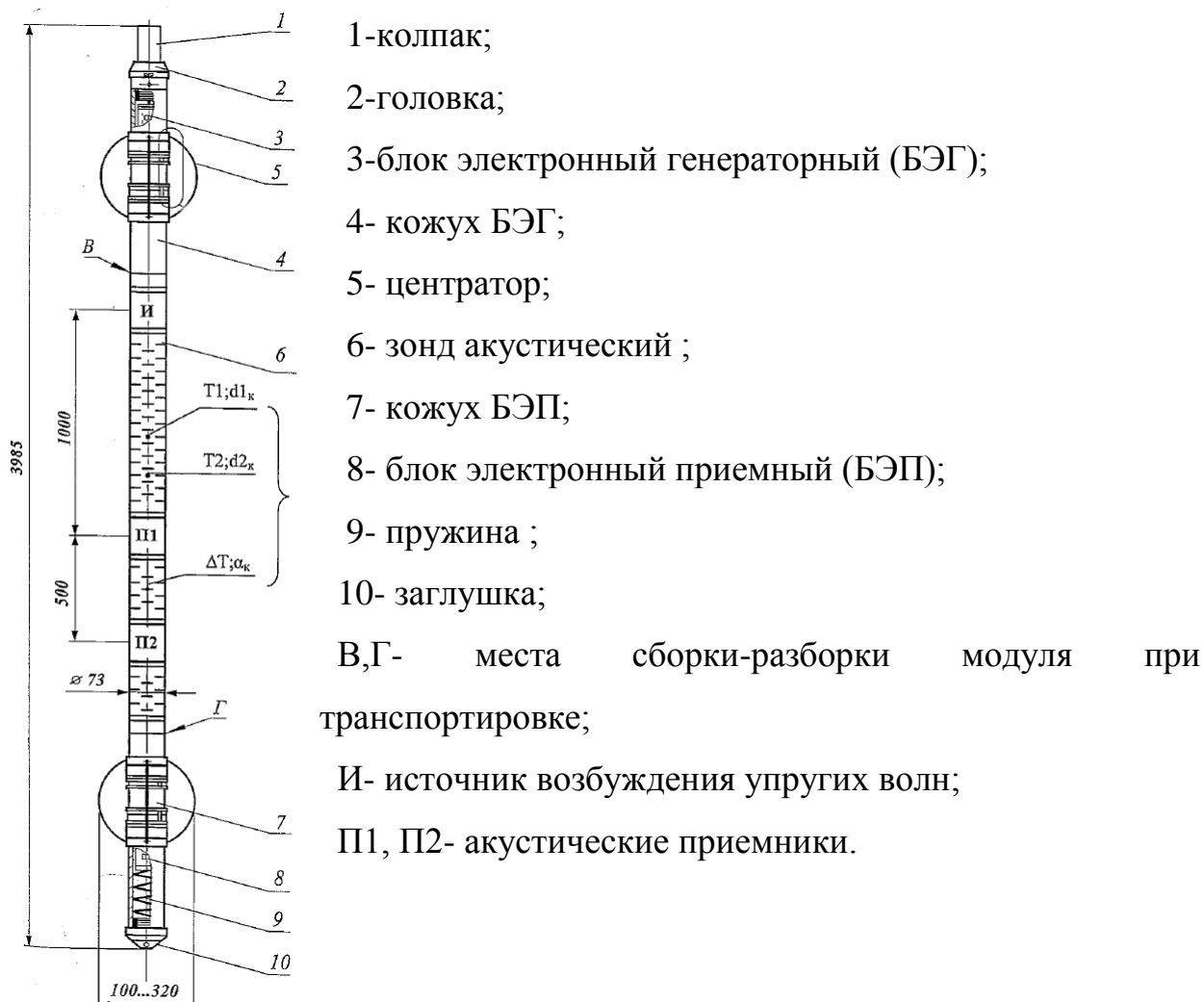


Рисунок 4.11 Схематическое изображение прибора МАК-2

4.4.2 Прибор скважинного гамма дефектомера - толщиномера

ПРЕДНАЗНАЧЕН: Прибор предназначен для контроля методом радиометрии качества цементирования и технического состояния обсадных колонн в нефтегазовых скважинах и «привязки» результатов измерений и муфт обсадной колонны к геологическому разрезу и к апсидальной плоскости скважины. Прибор может быть использован для исследования скважин, обсаженных колоннами 178 и 194 мм при установке соответствующих вытеснителей на корпусе прибора.

ПРИМЕНЯЕТСЯ: для определения плотности вещества в заколонном пространстве и толщины стенки труб обсадной колонны в сканирующем

режиме, для исследования скважин, обсаженных техническими и эксплуатационными колоннами соответствующих диаметров.

ИЗМЕРЯЕТСЯ: отраженное рассеянное гамма излучение в трех или шести (в зависимости от модификации прибора) коллимированных по азимуту и углу относительно оси прибора датчиках, образующих дефектомеры (большие зонды), и в одном малом зонде, расположенном по оси прибора – зонд толщиномера. В приборах СГДТ-НВ также регистрируется кривая положения прибора.

РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ:

- определение значений средней по периметру толщины стенки обсадной колонны и отметок муфтовых соединений;
- заключение по заполнению затрубного пространства обсадных колонн цементным раствором;
- определение плотности цементной смеси и эксцентриситета колонны.

ПРИНЦИП РАБОТЫ: Прибор содержит канал ГК, двухзондовую установку ГГК и датчик угла пространственной ориентации, датчик температуры и датчик напряжения питания. Интенсивность рассеянного гамма-излучения, регистрируемая детектором малого зонда (МЗ), определяется, в основном, толщиной стенки труб обсадной колонны (зонд-"толщиномер"), а интенсивность рассеянного гамма-излучения, регистрируемая детекторами большого зонда (БЗ), определяется, в основном, плотностью вещества в заколонном пространстве (зонд - "плотномер").

Регистрируемые гамма-кванты, сигналы датчиков угла и температуры, а также величина напряжения на кабельной головке преобразуются в кодовые импульсные посылки, передаваемые по каротажному кабелю на вход бортового персонального компьютера.

Технические характеристики прибора СГДТ-НВ, используемого в ОАО «Сургутнефтегаз» представлены в таблице 7.

Технические характеристики прибора СНГД-НВ:

| Параметры прибора | <i>СГДТ-НВ</i> |
|--|----------------|
| Вес | 95 кг |
| Длина прибора | 2500 мм |
| Диаметр прибора | 110 мм |
| Скорость записи | 360-800 м/час |
| Рабочая температура | -10 +150 °С |
| Давление | 60 МПа |
| Внутренний диаметр исследуемой колонны | 190-300 мм |

Внешний вид и схематическое расположение главных узлов прибора СГДТ-НВ - рис.4.12; 4.13.



Рис.4.12 Внешний вид прибора СГДТ-НВ

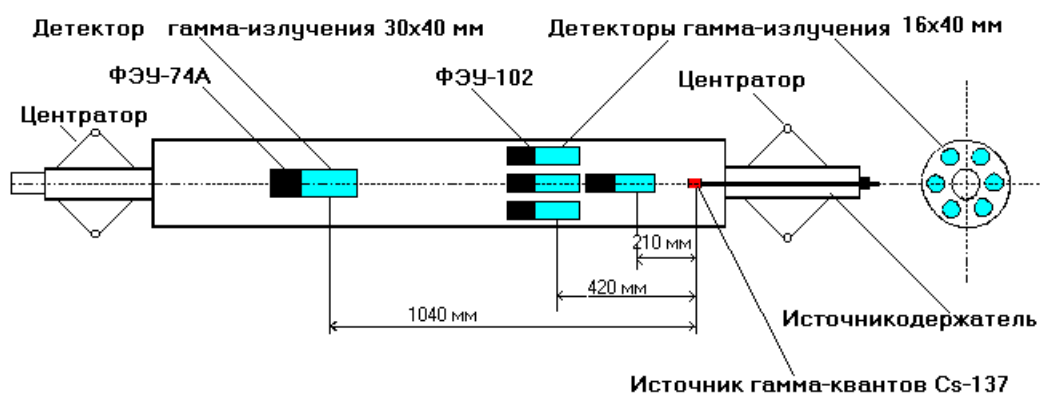


Рисунок 4.13 Схематическое изображение прибора СГДТ-НВ

Глава 5. Специальная глава проекта.

Акустический сканер-телевизор АСТ-76-Т. Примеры применения при оценке герметичности и качества цементирования обсадной колонны.

ПРЕДНАЗНАЧЕН: для определения внутреннего диаметра обсадных колонн; определения толщины стенок обсадных колонн; оценки деформации обсадных колонн; определения участков внутренней и внешней коррозии обсадных колонн; выделения интервалов перфорации; определения наличия дефектов цементного камня.

ПРИМЕНЯЕТСЯ: в скважинах с открытым стволом и обсаженных стальной колонной, заполненных жидкостью на водной или нефтяной основе с плотностью не более 1.2 г/см^3 .

ИЗМЕРЯЕТСЯ: скорость упругих колебаний в промывочной жидкости, амплитудный спектр сигнала реверберации.

РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ:

- определение распределения цемента вокруг колонны;
- определение толщины стенки стальной колонны, её профиля и дефектов;
- формирование заключения по заполнению затрубного пространства обсадных колонн цементным раствором.

ПРИНЦИП РАБОТЫ: Акустический сканер-телевизор обеспечивает данные для определения акустических свойств стенки скважины методом отражённых волн на прямом луче (метод эхо-сигнала). Измерения производятся путём обработки данных, содержащихся в волновых картинах отражений, вызванных импульсными посылками электроакустического преобразователя, непрерывно вращающегося вокруг оси прибора. Преобразователь возбуждает короткий акустический импульс ($2 \div 3$ периода). За один оборот преобразователь излучает и принимает акустические колебания 30 раз в режиме

«цементомер» и 128 раз в режиме «имиджер». Для цементометрии используется преобразователь с резонансной частотой 400 кГц (НЧ), для получения видеоизображения (режим «имиджер») — 1000 кГц (ВЧ). Каждый цикл излучение-приём отстоит от соседних на 12° (1/30 оборота) в режиме «цементомер» и 2.81° (1/128 оборота) в режиме «имиджер». Циклы синхронизированы по углу поворота преобразователя, а их положение в пространстве учитывается по показаниям акселерометров (при углах наклона >10°). Начало каждого оборота преобразователя фиксировано относительно образующей прибора. Измерение скорости упругих колебаний в промывочной жидкости осуществляется дополнительным опорным преобразователем, установленным на фиксированном расстоянии от отражателя.

Основные технические характеристики прибора АСТ-76-Т представлены в таблице 8.

Схематичное изображение общего вида АСТ-76-Т представлено на рис. 5.1

Таблица 8

Основные технические параметры прибора АСТ-76-Т:

| Параметры прибора | АСТ-76-Т |
|--------------------------------------|--|
| Длина, не более | 2500 мм |
| Макс. диаметр, не более | 80 мм |
| Масса, не более | 70 кг |
| Питание | |
| -напряжение питания, В | 220 |
| -частота питания, Гц | 50 |
| Макс. рабочая температура | 120 °С (150 °С) |
| Макс. рабочее давление | 80 МПа |
| Диаметр скважины | 110÷240 мм |
| Скорость каротажа, не более | 125 м/час при шаге 10 см 250 м/час при шаге 20 см |
| Частота записи, на 1 оборот датчика: | |
| -в режиме «цементомер | 30 волновых картин |
| -в режиме «имиджер» | 128 волновых картин |

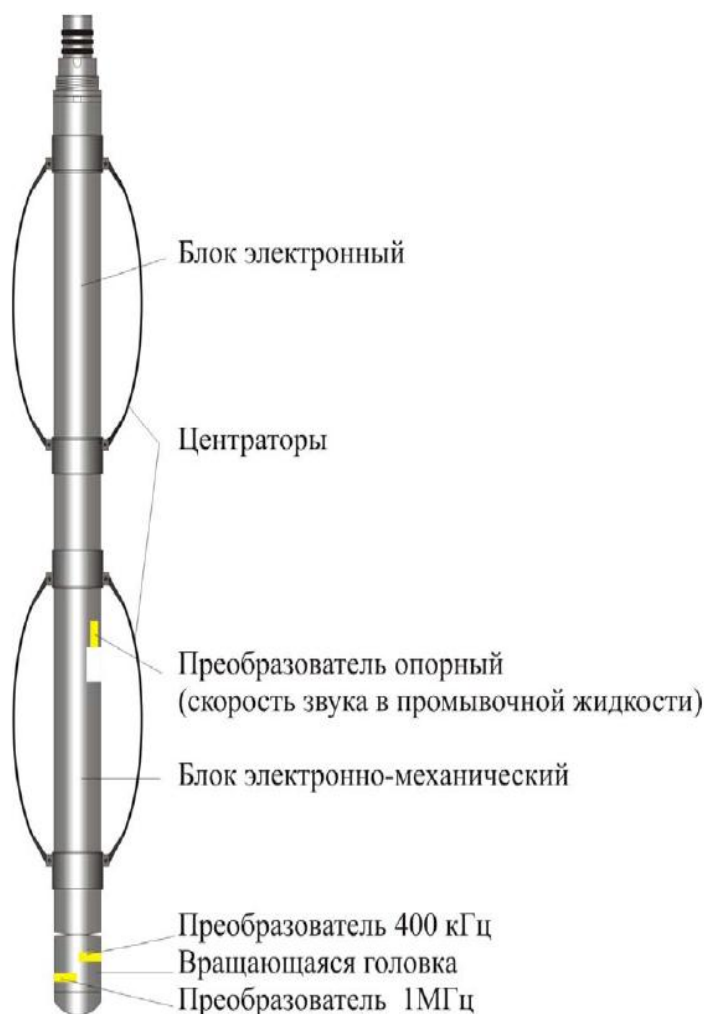
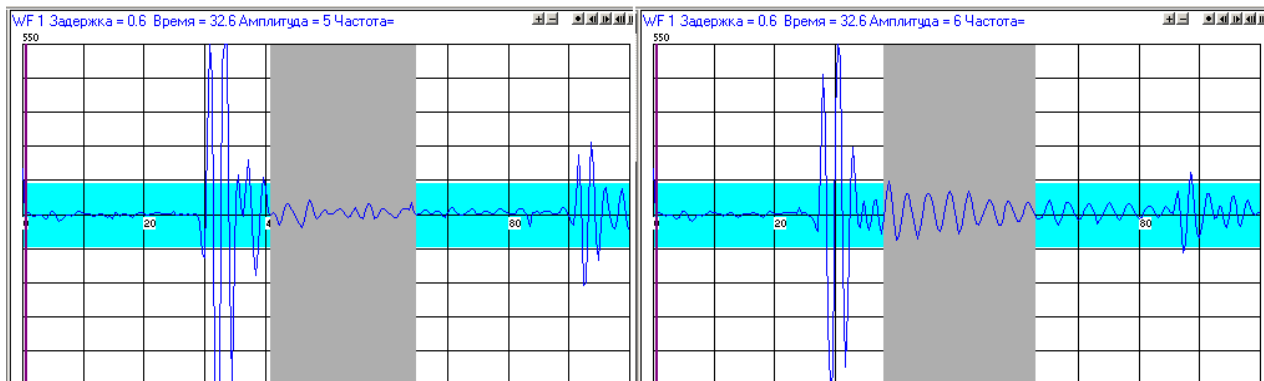


Рисунок 5.1 Схематичное изображение общего вида АСТ-76-Т

5.1 Физические основы оценки плотности контакта цемента и колонны

При облучении стальной трубы акустическим импульсом с ведущей частотой $F \approx V_k/2h$, где h – толщина стенки трубы, V_k – скорость продольных колебаний в стали, возникает реверберация акустических колебаний. В результате сигнал отражения наряду с волновым пакетом первого отражения на границе труба – промывочная жидкость содержит колебания реверберации в самой трубе. Ведущая частота этих колебаний зависит от толщины стенки трубы, а амплитуда и длительность – от плотности контакта трубы и цементного кольца. При плотном контакте реверберация минимальна, т.е. колебания имеют малую амплитуду и высокий декремент затухания. В «свободной» трубе наблюдается обратная картина, амплитуда и длительность

реверберации максимальны. Измерения в моделях обсадки показывают, что сигнал реверберации уменьшается в четыре раза за счёт эффекта демпфирования трубы цементным кольцом (рисунок 5.2).



а) плотный контакт цемент- колонна б) свободная колонна

Рисунок 5.2 Сигнал сканера, отражённый от стенки обсадной колонны

Таким образом, измеряя амплитудный спектр сигнала реверберации, можно определить не только толщину трубы, но и наличие контакта с цементным кольцом. Производя измерения направленным узким пучком, получаем распределение дефектов трубы и цемента по образующей трубы.

Основные преимущества сканера при оценке качества цементирования:

- окружающие скважину горные породы не оказывают существенного влияния на сигнал реверберации, поэтому оценку качества цементирования можно производить и в высокоскоростных разрезах;
- оценка производится дискретно, что позволяет в комплексе со стандартным прибором АКЦ определить распределение цементного камня вокруг обсадной колонны, т.е. выявить типы дефектов (вертикальный канал, каверны в цементном камне).

Основными параметрами, используемыми для определения плотности контакта обсадной колонны и цемента, являются

относительные амплитуды сигналов реверберации. Для обеспечения устойчивости измерений и исключения влияния расцентровки прибора в скважине, амплитуды измеряются в спектральном разложении и нормируются по амплитудам первых отражений. Мнемоники этих параметров $WN1, WN2...WN31$, а их среднее значение обозначено WWM . Нормированные значения амплитуд дополнительно нормируются по их значениям в свободной колонне и при плотном контакте колонны и цемента. Полностью отнормированные параметры имеют мнемоники $WR1, WR2...WR31$, а их среднее значение – WRM . Эти параметры имеют значения от 0 до 1, а их обратные значения сопоставимы с параметром индекса цементирования BI (это параметр, показывающий относительное изменение коэффициента затухания волны по колонне) стандартного цементомера и как правило коррелируется вместе с ним. По значению индекса цементирования выделяются три степени контакта: отсутствие контакта $BI < 0,2$; частичный контакт $0,8 \leq BI \leq 0,2$; плотный контакт $BI > 0,8$. Степень контакта обозначается параметром $QCBL$.

Оценка характера контакта проводится по распределению значений показателя цементирования (WR) по периметру обсадной трубы и их среднему значению (WRM). Существует 4 градации контакта: $QCBL = 0$ - отсутствие контакта ($0,8 < WRM$), $QCBL = 4$ - плотный контакт ($0 < WRM < 0,2$), $QCBL = 5$ - канал в цементе (от 3 до 10 каналов подряд имеют значение $0,8 < WRM$), $QCBL = 6$ - кавернозный цемент ($0,2 < WRM < 0,8$).

5.2 Обработка данных АСТ-76-Т

Обработка данных заключается в измерении параметров волн (времен вступления и амплитуд), вычислении расчётных параметров (радиусов и индексов цементирования) и визуализации измеренных и вычисленных параметров в виде кривых и объёмных моделей. Программы обработки включены в программный пакет LogPWin. Обработка данных сканера входит

в пакет для обсаженных скважин, а имиджера - для обработки открытого ствола.

5.2.1 Обработка данных, зарегистрированных в режиме акустического сканирования (цементомер)

Обработка данных акустического сканера позволяет определить распределение цемента вокруг колонны, а также толщины стенки стальной колонны, её профиля и дефектов.

Методика обработки данных сканера

Данные сканера представлены в файле формата Lis тридцатью одной волновой картиной (WN). Каждая волновая картина измерительных каналов (номера каналов с 1 по 30, крайние каналы - повтор) и калибровочного канала (канал 31) оцифрованы 256-ю точками с шагом 0,4 мкс.

Программа обработки данных позволяет определить индексы цементирования в тридцати секторах и их среднее значение для оценки распределения цементного камня за колонной, а также толщины колонны в тех же секторах и среднее значение толщины колонны. В процессе обработки также определяются тридцать радиусов скважины, скорость звука в промывочной жидкости (FVEL), минимальный (CAMN), максимальный (CAMX) и средний (CALU) диаметры скважины.

5.2.2 Обработка данных, зарегистрированных в режиме акустического телевидения (имиджер)

Обработка данных, зарегистрированных в режиме акустического телевидения, предназначена для построения визуального изображения стенки скважины по распределению значений радиусов скважины и амплитуд первых отражений от стенки скважины в каждом поперечном сечении. Чтобы изображение было чётким, необходимо иметь измерения, перекрывающиеся по глубине скважины, т. е. каждый цикл вращения акустического преобразователя не должен отстоять от соседних более чем на два сантиметра, что соответствует скорости каротажа примерно 60 м/час.

В отличие от данных сканера, волновые картины измерительных каналов телевизора представлены в виде массива, состоящего из 128-ми каналов амплитуд и времен экстремумов, по 32 слова на канал. Волновая картина калибровочного канала представлена массивом из 128-ми точек с шагом оцифровки 0,1 мкс.

5.3 Примеры применения скважинного акустического телевизора

1. Оценка качества цементирования обсадной колонны (рисунки 5.3; 5.4)

Измерения проведены в скважине на Быстринском месторождении Западной Сибири. По круговой развертке рассчитанного контакта цементного камня с обсадной колонной и по кривым параметра WI и кривой СКАНЕР (WRM) определяются участки плотного контакта (7)-развертка окрашена в коричневый цвет значения $WRM \approx 0,2$, его отсутствие (9)- синий цвет на развертке, значение $WRM \approx 0,9$ и наличие каналов (10)- наличие в развертке синего окраса на коричневом, преобладающем фоне, значение $WRM \approx 0,4$. Особенности распространения и регистрации сигнала позволяют оценить качество цементирования затрубного пространства, как в низкоскоростном (1, 2, 3, 4), так и в высокоскоростном (5) участках исследуемой скважины. Толщина обсадной колонны ≈ 8 мм.

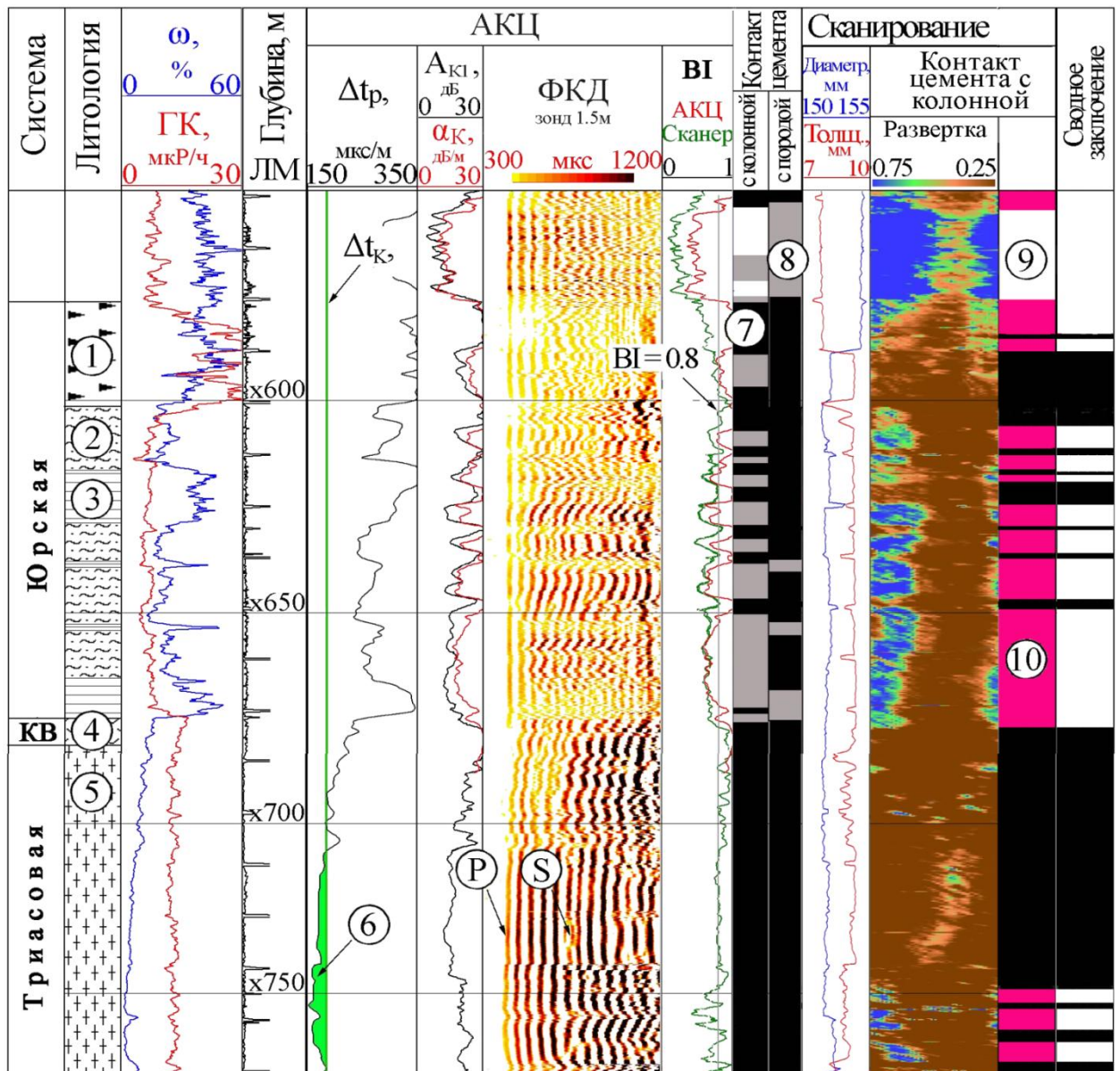


Рисунок 5.3 Оценка качества цементирования по комплексу данных АКЦ и АСТ в высокоскоростном разрезе. 1÷5 – породы битуминозные, алевролит, аргиллит, коры выветривания, эффузивные соответственно; 6 – значения $\Delta t_P < \Delta t_K$ в высокоскоростных породах; 7÷9 – качество цементирования (заполнение затрубного пространства и контакты камня с колонной и породами) хорошее, частичное, плохое (контакт отсутствует); 10 – каналы в цементном камне.

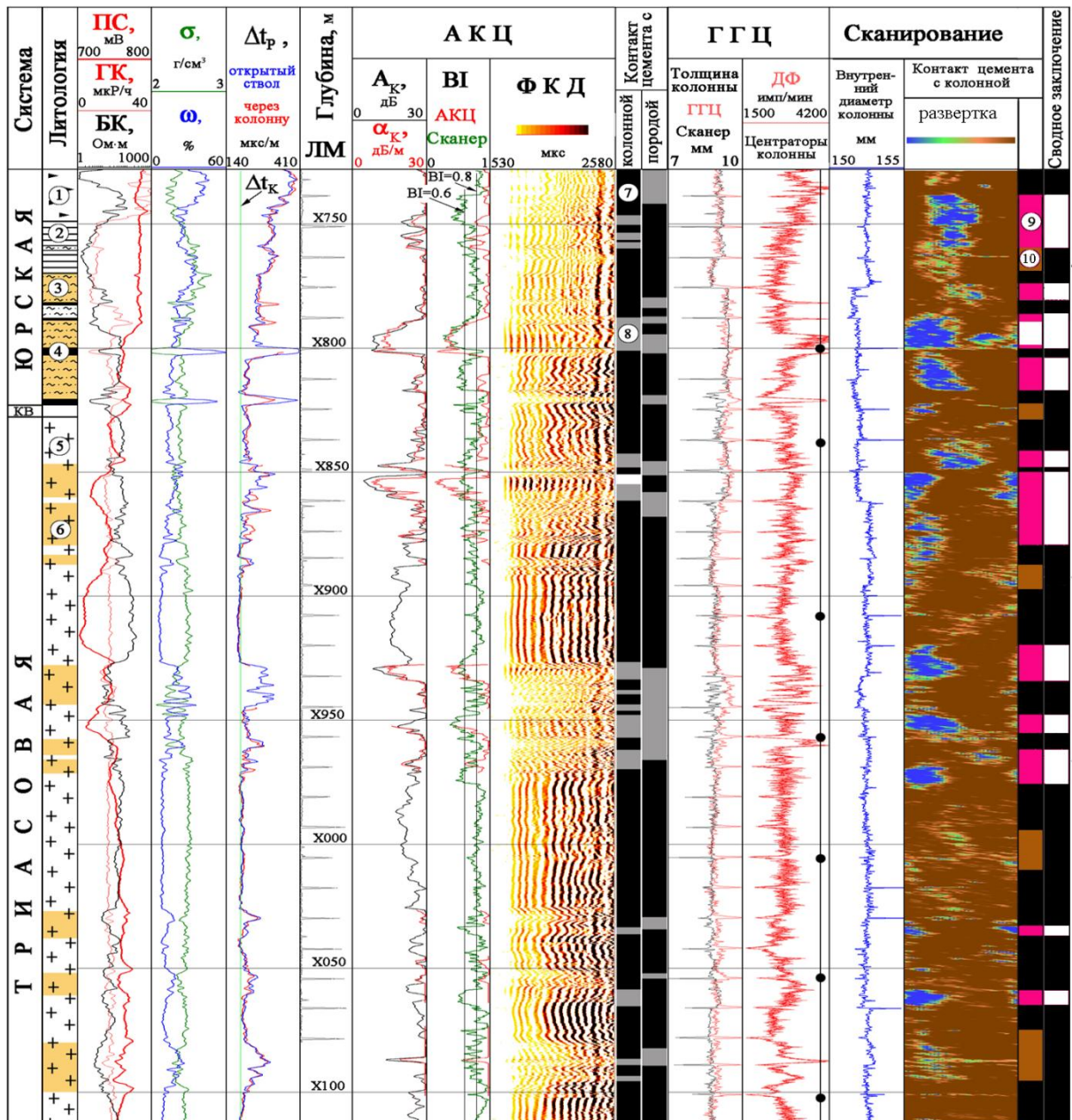


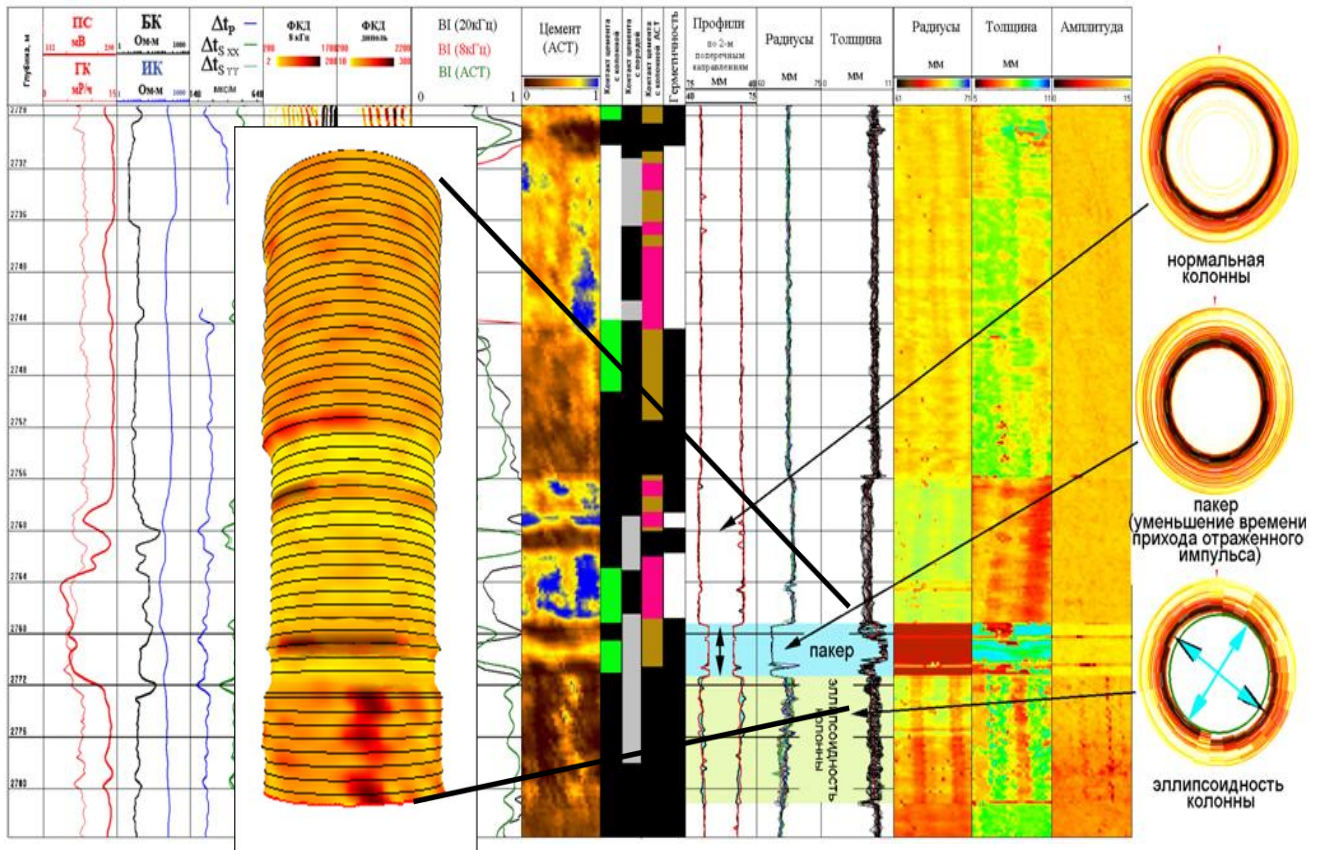
Рисунок 5.4 Оценка герметичности затрубного пространства

по материалам ГГЦ, АКЦ и АСТ. 1÷6 - породы битуминозные, аргиллиты, нефтенасыщенные алевролиты, коры выветривания, эффузивные плотные - неколлекторы и пористые нефтенасыщенные соответственно; 7 и 8 – сплошные и частичные контакты цементного камня с обсадной колонной и породами; 9 - каналы в цементном камне; 10 - кавернозный цемент.

При анализе результатов обработки данных АСТ необходимо учитывать, что оценка характера сцепления цемента с колонной производится по параметрам сигнала реверберации, находящимся в хвосте импульса, отраженного от внутренней стенки колонны, и зависящего не только от акустической контрастности внешней границы колонны, но и внутренней, которая изменяется под воздействием коррозии. Видимое ухудшение контакта цемент-колонна может быть вызвано также наличием в цементе газовых пустот (пузырьков). Поэтому использование АСТ в комплексе с АКЦ позволяет получить более точные и достоверные оценки качества цементирования обсадных колон с прогнозом герметичности заколонного пространства.

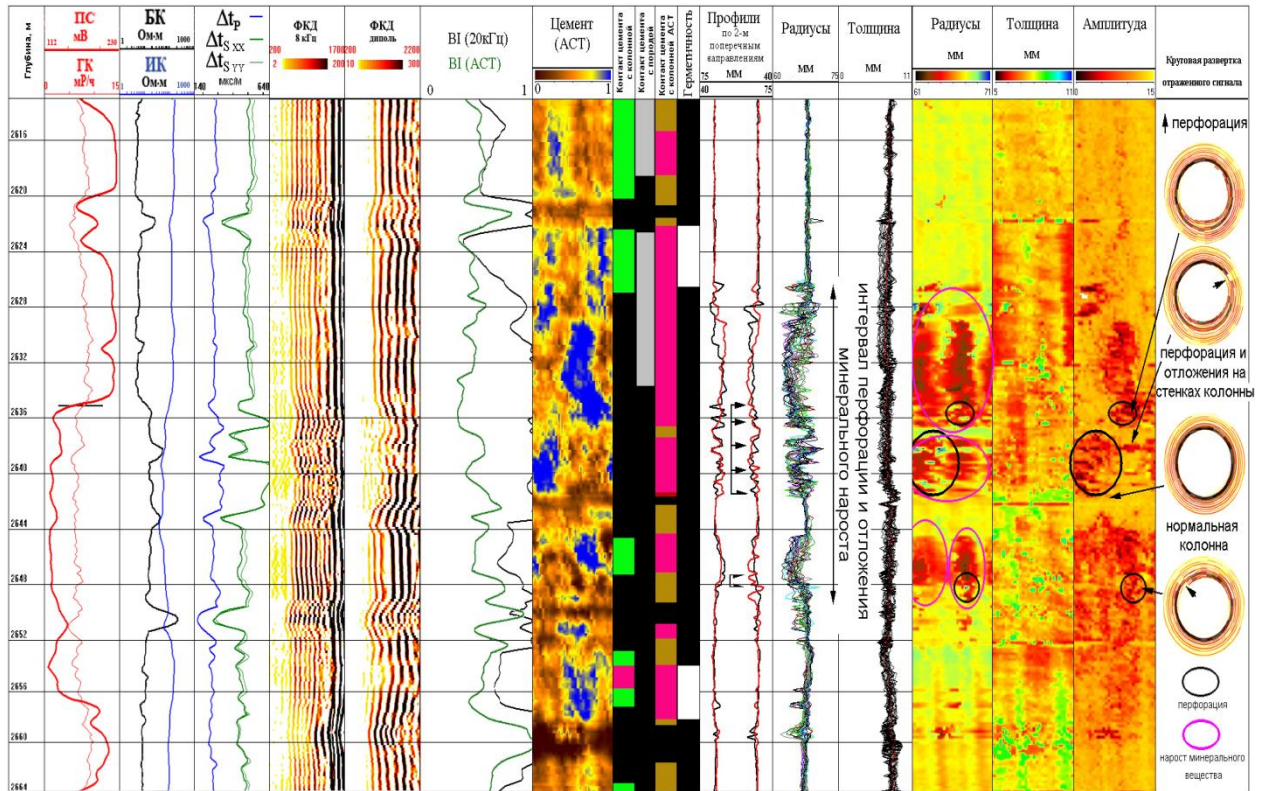
2. Определение толщины стенок колонны и профиля колонны (рисунки 5.5; 5.6.)

В исследованной части колонны определены толщины труб обсадных колонн; место установки заколонного пакера на рис.5.5 (установлен на глубине 2768-2771 м) на месте установки показания толщины колонны увеличились, на кривых профилометрии визуализируется сужение колонны, радиус колонны так же уменьшился; внутренний диаметр и наличие эллипсоидности обсадной колонны ниже глубины установки пакера. На рисунке 5.6 выделены интервалы отложения минеральных веществ напротив интервалов перфорации по измерениям внутреннего радиуса обсадной колонны.



Контакт с цементом - плотный; - отсутствует; - канал в цементе;
 - частичный; - микрозазор; - кавернозный цемент;

Рисунок 5.5 Выделение интервала установки пакера и эллипсоидной колонны



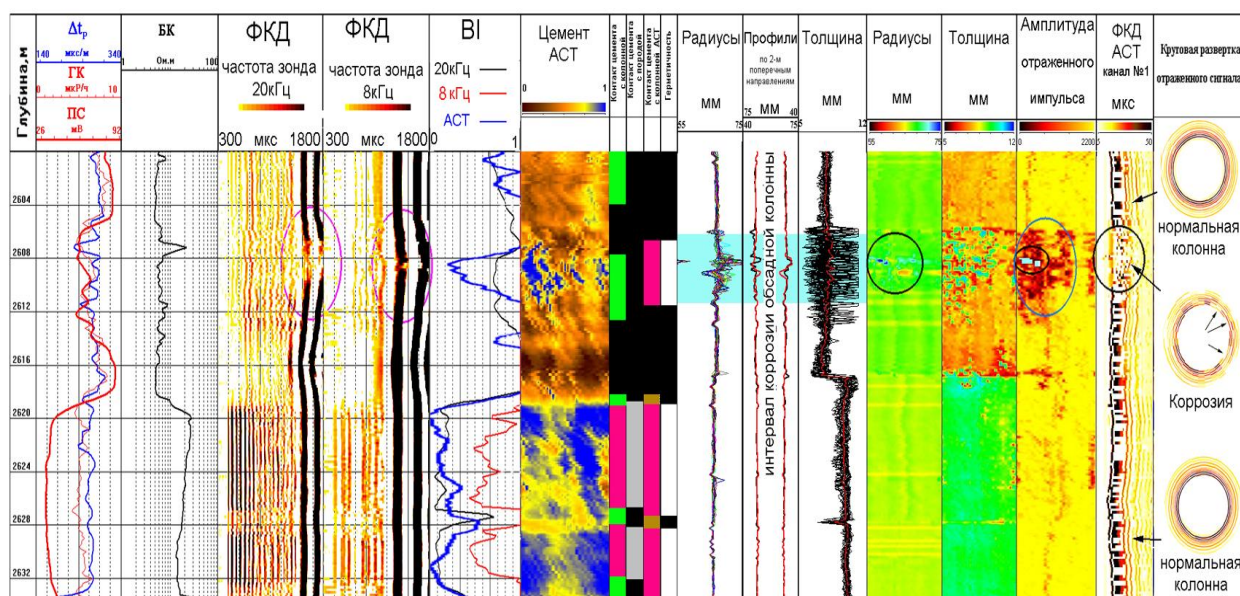
Контакт с цементом - плотный; - отсутствует; - канал в цементе; - частичный; - микрозазор; - кавернозный цемент.

Рисунок 5.6 Выделение интервалов перфорации и отложения минерального вещества на стенках колонны

Отложения минерального вещества на внутренней стенке колонны отмечается интенсивным затуханием амплитуды, уменьшением регистрируемого радиуса колонны, по дополнительной отражающей поверхности, отмечаемой на круговых развертках волновых картин.

3. Определение интервалов коррозии и негерметичности обсадной колонны.

На рисунке 5.7 по результатам измерения внутренних радиусов и толщины стенок обсадных колонн установлена зона значительной коррозии с наличием сквозных отверстий.



Контакт с цементом - плотный; - отсутствует; - канал в цементе; - частичный; - микрозазор; - кавернозный цемент;

- негерметичность колонны
- коррозия
- уменьшение скорости волны Стоунли

Рисунок 5.7 Выделение интервалов коррозии и негерметичности обсадной колонны

Интервал коррозии отмечается интенсивным затуханием амплитуды отраженного импульса (оттенки от красного до черного). Негерметичность обсадной колонны выделяется по увеличению радиусов, сильному затуханию амплитуды отраженного импульса (вплоть до полного его пропадания). Отмечается увеличение затухания и уменьшение скорости волны Стоунли .

4. Определение интервалов кумулятивной перфорации проводится по измерениям в режиме сканера и в режиме имиджера (рисунки 5.8; 5.9). Выделяются интервалы и распределение отверстий по внутренней стенке обсадной колонны.

Определение интервалов и количество полос при щелевой перфорации производится по измерениям в режиме сканера и в режиме имиджера.

На рис 5.8 выделены 6 полос вскрытия в интервале 2526.5-2530.5м. На картине можно наблюдать увеличение радиусов колонны. По данным профилемертрии визуализируется увеличение диаметра колонны. По материалам «имиджера» видны шов колонны, муфты, коррозия трубы и отверстие после проведения перфорации.

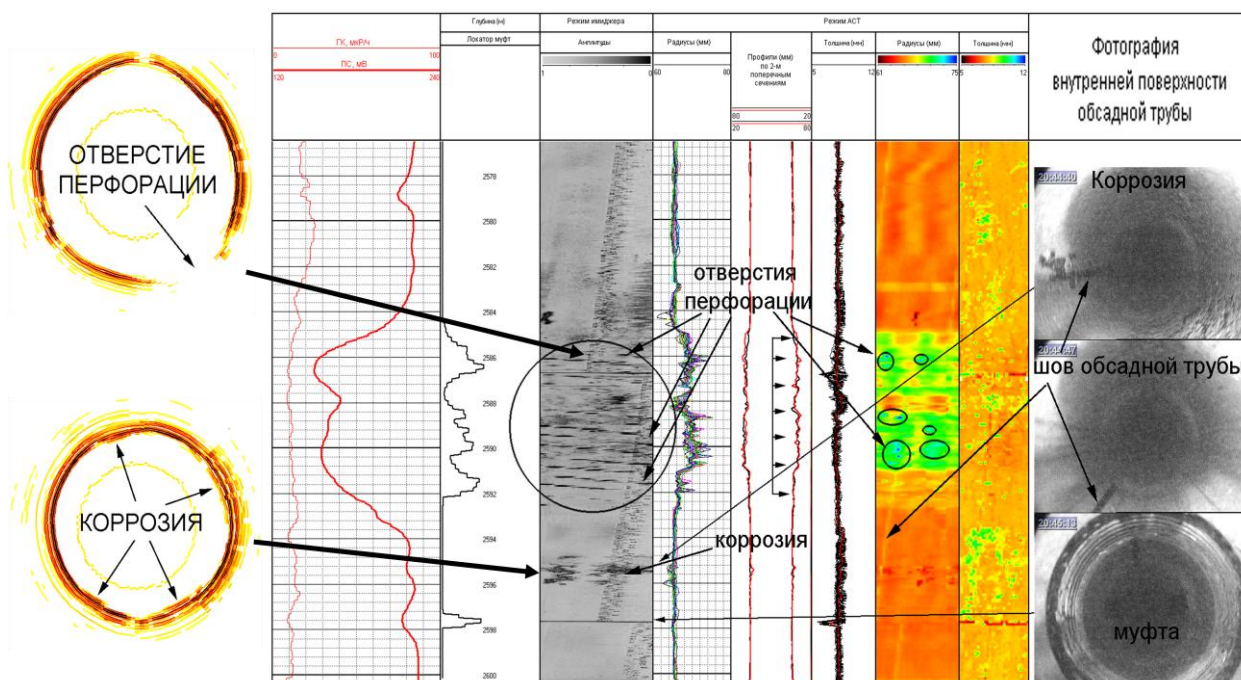


Рисунок 5.8 Выделение интервалов перфорации и коррозии обсадной колонны в режиме «имиджера»

На рис. 5.9. отмечается интервал после проведения щелевой перфорации. В этом же интервале четко визуализируется увеличение диаметра колонны, негерметичность обсадной колонны выделяется по резкому увеличению радиусов.

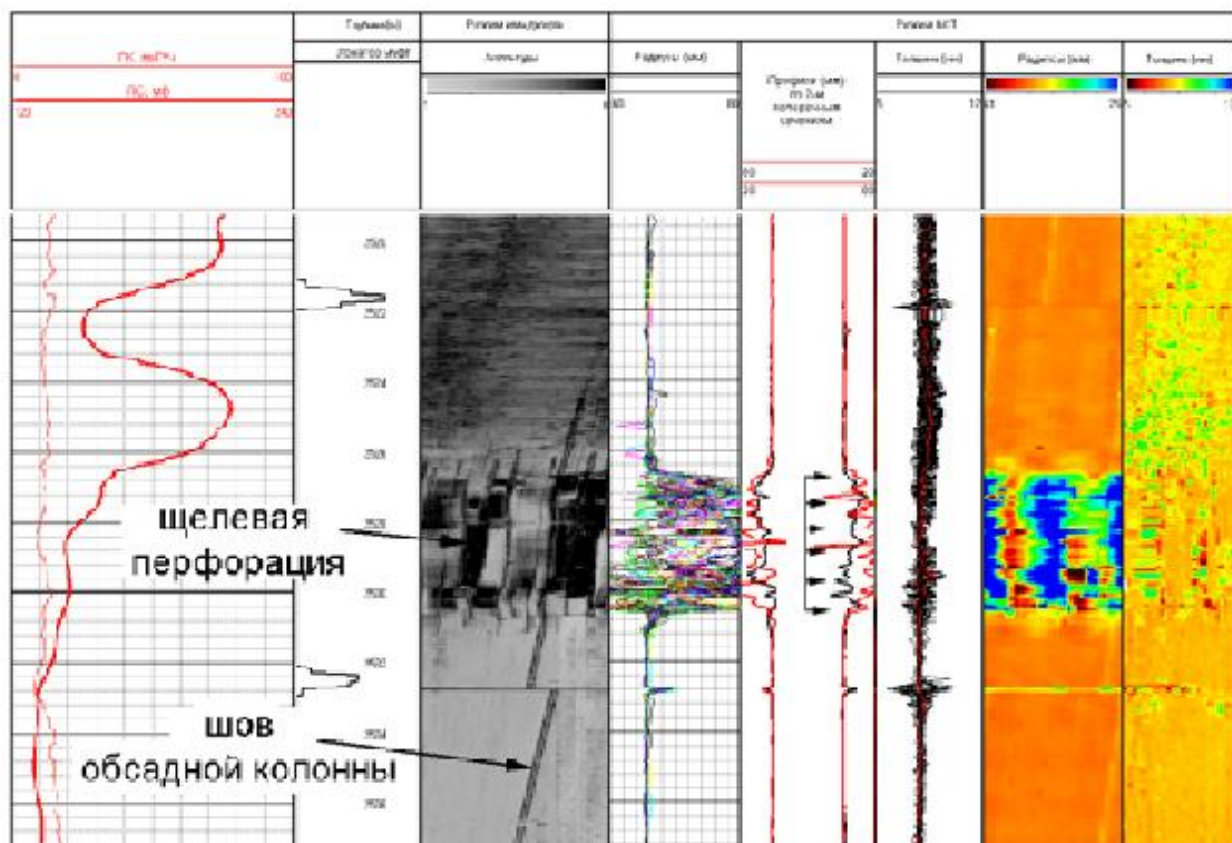


Рисунок 5.9 Выделение интервалов щелевой перфорации

5.4 Калибровка геофизической аппаратуры

Проведение калибровки предусмотрено для геофизической аппаратуры, прошедшей предварительную геофизическую поверку на специальных поверочных установках.

Этапы калибровки геофизической аппаратуры:

- на базе

Получение источников излучения, установка станции или лаборатории и подъемника на калибровочном участке, заземление, подключение (отключение) к электросети, монтаж и демонтаж измерительной схемы, получение, погрузка и разгрузка приборов, подсоединение (отсоединение) их к каротажному кабелю, вкладывание и извлечение из них источников излучения, прогрев и коммутация приборов, регистрация измеряемых параметров на поверочных установках (устройствах) или моделях пластов. (имитаторах реальных сред, стандартных образцах и т.д.), калибровка

гидровключателей глубинных манометров и гидравлических клапанов: оформление и сдача в КИП материалов калибровки.

- *на скважине*

Подготовка приборов и переносных калибровочных устройств (имитаторов) к проведению калибровки перед спуском приборов в скважину и после их подъема на поверхность; прогрев, коммутация, установка чувствительности измерительных каналов; регистрация калибровочных данных, обработка их и оформления.

6. Обработка и интерпретация диаграмм АКЦ, СГДТ, применяемая в ОАО «СУРГУТНЕФТЕГЕОФИЗИКЕ» на примере Быстринского месторождения.

Наиболее распространенным в настоящее время, успешно применяемым в ОАО «Сургутнефтегеофизике» и обладающим достаточной эффективностью для контроля качества цементирования, является комплекс акустической цементометрии с регистрацией всего волнового сигнала от возбуждаемых поочередно импульсов низкой и высокой частоты и гамма-гамма цементометрии аппаратурой СГДТ. Высокая чувствительности акустического метода к дефектам цементирования контактного типа позволяет надежно охарактеризовать жесткость сцепления цементного камня с колонной и породой, определить наличие микрозазоров на границе колонна - цемент. Однако ни всегда можно дать однозначное заключение о качестве цементирования и для этого применяются скважинные телевизоры типа АСТ-76-Т в комплексе с АКЦ и СГДТ.

Задачей акустического сканирования обсаженных скважин является уточнение результатов стандартной акустической цементометрии, а именно: выявление типа дефектов цементного камня, которые могут нарушать герметичность обсадки (продольных каналов и кольцевых зазоров). В высокоскоростных разрезах, когда скорости продольной волны по породе и волны по обсадной колонне имеют близкие значения, метод акустического сканирования становится единственным при оценке качества цементирования.

Метод СГДТ основан на регистрации гамма - излучения, рассеянного вещества, находящегося в затрубном пространстве, при этом интенсивность измеряемого вторичного излучения определяется обратной зависимостью от плотности среды за колонной. Этот метод обладает достаточной чувствительностью к дефектам цементирования объемного типа (каналы, пустоты). При благоприятных геолого - технических условиях (отсутствие эксцентрисности колонны, малая кавернозность, одноколонная конструкция)

определяется: плотность заколонного вещества с точностью ($0,1 \text{ г/см}^3$), равномерность заполнения заколонного пространства, круговая однородность плотности тампонажной смеси, толщина стенки колонны с точностью $0,5 \text{ мм}$, выявляются линейные дефекты цементирования, вызванные неполным вытеснением бурового раствора цементом в участках залегания колонны на стенку скважины при отсутствии центровки колонны. Таким образом, применяемая методика интерпретации двухчастотного акустического сигнала при комплексировании с гамма - цементомером (СГДТ) позволяет максимально полно контролировать техническое состояние эксплуатационных скважин с определением качественных характеристик.

Эта информация с определенной достоверностью позволяет делать прогноз надежности гидроизоляции интервалов разреза, пересекаемых скважиной.

Комплекс составляют методы двухчастотной акустической цементометрии, реализованной на основе аппаратуры типа Кедр-АКЦ-73-П, МАК-2, Кедр-АКТ-60Ц-120/60, АК-73П с шагом регистрации по глубине 0.2 м и шагом дискретизации по времени 4 Мксек и гамма - гамма плотнометрии -толщинометрии аппаратурой СГДТ - НВ.

В ОАО «Сургутнефтегаз» обработка данных АКЦ и СГДТ производят в программном комплексе «СОНАТА», обработка данных АСТ производят в программном комплексе «LogPWin».

6.1. Программный комплекс «СОНАТА»

Обработка данных АКЦ и СГДТ происходит в программном комплексе «СОНАТА», который предназначен для обработки и интерпретации данных ГИС и который является развитием семейства программных продуктов «ГИС-Акустика», «ГИС-АКЦ», «Сжатие ВС», разработанных ООО «ФХС-ПНГ».

Основной целью программного комплекса является эффективная обработка и интерпретация данных, зарегистрированных широким спектром

геофизической аппаратуры, с использованием разнообразных методик, применяемых на производстве.

Все алгоритмы и методики интерпретации, использованные в системе «СОНАТА», соответствуют утвержденным руководящим документам и методическим указаниям и опробованы в производственном режиме на различных геофизических предприятиях, по авторским разработкам даны ссылки или подробные описания.

Для быстрого решения геофизических задач и уменьшения времени на освоение программного комплекса предназначены разнообразные *мастера*, помогающие в интерпретации материала.

Гибкость настроек позволяет адаптировать существующие методы интерпретации в зависимости от конкретных геолого-технических и производственных условий.

«СОНАТА» содержит набор модулей для решения различных геофизических задач, как в открытом стволе, так и в колонне. Большинство модулей содержат мастера, которые помогают в последовательном выборе необходимых данных, установке правильных параметров обработки. Для каждой задачи выбирается базовое наблюдение с исходными данными. Результатами обработки являются кривые, разбивки и развертки, которые записываются в базовое наблюдение. Сама задача обработки показывается в навигаторе данных.

Предназначение:

- Определение качества цементирования по АКЦ;
- Расчет толщины колонны, эксцентриситета и плотности цемента по СГДТ;
- Определение герметичности заколонного пространства;
- Получение кинематических, динамических и спектральных параметров волнового сигнала;
- Определение физико-механических свойств.

6.2. Программный комплекс «LogPWin»

Обработка данных АСТ происходит в программном комплексе «LogPWin». Пакет программ первичной обработки данных каротажа предназначен для первичной обработки (расчета геофизических параметров, исправленных за влияние технических условий измерений) и контроля качества каротажных данных, зарегистрированных аппаратурой акустического, радиоактивного, электрического и электромагнитного каротажа.

Программа пакета позволяет в течение нескольких часов после окончания каротажа получить и предоставить заказчику требуемые геофизические материалы. Это достигается за счет существенного уменьшения числа операций обмена данными, поскольку вся необходимая для первичной обработки информации находится в файле результатов измерений. Для передачи каротажных данных в цифровом виде используются стандарты LAS и LIS-79.

Пакет программ LogPWin может использоваться как в полевых условиях, так и на базе для проведения первичной обработки данных каротажа. Выходные данные – оцененные и увязанные по глубине кривые геофизических параметров для всех методов, реализуемых приборами технологии КАРАТ-П.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

При строительстве скважин основным критерием качества является обеспечение герметичности скважины для транспортировки нефти, газа или воды от продуктивного пласта до ее устья.

Некачественное цементирование скважины, износ обсадных колонн инструментом при бурении и эксплуатации, а также другие причины приводят к преждевременному выходу из строя скважин вследствие нарушения герметичности обсадных колонн, что требует проведения ремонтно-изоляционных работ, затраты на которые очень велики.

Поэтому основная цель цементирования заключается в создании надежного разобщения объекта разработки с дневной поверхностью, надежного разобщения пластов в заколонном пространстве друг от друга и от поверхности земли, а также в обеспечении долговечности скважин, путем укрепления их стенок.

Основные решаемые задачи АК-сканеров различны в открытых и обсаженных скважинах. В открытых скважинах - это построение развертки поверхности стенки скважины или изображения поверхности; расчленение тонкослоистых разрезов; выделение интервалов трещиноватых пород; определение углов падения пластов; определение профиля ствола скважины. Основными задачами изучения с помощью АК-сканера качества цементометрии обсадных колонн являются выделение в цементном камне тонких вертикальных каналов и интервалов газонасыщенного цемента. Присутствие этих дефектов обуславливает негерметичность затрубного пространства даже в случаях весьма положительных заключений по материалам интегральной АК-цементометрии и СГДТ. Выделение дефектов обсадной колонны - овальности, трещин, перфорационных отверстий, интервалов внутренней и внешней коррозии - представляется задачей второго плана на фоне доказательств герметичности или негерметичности затрубного пространства.

Акустическое сканирование обсаженных скважин является необходимым методом оценки качества цементирования обсадных колонн. Приведенные материалы только подтверждают большие возможности акустического сканирования как метода, дополняющего и уточняющего результаты стандартной акустической цементометрии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Горбачев Ю. И. Геофизические исследования скважин: учебник для вузов. М.: Недра, 1990. 398с.
2. Ивакин Б. Н., Карус Е. В., Кузнецов О. Л. Акустический метод исследования скважин. М.: Недра, 1978. 320с.
3. Коноплев Ю.В., Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И. и др. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1986. 221с.
4. Методическое руководство по компьютерной технологии контроля технического состояния и качества цементирования обсадных колонн нефтегазовых скважин. ВНИИНПГ – НПФ Геофизика, Уфа, 1997. 173с.
5. Резванов Р. А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин. Учебник для вузов. М.: Недра, 1982. 368 с.
6. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин Екатеринбург: изд-во УГГГА, 2003. 294с.
7. Экология и безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие для вузов под ред. Л.А.Муравья. М.: 2000. 447 с.
8. Геологический отдел Треста «Сургутнефтегеофизика».
9. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. Москва: Недра, 1981. 144 с.
10. www.karotazh.ru
11. Клименко И.А. Охрана окружающей среды при разведке и освоении нефтяных месторождений, М: ВИЭМС, 1987. 53с.