



УДК 622.245.428+ 550.832.44

**ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ
И ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН
НА ПРИМЕРЕ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ПО ДАННЫМ АКУСТИЧЕСКОГО МЕТОДА КОНТРОЛЯ**



**ASSESSMENT OF THE QUALITY OF CEMENTING
AND THE TECHNICAL CONDITION OF WELLS
USING THE EXAMPLE OF THE SAMOTLORSKOYE FIELD
ACCORDING TO THE ACOUSTIC CONTROL METHOD**

Антонов Евгений Николаевич

ведущий инженер по бурению
управления супервайзинга бурения,
АО «Самотлорнефтегаз»
evgeniy_kz@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье выполнена обработка данных акустического контроля качества цементирования скважины на месторождении Самотлор. Рассмотрены вопросы метрологического обеспечения аппаратуры АКЦ. Показана зависимость параметров АКЦ от состояния контакта колонны с цементным камнем. Установлены интервалы с различным типом качества цементирования. Несомненное преимущество АКЦ состоит в том, что её данные отражают состояние и объёмы уже сформировавшегося в затрубном пространстве цементного камня и его механические контакты с обсадной колонной и стенкой скважины, в том числе в течение всего срока эксплуатации скважины. Второе преимущество заключается в возможности оценки качества тампонажа межтрубного и затрубного пространства многоколонных конструкций. Основными недостатками АКЦ является чувствительность к децентрации измерительного зонда в скважине и необходимость ожидания во время схватывания и набора прочности цементным камнем.

Ключевые слова: основы теории метода АКЦ; методика полевых исследований; технические характеристики трубных волноводов; аппаратура акустического цементирования; обработка и интерпретация результатов; надёжность определения качества цементирования обсадных колонн; результаты интерпретации по акустическому каротажу.

Antonov Evgeny Nikolaevich

Lead drilling engineer
of the supervising drilling department,
JSC «Samotlorneftegaz»
evgeniy_kz@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Professor of oil and gas engineering
department named after
Professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article processed the data of acoustic quality control of cementing a well on the Samotlorskoe field. The issues of metrological support of equipment of acoustic cementing quality control method are considered. The dependence of the acoustic cementing quality control method parameters on the state of contact of the column with cement stone is shown. Intervals with different types of cementing quality are established. The undoubted advantage of acoustic cementing quality control method is that its data reflect the state and volume of cement stone already formed in the annulus and its mechanical contacts with the casing and the wall of the well, including during the entire life of the well. The second advantage is the ability to assess the quality of the grouting of the annular and annular space of multi-column structures. The main disadvantages of acoustic cementing quality control method are sensitivity to the decentration of the measuring probe in the well and the need to wait during setting and curing by cement stone.

Keywords: fundamentals of the theory of the acoustic cementing quality control method; field research methodology; technical characteristics of tube waveguides; acoustic cementing equipment; processing and interpretation of results; reliability of determining the quality of casing cementing; sonic interpretation results.

В ведение

После окончания бурения в скважину, как правило, спускают обсадные колонны, а затрубное пространство между стенкой скважины и внешней поверхностью заливают цементом. Цементирование затрубного пространства необходимо для разобщения отдельных пластов с целью устране-



ния перетоков различных флюидов из одного пласта в другой. Высококачественное цементирование обсадных колонн позволяет однозначно судить о типе флюида, насыщающего породу (нефть, газ, вода, нефть с водой и т.п.), правильно подсчитывать запасы нефти и газа и эффективно осуществлять контроль разработки нефтяных и газовых месторождений.

О высоком качестве цементирования обсадных колонн свидетельствуют следующие показатели:

- 1) соответствие подъёма цемента в затрубном пространстве проектной высоте его подъёма;
- 2) наличие цемента в затрубном пространстве в затвердевшем состоянии;
- 3) равномерное распределение цемента в затрубном пространстве;
- 4) хорошее сцепление цемента с колонной и породами.

Качество цементирования обсадных колонн контролируется методами термометрии и радиоактивных изотопов, гамма-гамма-методом и акустическим методом.

В настоящее время основным методом для оценки качества цементирования обсадных колонн является АКЦ.

Основы теории метода АКЦ

Контроль цементирования затрубного пространства акустическим методом основан на измерении амплитуды преломлённой продольной волны, распространяющейся по обсадной колонне, и регистрации времени распространения упругих колебаний.

Метод АКЦ позволяет:

- 1) установить высоту подъёма цемента;
- 2) выявить наличие или отсутствие цемента за колонной;
- 3) определить наличие каналов, трещин, каверн в цементном камне;
- 4) изучить степень сцепления цемента с колонной и породами.

Распространение упругих волн представляет последовательное возбуждение колебательного процесса в среде по различным направлениям от источника упругих волн. Характер движения частиц среды связан с теми или иными типами волн, которые могут существовать и распространяться на одном и том же участке среды независимо друг от друга.

Акустический излучатель, находящийся внутри обсадной колонны, возбуждает в буровом растворе сигнал. Сигнал проходит через буровой раствор, преломляется в колонну, распространяется по ней и возвращается через буровой раствор обратно в приёмник. Часть сигнала проходит через колонну в цемент и в породу, а затем возвращается в приёмник. Принимаемый сигнал состоит из нескольких компонент. Первыми приходят сигналы от колонны.

Наибольшее значение имеет распространяющаяся по трубе волна растяжения, которую обычно называют продольной волной. Кроме продольной волны, в трубе будут возникать ещё волны – поперечная волна, волна Стоунли (скользящая по границе «вода – стенка трубы»), волны, связанные с отражениями упругих колебаний от стенок трубы, и цилиндрические винтовые волны. Кроме того, можно ожидать те волны, которые наблюдаются в необсаженной скважине: преломлённая продольная, преломлённая поперечная, отражённая, винтовые цилиндрические и др., а также гидроволну, идущую непосредственно по буровому раствору (заполняющей трубу жидкости). Однако выделение на записи указанных типов волн представляет большие трудности.

Свойства среды влияют как на скорость распространения, так и на затухание энергии акустических волн. При проведении акустического каротажа в обсаженных скважинах было замечено, что при движении скважинного прибора в пределах, казалось бы, однородной обсадной колонны некоторые акустические параметры (например, амплитуды) сильно изменяются по своей величине. Эти изменения вызваны присутствием цементного камня в затрубном пространстве и характером связи его со стенками колонны.

Формирование цементного камня в скважинных условиях представляет собой сложный процесс, зависящий от температурного режима, давления, агрессивности пластовых вод, обезвоживания цементного раствора за счёт перепада давления и проницаемости горных пород, техники цементирования, конструкции скважины и других факторов. Отдельные из них увеличивают проницаемость цементного камня; другие ухудшают прочность и силу сцепления цементного камня с горными породами и металлом обсадных труб; третьи приводят к разрушению структуры, каналообразованию и разрывам в цементном камне. Всё в конечном итоге приводит к нарушению герметичности цементного камня.

При цементировании заколонного пространства и при дальнейшей эксплуатации скважины в цементном кольце могут формироваться следующие основные дефекты:

- 1) вертикальные каналы и трещины;
- 2) кольцевые микрозазоры на границах с обсадной колонной и горными породами;
- 3) горизонтальные разрывы цементного кольца;
- 4) низкая прочность и высокая проницаемость цементного камня.

Время прохождения по породе широко меняется в зависимости от плотности породы. Если знать скорость волн до цементирования и сравнить их со скоростью волн после цементирования, то можно судить о качестве цементирования.



Методика полевых исследований

Проведение геофизических исследований и работ предусматривает последовательное выполнение операций, обеспечивающих получение первичных данных об объекте исследований, которые пригодны для решения геологических, технических и технологических задач на количественном и/или качественном уровнях, и включает в себя:

- выбор скважинного прибора или состава комбинированной сборки приборов (модулей);
- тестирование наземных средств и приборов;
- формирование описания объекта исследований;
- полевые калибровки скважинных приборов перед исследованиями;
- проведение спускоподъёмных операций для регистрации первичных данных;
- полевые калибровки приборов после проведения исследований.

Выполнение операций фиксируется файл-протоколом, который формируется регистратором компьютеризированной каротажной лаборатории без вмешательства оператора и содержит данные по текущему каротажу: номер спускоподъёмной операции, наименование и номера приборов и сборки, время начала и завершения каждого замера.

Выбор скважинного прибора или сборки приборов (модулей) определяется совместимостью методов ГИС, ИТСС и ПГИ при их одновременной реализации.

Очередность измерений, выполняемых несколькими приборами или их сборками, зависит от конкретных скважинных условий и задач, решаемых в необсаженных и обсаженных скважинах, и определяется самостоятельно для каждой технологии исследований.

Тестирование цифрового каротажного регистратора, вспомогательного оборудования каротажной лаборатории, скважинных приборов и их сборок проводят с помощью программ-тестов.

Последовательность действий при проведении спускоподъёмных операций и регистрации первичных данных должна обеспечить безопасный спуск и подъём приборов и их сборок в скважине и проведение измерений во время подъёма, если технология работы с данным скважинным прибором или технология решения конкретной задачи не предусматривает других вариантов.

Спуск приборов производят под действием привода лебёдки каротажного подъёмника, массы кабеля и прибора со скоростью не более 8000 м/ч. Спуск сборок ведут со скоростью не более 5000 м/ч.

Регулирование скорости спуска осуществляют тормозом барабана лебёдки или программно, если работы выполняют с использованием каротажного подъёмника с гидро- или электроприводом. При спуске не допускается резкое торможение барабана лебёдки во избежание соскакивания с него витков кабеля. Не рекомендуется проводить спуск при выключенном двигателе подъёмника.

Движение приборов на спуске контролируют по натяжению (провисанию) кабеля, датчику натяжения и по изменению на экране монитора значений величин, измеряемых приборами. Допускается выполнять во время спуска операции контроля режимов работы скважинных приборов, проводить контрольные записи против опорных горизонтов и т.п.

При затруднённом спуске скважинных приборов, обусловленном вязкой промывочной жидкостью, наличием в скважине сальников и уступов, допускается увеличение массы приборов за счёт закрепляемых снизу специальных грузов. При наличии в скважине уступов целесообразно увеличение длины груза.

За 50 м до забоя скважины скорость спуска приборов необходимо уменьшить до 350 м/ч и задействовать привод лебёдки.

Перепуск кабеля в скважину не должен превышать 2–5 м. Во избежание прихвата прибора или залипания геофизического кабеля стоянка приборов на забое не должна превышать 5 минут. Иное значение допустимого времени стоянки определяется техническим состоянием ствола скважины и заблаговременно устанавливается соглашением между геофизическим предприятием и пользователем.

Длительность технологических остановок приборов для проведения исследований (например, для отбора проб пластовых флюидов или образцов пород) устанавливают соглашением между геофизическим предприятием и пользователем. Длительная стоянка может предусматривать требование «расхаживания» кабеля в пределах нескольких метров.

Подъём приборов в исследуемом интервале ведут со скоростью, не превышающей максимально допустимую хотя бы для одного из модулей сборки. При прохождении сужений в стволе скважины (башмак обсадной колонны или НКТ, сальники, толстые шламовые корки) и за 50 м до устья скважины скорость подъёма приборов уменьшают до 250 м/ч.

Подъём приборов и их сборок за пределами исследуемых интервалов ведут со скоростью не более 6000 м/ч.

Во время подъёма приборов ведут непрерывный контроль за натяжением кабеля.

В процессе подготовительных работ и спускоподъёмных операций формируют рабочие файлы, содержащие заголовки, результаты периодической и полевой калибровок, первичные данные измерений для следующих записей:

- основной – в пределах исследуемого интервала и обязательного перекрытия с предыдущим интервалом измерений длиной не менее 50 м;



- повторной – длиной 50 м в интервале наибольшей дифференциации показаний. В пределах интервала повторной записи должно находиться не менее двух магнитных меток глубин. Для интервалов исследований протяжённостью менее 100 м повторное измерение проводят по всей длине интервала;

- контрольной – длиной 50 м в интервалах, позволяющих оценить качество выполненных исследований. Такими интервалами являются, например, для электрических и электромагнитных методов – вход в обсадную колонну, для акустических – незацементированный участок обсадной колонны и т.п. В пределах этого интервала должно находиться не менее двух магнитных меток глубин.

Дискретность регистрации данных по глубине для общих и детальных исследований должна составлять 0,2 м. Исследования микрометодами (МК, БМК, микрокавернометрии и наклонометрии), а также исследования скважин, находящихся в эксплуатации, и специальные исследования в открытом стволе выполняют с дискретностью 0,1 и/или 0,05 м.

Шаг дискретизации АЦП выбирают таким образом, чтобы максимально допустимые погрешности преобразования сигналов не превышали 0,2 от соответствующих пределов допускаемых основных погрешностей измерений. Размер шага заложен в программном обеспечении цифрового прибора или АЦП регистратора при оцифровке аналоговых сигналов на поверхности.

Калибровка прибора

При калибровке и поверке аппаратуры акустического каротажа в качестве измеряемых параметров приняты следующие:

- интервальное время распространения ультразвука в диапазоне от 140 до 600 мкс/м с пределами допускаемой основной относительной погрешности $\pm 3\%$;
- коэффициент затухания ультразвука в диапазоне от 2 до 30 дБ/м с пределами допускаемой основной относительной погрешности $\pm 15\%$.

Для калибровки аппаратуры акустического каротажа методом прямых измерений применяют стандартные образцы скорости распространения и коэффициента затухания ультразвука. Они выполнены в виде трубных волноводов, конструктивно представляющие собой стальные, стеклопластиковые, асбоцементные и полиэтиленовые трубы длиной 4 или 6 м, заполненные водой.

Все волноводы устанавливаются в шахту или трубный контейнер диаметром 0,6–0,8 м (рис. 1).



Рисунок 1 – Схема и фото комплекта трубных волноводов для аппаратуры АК

Технические характеристики трубных волноводов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики трубных волноводов

Номер образца	Материал – носитель свойств	Внутренний диаметр волновода, мм	Интервальное время, мкс/м	Коэффициент затухания (на $f = 20$ кГц), дБ/м
№ 1	сталь	125 \pm 2	182 \pm 1	2,5–3,0
№ 2	асбоцемент	135 \pm 2	330 \pm 2	2,0–3,0
№ 3	стеклопластик	115 \pm 2	352 \pm 2	6,0–6,5
№ 4	полиэтилен	145 \pm 2	540 \pm 3	13,0–15,0

Значения воспроизводимых интервального времени, коэффициента затухания и доверительных границ погрешности определяются в процессе их метрологической аттестации после монтажа волноводов на объекте.



Методика калибровки измерительных каналов аппаратуры АК с использованием эталонных волноводов основана на прямых измерениях калибруемой аппаратурой интервального времени распространения и коэффициента затухания ультразвука, воспроизводимых стандартными образцами акустических параметров (волноводами). Зонд аппаратуры АК коаксиально помещают в центральную часть волновода, заполненного водой. Выполняют однократные измерения интервального времени распространения и коэффициента затухания ультразвука.

Оценку абсолютной погрешности Δ_{oi} измерений в каждой i -той точке контроля (в каждом волноводе) определяют по формулам:

$$\tilde{\Delta}_{oi}[\Delta t] = \Delta t_i - \Delta t_{\alpha i} \text{ и } \tilde{\Delta}_{oi}[\Delta \alpha] = \Delta \alpha_i - \Delta \alpha_{\alpha i},$$

где Δt_i и $\Delta \alpha_i$ – показания аппаратуры (измеренные значения интервального времени распространения и коэффициента затухания ультразвука) в i -той точке контроля; $\Delta t_{\alpha i}$ и $\Delta \alpha_{\alpha i}$ – эталонные значения интервального времени распространения и коэффициента затухания ультразвука в i -той точке контроля.

Аппаратура

В приборах акустической цементометрии используются короткие трёхэлементные измерительные зонды с расстоянием между ближайшими излучателем и приёмником от 0,7 до 1,5 м и базой зондов (расстояние между приёмниками) – в пределах 0,3–0,6 м:

- МАК-2 И1.0П0.5П;
- МАК-3 И1.5П0.5П;
- МАК-4 И0.75П0.5П.

Расстояние между приёмниками (база S) характеризуют разрешающую способность зонда, чем меньше база, тем более тонкие слои могут быть выделены на диаграммах АКЦ. Середина является точкой записи.

МАК-СК – Модуль сканирующей акустической цементометрии:

формула зонда	И (1–8) 0.4 П (1–8)
предельная рабочая температура, °С	120
масса, кг	95
длина, мм	3500
диаметр без учёта центраторов	100
тип каротажного кабеля	трёхжильный бронированный длиной до 5000 м
рабочая частота излучателя, кГц	100
диаметр исследуемых скважин, мм	140–168

Модуль сканирующего акустического цементомера МАК-СК показан на рисунке 2.

Требования к измерительным зондам:

- диапазоны измерений ДТ преломлённой продольной волны и Лэмба волн – 120–660 мкс/м, поперечной – 170–660 мкс/м, Стоунли – 660–1550 мкс/м;
- диапазон измерения коэффициента затухания – 0–30 (40) дБ/м;
- основная относительная погрешность измерения интервального времени – не более ± 1 –3 % (в зависимости от типа прибора);
- основные абсолютные погрешности измерения амплитуд и эффективного затухания – не более $\pm 0,1$ А и ± 3 дБ/м соответственно;
- длительность оцифровки сигналов – до 4 мс (при ПВП), 2 мс (при АКЦ); шаг дискретизации – 2–5 мкс;
- скважинный прибор центрируется;
- скорость не должна превышать 1200 м/ч при записи по стволу (1:500) и 600 м/ч – в интервале детальных исследований (1:200).

Обработка и интерпретация результатов

Результатом измерений являются кривые, показывающие изменения физических свойств окружающей среды вдоль ствола скважины.

Для того чтобы решить соответствующие производственные задачи, поставленные заказчиком, необходимо произвести обработку и интерпретацию данных, получаемых от результатов исследования скважин.

Под интерпретацией понимают процесс перехода от результатов измерения к конкретным геологическим данным.



Предназначен для контроля качества цементирования обсадных колонн по восьми радиальным секторам в сканирующем режиме

Область применения: обсаженные скважины, оборудованные колонной с внешним диаметром от 150 до 168 мм

Светлые участки – пустоты в цементном кольце, с указанием сегмента с некачественным заполнением

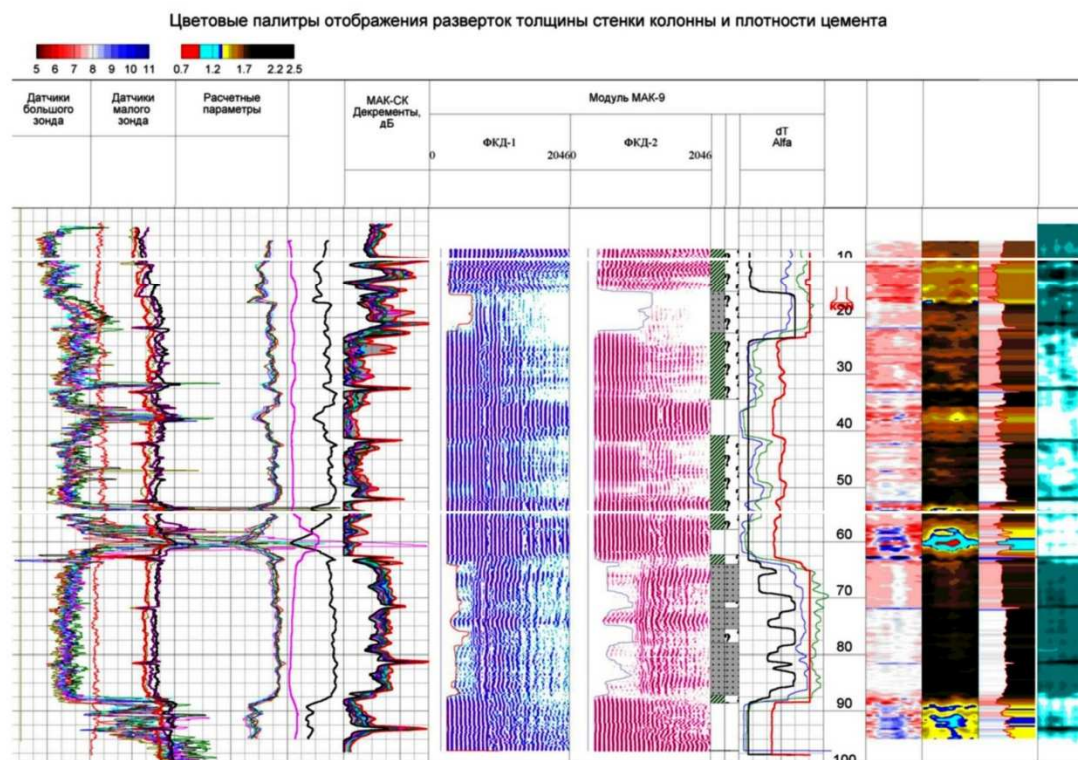


Рисунок 2 – Модуль сканирующего акустического цементомера МАК-СК

При АКЦ регистрируются параметры упругих волн:

- скорость (время);
- амплитуда волн, которые могут распространяться по колонне, цементу и породе.

Эти параметры в значительной степени зависят от наличия и качества сцепления цемента с колонной и породой.

Поэтому результатом измерения являются следующие кривые:

- интервальное время пробега ΔT ;
- амплитуда волны по колонне A_k ;
- амплитуда волны по породе A_n .

Амплитуда колебаний продольной волны, идущей по колонне, время пробега продольной волны и амплитуда колебания продольной волны, регистрируемой в качестве первого вступления, измеряются акустическими цементомерами типа АКЦ.

При интерпретации данных акустического цементомера за основу берутся показания кривой A_k , а кривые A_n и T_n являются вспомогательными.

Максимальные значения A_k и A_n и среднее значение T_a характеризуют незацементированную колонну, а иногда и отсутствие связи цементного камня с колонной. Минимальные значения A_k свидетельствуют о хорошем сцеплении цементного камня с колонной. Кривая T_n достигает максимального значения на участках колонны с хорошим сцеплением цементного камня с колонной и плохим сцеплением его с породой. В этом случае T_a близко ко времени пробега упругой волны по промысловочной жидкости. Минимальное значение регистрируемого времени T_a , меньшее времени прохождения продольной волны по колонне T_n , наблюдается в интервалах, характеризующихся высокой скоростью распространения колебаний в породе при жёсткой связи цементного камня с колонной и стенками скважины.

В разрезах скважин, где скорость распространения продольных волн по породе v_n превышает скорость их распространения по колонне ($v_n > v_k$) или в случае низких v_n и больших затуханий волн, определение качества цементирования обсадных колонн по параметрам A_k , A_n и T_n затрудняется. При $v_n \gg v_k$ (высокоскоростной разрез) вместо волн по породе регистрируют гидроволну.



Качество цементирования оценивается поинтервально с выдачей следующих характеристик:

- наличия в затрубном пространстве цементного камня, жёстко связанного с колонной – хорошее сцепление;
- неполное заполнение затрубного пространства цементным камнем или плохой связью с колонной – плохое сцепление;
- чередование участков, хорошо и плохо цементированных с колонной, содержащих и не содержащих цементный камень в затрубном пространстве – частичное сцепление;
- отсутствие сцепления цементного камня с колонной или вообще отсутствие цемента в затрубном пространстве.

При частичном сцеплении такие интервалы на кривой Ак характеризуются чередованием больших и малых амплитуд (рис. 3).

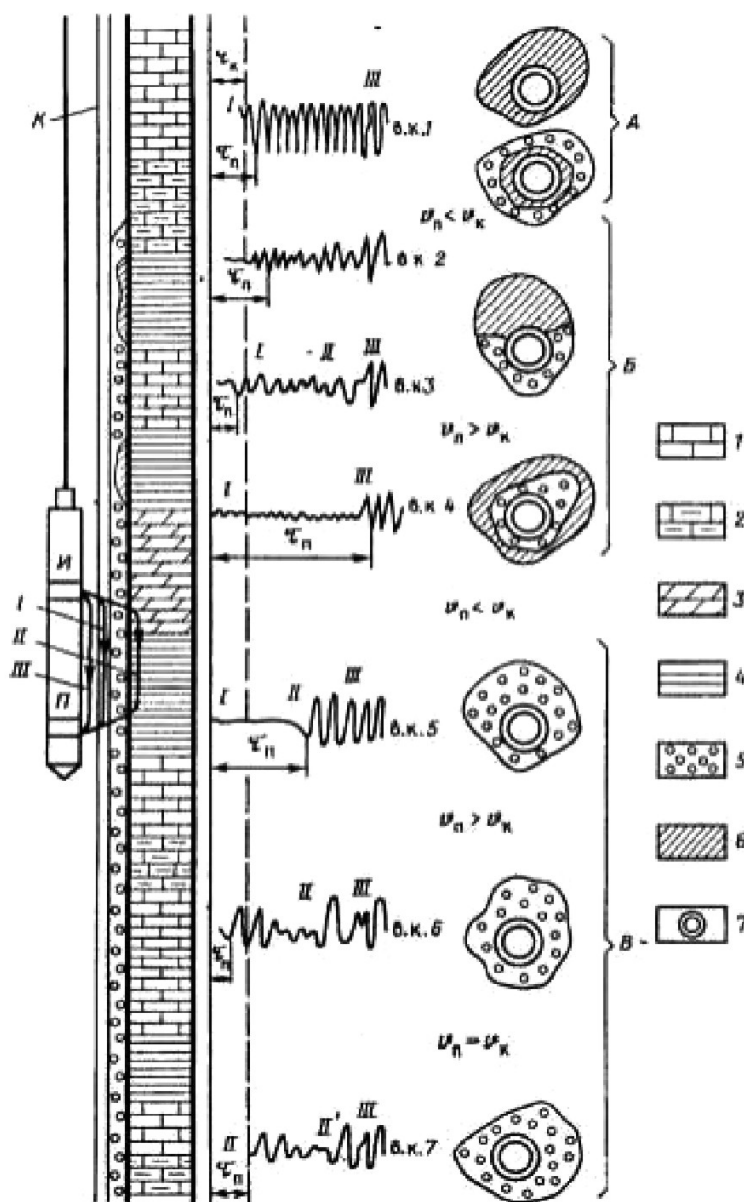


Рисунок 3 – Определение качества цементирования обсадной колонны:

Путь волны: I – по колонне; II – по породе; III – по промывной жидкости в обсадной колонне;
 1 – известняк; 2 – известняк глинистый; 3 – мергель; 4 – глина; 5 – цемент; 6 – промывочная жидкость;
 К – колонна; в.к. – волновая картина; А – незацементированная колонна;
 Б – частично зацементированная колонна; В – полностью зацементированная колонна;
 И – источник излучения, П – приёмник излучения

Надёжность определения качества цементирования обсадных колонн повышается, если одновременно с записью кривых акустическим цементомером фотографировать волновые картины, получаемые этим цементомером.



Качество цементирования по волновым картинам оценивается по следующим признакам.

1. Незацементированная колонна на волновой картине отмечается мощным долго не затухающим сигналом трубных волн, приходящим за время T_k , которое равно времени пробега волны на базе зонда со скоростью стержневых волн в стали. Время T_k для базы 2,5 м в зависимости от диаметра колонны и физико-химических свойств жидкости в скважине может изменяться от 500 до 650 мкс (рис. 3; в.к. 1).

2. Хорошее качество цементирования обсадных колонн (надёжное сцепление цементного камня с породой и колонной) в низкоскоростном разрезе отмечается на волновой картине весьма малой амплитудой A_k и значительной амплитудой A_n . Типы волн в этом случае отчётливо разделяются по времени их вступления (рис. 3, в.к. 5). Если A_k меньше критической величины, выше которой контакт цементного камня с колонной считается неполным, а A_n и T_n коррелируются со значениями, полученными при исследовании необсаженной скважины акустическим методом, или со значениями кажущегося электрического сопротивления пород, то затрубное пространство является герметичным.

3. В высокоскоростных разрезах, где различить однозначно волны, распространяющиеся по породе и по колонне, только по времени их вступления трудно, оценить качество цементирования обсадных колонн помогает частотная характеристика волн. Установлено, что частота продольных волн в 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 обсадных колонн в высокоскоростном разрезе отмечается на волновой картине неискаженным импульсом продольной волны по породе с частотой ниже 20 кГц (рис. 3; в.к. 6 и 7).

4. В случаях, когда A_k превышает критическое значение и не удаётся выделить волны по породе при наличии волны с частотой 25–30 кГц, вступающей на временах более 1300 мкс, а также при отсутствии корреляции значений амплитуд A_n со значениями их в необсаженной скважине, затрубное пространство негерметично или его герметичность неопределённа (случай частичного цементирования) (рис. 3; в.к. 2 и в.к. 3).

5. В высокоскоростном разрезе при частичном цементировании обсадной колонны сигнал с момента времени T_k представлен волнами различной частоты. Этот признак позволяет отличить по волновой картине частичное цементирование от полного даже в случае надёжной корреляции кривых амплитуды и времени, записанных до и после крепления скважины колонной (рис. 3; в.к. 3).

Совместная интерпретация данных контроля цементирования акустическим методом, данных акустического метода, полученных в необсаженной скважине, и волновых картин позволяет наиболее правильно оценить качество цементирования обсадных колонн.

Теоретические и экспериментальные исследования

Выполним интерпретацию скважины Самотлорского месторождения. Для этого выберем два участка волновой картины, на которых покажем основные ситуации при цементировании затрубного пространства скважины.

В первом случае на глубине 20–110 м видно хорошее сцепление контакта цемента с кондуктором, что определяется большой величиной затухания волны по колонне (Alpha_k) и значительной амплитудой волны по породе A_n . Это говорит о том, что цемент имеет жёсткий контакт с кондуктором. Сцепление цемента с породой частичное (табл. 2–5 и рис. 4).

Таблица 2 – Проведённый комплекс исследований

Методы	Масштаб	Интервал исследований, м	Скважинный прибор
АКЦ-ВС	1:500	17,0–130,7	МАГИС-МАК-10 № 26
ЦМ	1:500	0,0–130,6	ЦМ 8-12 №198
Инклинометрия	ч/з 10т	0,0–540,0	МАГИС-ИНКЛ № 18

Таблица 3 – Данные по цементированию

Колонна	Способ заливки	Характеристика цементного раствора				
		цемент ПТЦ-II-50, тонн	плотность цемента, г/см ³	CaCl ₂ , кг	SmallVOL (K), кг	ОЗЦ
Кондуктор	прямая	11,0	1,85	440,0	550,0	с 19:00 15.05.2015 г.

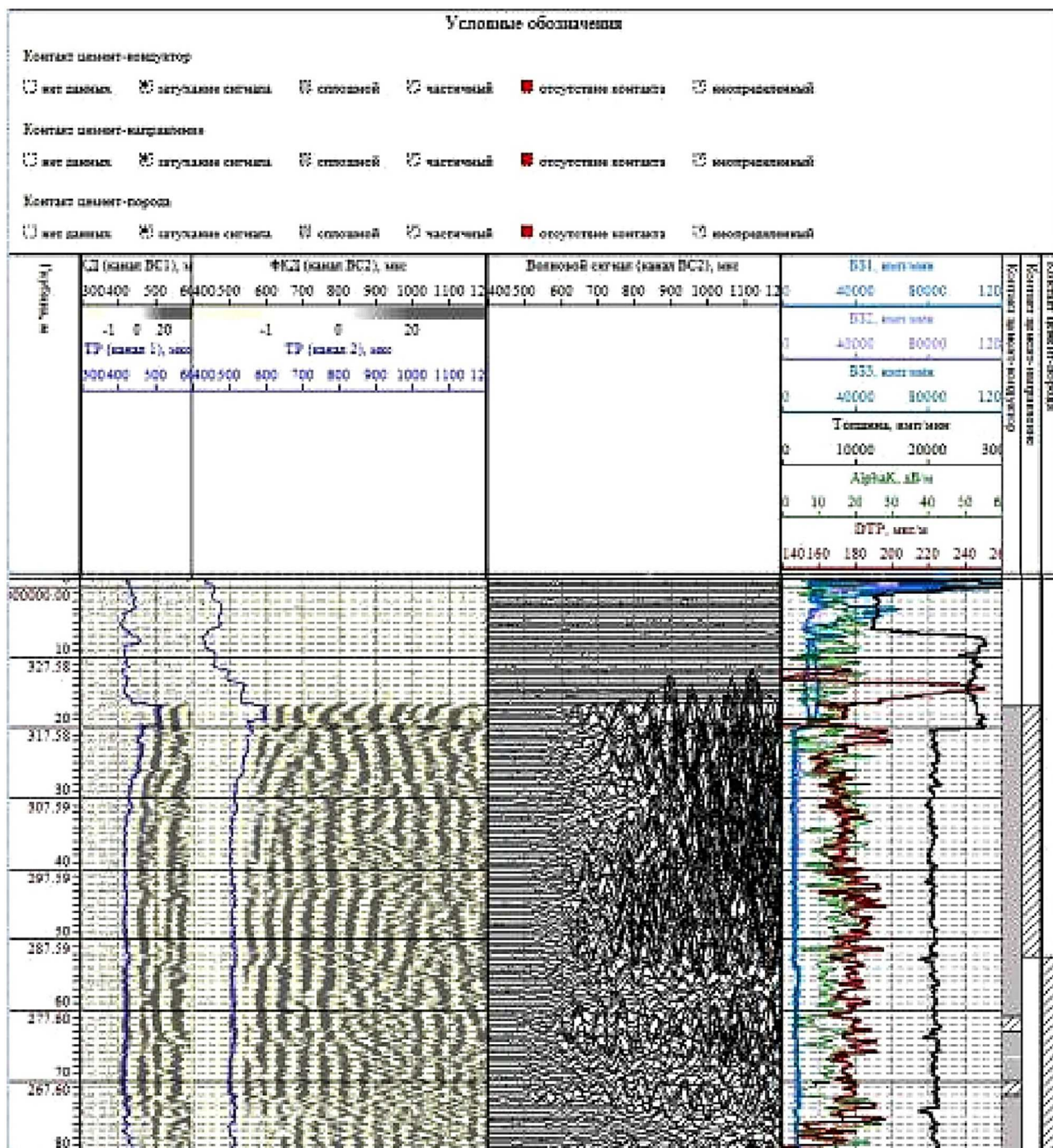


Рисунок 4 – Пример хорошего сцепления цемента с кондуктором

Таблица 4 – Результаты интерпретации

№№ n/n	Кровля, м	Подошва, м	Н, м	Характер контакта цементного камня		
				с кондуктором (d = 0,324 м)	с направлением (d = 0,426 м)	с породой
1	2	3	4	5	6	7
1	0,0	17,0	17,0	нет данных		
2	17,0	52,5	35,5	сплошной	частичный	
3	52,5	60,8	8,3	сплошной		частичный
4	60,8	63,0	2,2	частичный		частичный
5	63,0	70,0	7,0	сплошной		частичный



Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
6	70,0	72,0	2,0	частичный		частичный
7	72,0	111,0	39,0	сплошной		частичный
8	111,0	129,0	18,0	отсутствие контакта		неопределённый
9	129,0	130,8	1,8	сплошной		частичный

Таблица 5 – Статистическое распределение контакта цемента с колонной и породой для интервала 17,0–130,8 м

Контакт цемента с кондуктором	Контакт цемента с направлением	Контакт цемента с породой	Толщина, м	Проценты, %
сплошной	частичный		35,5	31,2
сплошной		частичный	56,1	49,3
частичный		частичный	4,2	3,7
отсутствие контакта		неопределённый	18,0	15,8
			113,8	100,0

Запись проведена без коррекции глубины по магнитным меткам по скважинным условиям. Работы проведены при постоянном доливе скважины.

При записи АК-ВС уровень жидкости в скважине отмечается на глубине 17,0 м. Запись прибором АК проведена до глубины – 140,0 м.

По данным ЦМ уровень жидкости в скважине 20,0 м, до уровня жидкости цемент в скважине присутствует. Распределение цемента за кондуктором равномерное, кроме интервала 114,0–130,8 м, где плотность цемента несколько понижена и интервала 126,5–130,0 м, где распределение цемента неравномерное. Запись прибором ЦМ проведена до глубины 131,6 м.

Во втором случае на глубине 70–160 м виден мощный не затухающий сигнал волны по колонне. Здесь можно сказать, что либо нет контакта колонны с цементом, либо колонна не зацементирована (табл. 6–12 и рис. 5).

Таблица 6 – Данные по цементированию

Колонна	Способ заливки	Характеристика цементного раствора			
		цемент ПТЦ II-50, тонн	плотность цемента, г/см ³	CaCl ₂ , кг	ОЗЦ
Техническая колонна	прямой	15,0	1,83	340,0	09.12.2013 г. с 15:00

Таблица 7 – Проведённый комплекс исследований

Методы	Масштаб	Интервал исследований, м	Скважинный прибор	Примечание
АК-ВС	1:500	5,0–360,0	МАГИС-АК №26	
ЦМ	1:500	1,3–355,8	ЦМ-8-12 №19	запись без вытеснителя
Инклинометрия	1:500	310,0–840,0	ИОН-ЗУ №12	

Таблица 8 – Результаты интерпретации по акустическому каротажу

№№ n/n	Кровля, м	Подошва, м	Н, м	Характер контакта цементного камня		
				с технической колонной (d = 0,245 м)	с кондуктором (d = 0,324 м)	с породой
1	2	3	4	5	6	7
1	0,0	2,0	2,0	нет данных		
2	2,0	5,0	3,0	затухание сигнала (вспенивание бурового раствора)		
3	5,0	18,0	13,0	сплошной	частичный	
4	18,0	28,0	10,0	частичный	частичный	
5	28,0	65,0	37,0	сплошной	частичный	
6	65,0	100,0	35,0	отсутствие контакта	неопределённый	
7	100,0	173,0	73,0	отсутствие контакта		неопределённый



Окончание таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7
8	173,0	179,0	6,0	частичный		частичный
9	179,0	317,0	138,0	сплошной		частичный
10	317,0	318,0	1,0	частичный		частичный
11	318,0	323,0	5,0	сплошной		частичный
12	323,0	324,0	1,0	частичный		частичный

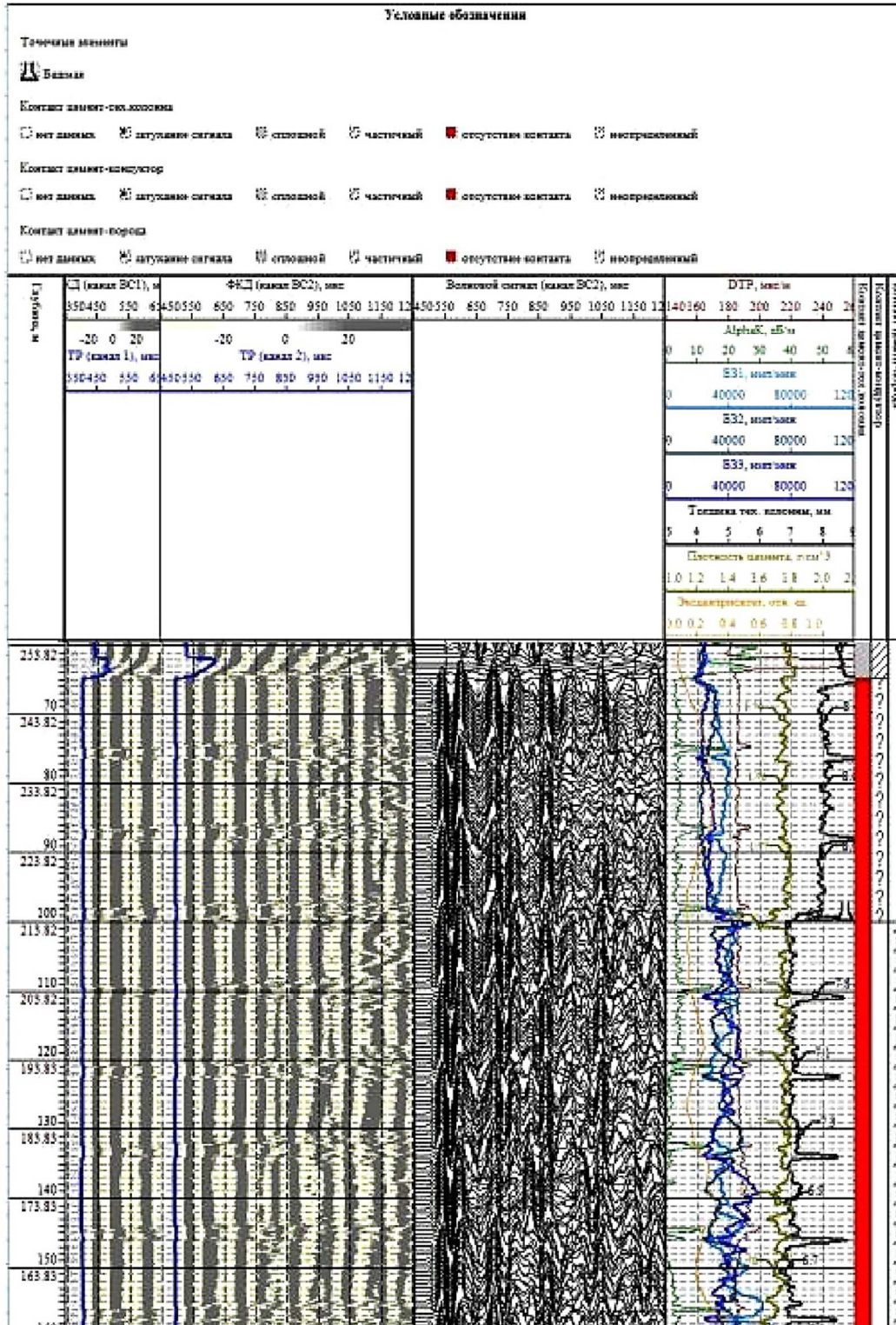


Рисунок 5 – Пример отсутствия контакта цемента с колонной



Таблица 9 – Статистическое распределение контакта цемента с колонной и породой для интервала 5,0–356,4 м

Контакт цемента с технической колонной	Контакт цемента с кондуктором	Контакт цемента с породой	Толщина, м	Проценты, %
сплошной	частичный		50,0	14,2
частичный	частичный		10,0	2,9
отсутствие контакта	неопределённый		35,0	10,0
отсутствие контакта		неопределённый	73,0	20,8
частичный		частичный	8,0	2,3
сплошной		частичный	175,4	49,9
			351,4	100,0

Таблица 10 – Распределение цемента за технической колонной

№№ n/n	Интервалы, м	Распределение цемента
1	25,5–44,5	равномерное
2	44,5–50,0	неравномерное, понижение плотности
3	50,0–56,0	неравномерное
4	56,0–68,0	равномерное
5	68,0–154,0	из-за наличия микрозазора между стенкой скважины и цементным камнем (отсутствие контакта), возможного искажение показания зондов ЦМ, нельзя однозначно оценить распределение цемента, предположительно неравномерное
6	154,0–168,5	неравномерное (понижение плотности до 1,5 г/см ³ , односторонняя заливка)
7	168,5–180,0	из-за наличия микрозазора между стенкой скважины и цементным камнем (отсутствие контакта), возможного искажение показания зондов ЦМ, нельзя однозначно оценить распределение цемента, предположительно неравномерное
8	180,0–186,0	равномерное
9	186,0–190,0	неравномерное
10	190,0–195,0	равномерное
11	195,0–200,0	неравномерное
12	200,0–355,8	равномерное

Таблица 11 – Оценка эксцентриситета эксплуатационной колонны

Кровля, м	Подшова, м	Толщина, м	Эксцентриситет
1,3	156,0	154,7	колонна центрирована
156,0	171,8	15,8	колонна эксцентрична
171,8	355,8	184,0	колонна центрирована

Таблица 12 – Статистическое распределение эксцентриситета эксплуатационной колонны для интервала 1,3–355,8 м

Эксцентриситет	Толщина, м	Статистика, %
Колонна эксцентрична 0,3–0,7	15,8	4,5
Колонна центрирована <0,3	338,7	95,5

При записи АК-ВС уровень жидкости в скважине отмечается на глубине 5,0 м. Данные АК-ВС в интервале 5,0–65,0 м искажены постоянным доливом жидкости в скважину.

Запись прибором АК проведена до глубины 360,0 м. После записи РК качество крепления цемента с породой может быть уточнено.

При записи ЦМ уровень жидкости в скважине 25,5 м, до уровня жидкости цемент за технической колонной присутствует. Расчётная плотность цемента без учёта плотности пород изменяется от 1,50 до 1,84 г/см³. Толщина стенок технической колонны 7,8–8,5 мм. В интервале 0,0–100,0 м значения толщины стенок технической колонны и плотности цементного камня искажены влиянием двухколонной конструкции. Максимальное прохождение прибора до глубины 355,8 м.



Литература

1. Климов В.В. [и др.]. Интерпретация данных профилометрии обсадных колонн: методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Основы геофизики». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2014. – 19 с.
2. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
3. Косков В.Н. Геофизические исследования скважин : учебное пособие. – Пермь : Издательство Пермского государственного технического университета, 2004. – 122 с.
4. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск: Лик, 2017. – 326 с.
5. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
6. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований: учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
7. Усов С.В., Климов В.В., Савенок О.В. Капитальный ремонт скважин. Восстановление герметичности обсадных колонн : методические указания к практическим занятиям. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2013. – 63 с.
8. Климов В.В., Савенок О.В., Кузьмин А.В. Новые технические средства, технологии и методология геолого-геофизического контроля технического состояния крепи газовых и газоконденсатных скважин, в том числе с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 3/2013. – С. 33–37.
9. Климов В.В., Савенок О.В. Новые технологии ГИС // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 2/2014. – С. 44–49.
10. Климов В.В., Лешкович Н.М. Повышение информативности метода термометрии при проведении геофизических исследований на нефтегазовых месторождениях и ПХГ // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 81–87.
11. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 3. – С. 33–37.
12. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Аналитическое и экспериментальное определение зон наибольшего износа обсадных колонн при строительстве нефтегазовых скважин // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2017. – № 4. – С. 33–37.
13. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Концепция геолого-геофизического контроля технического состояния обсадных колонн и зацементированного заколонного пространства в скважинах на нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 2. – С. 15–21.
14. Климов В.В. [и др.]. Новый способ обнаружения мест негерметичности в обсадных колоннах и межпластовых перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 101–108.
15. Лешкович Н.М. Совершенствование техники и технологии определения негерметичных муфтовых соединений и сквозных повреждений обсадных колонн на нефтяных месторождениях с большим газовым фактором // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 223–226.
16. Терещенко Ю.П. ГИС: Диагностика технического состояния обсадных колонн. Будни и перспективы // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2001. – Вып. № 10. – С. 161–168.

References

1. Klimov V.V. [et al.]. Interpretation of casing profilerometry data: methodological guidelines for practical classes in the discipline «Fundamentals of geophysics». – Krasnodar : Kuban State Technical University Publishing House, 2014. – 19 p.
2. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
3. Koskov V.N. Geophysical research of wells : a training manual. – Perm : Perm State Technical University Publishing House, 2004. – 122 p.
4. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a textbook. – Novocherkassk: Lyk, 2017. – 326 p.
5. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
6. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : textbook. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
7. Usov S.V., Klimov V.V., Savenok O.V. Well workover. Restoration of casing string tightness: methodological instructions for practical exercises. – Krasnodar : KubGTU Publishing House, 2013. – 63 p.
8. Klimov V.V., Savenok O.V., Kuzmin A.V. New technical means, technologies and methodology of geologic and geophysical control of the technical state of fastening of gas and gas-condensate wells, including those with abnormally high formation pressures and temperatures // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 3/2013. – P. 33–37.
9. Klimov V.V., Savenok O.V. New technologies of GIS // Oil. Gas. Innovations. – 2014. – № 2/2014. – P. 44–49.
10. Klimov V.V., Leshkovich N.M. Informativity increase of the thermometry method at carrying out of geophysical researches on the oil and gas fields and underground gas storage // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 81–87.
11. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Confidence increase of the geophysical methods in the inclined and horizontal wells // Petroleum engineer. – 2017. – № 3. – P. 33–37.
12. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Analytical and experimental determination of the zones of the greatest casing wear at construction of oil and gas wells // Bulletin of the brown contractors association. – 2017. – № 4. – P. 33–37.
13. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Concept of the geological and geophysical control of the technical state of the casing and the cemented borehole space in the wells at the oil and gas fields and underground gas storages // Bulletin of the Drilling Contractors Association. – 2019. – № 2. – P. 15–21.
14. Klimov V.V. [et al.]. New method for detection of leakage places in casing strings and interplast fluid flows in borehole space // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 101–108.
15. Leshkovich N.M. Perfection of technique and technology of determination of the non-hermetic couplings and through damages of the casing on the oil fields with the big gas factor // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 part. – Part 1. – P. 223–226.
16. Tereshchenko Yu.P. GIS: Diagnosis of the technical state of the casing strings. Budni and prospects // Collection of scientific papers «Hypotheses, search, forecasts». – Krasnodar : SKO IA RF, 2001. – Issue № 10. – P. 161–168.