

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И УСЛОВИЯ ПУБЛИКАЦИИ МАТЕРИАЛОВ В НТВ «КАРОТАЖНИК»

1. Рукописи представляются в электронной версии по E-mail. Используются форматы *.doc или *.rtf без элементов верстки, шрифт Times New Roman, 14 пунктов, через 2 интервала.
2. Графические материалы – в виде отдельных файлов форматов: *.TIF, *.PSD, *.JPG, *.GIF, *.EPS, *.PDF, *.CDR с разрешением не менее 300 dpi. Максимальный размер рисунков – А5.
3. Оптимальный объем рукописи – 12–15 машинописных стр. (включая рисунки, таблицы и список литературы, оформленный в соответствии с требованиями ГОСТ Р 7.0.5-2008): все упоминаемые работы в алфавитном порядке (фамилия и инициалы автора, название работы, название издания, место издания, изд-во, год, выпуск, № стр.). В тексте – номер работы в квадратных скобках.
4. Число авторов публикации не должно превышать трех человек.
5. Рукопись должна иметь: УДК; аннотацию (примерно 500 знаков); ключевые слова (до 5 слов); адрес для переписки, телефон, если есть – E-mail; сведения об авторах (точное название места работы, должность, ученая степень, ученое звание, учебное заведение, которое окончил автор, научные интересы и число публикаций). Фотографии четкие, без повреждений присылаются по электронной почте в формате *.TIF, *.BMP, *.JPG (300 dpi).
6. Рисунки – четкие, наглядные, без надписей на полях, пронумерованы в порядке упоминания. Рисунки, надписи, символы на них должны допускать уменьшение в 2–4 раза. Подрисуночные подписи представляются в виде отдельного списка.
7. Формулы – напечатаны отчетливо, единообразно, с пробелами между строками и буквами, одинаковыми по начертанию. Нумеруются арабскими цифрами в круглых скобках. Расшифровка буквенных обозначений должна быть полной в последовательности их расположения в формуле. Греческие буквы набираются прямым шрифтом, латинские – курсивом.
8. Таблицы должны иметь заголовки, если более одной – нумерацию.
9. Применение аббревиатур в заголовке не допускается. В тексте необходимо дать их расшифровку.
10. Редакция оставляет за собой право сокращать рукописи и вносить редакционные изменения с учетом замечаний рецензентов.
11. Плата за публикацию не взимается с аспирантов и авторов, работающих в организациях – членах АИС.

Производственный ОПЫТ

УДК 550.832.44/75:622.245.1

*В. Н. Еникеев, В. Д. Ташбулатов, М. Я. Гайфуллин
АО НПП «ВНИИГИС»*

КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН ПРИ ИЗОЛЯЦИОННЫХ И ЛИКВИДАЦИОННЫХ РАБОТАХ

Описаны работы по ликвидации скважин и проведению в них изоляции, а также основные задачи геофизических исследований при проведении этих работ. На примере двух реальных скважин описано поэтапное выполнение работ геофизических исследований методом акустической цементометрии и магнитоимпульсной дефектоскопии.

Ключевые слова: ликвидация скважин, акустическая цементометрия, магнитоимпульсная дефектоскопия.

В нефтегазовой промышленности все скважины, пробуренные с целью разведки или разработки месторождений нефти и газа и для других целей, по мере выполнения своего назначения подлежат ликвидации, так как являются потенциально опасными промышленными объектами [4].

Период жизни эксплуатационной скважины колеблется от нескольких лет до нескольких десятков лет в зависимости от ее назначения и дебита, который в процессе эксплуатации скважины снижается, и наступает момент, когда скважина становится нерентабельной. В этом случае встает вопрос о выводе такой скважины из действующего фонда с последующей консервацией или ликвидацией [7].

Кроме того, имеются скважины, в которых с различными целями проводились ядерные взрывы [1]. Для предотвращения потенциально возможного загрязнения окружающей среды радионуклидами, поступающими из зоны взрыва, и несанкционированной добычи

нефти, содержащей радиоактивные загрязнения, необходимо на таких скважинах как можно скорее осуществлять изоляционно-ликвидационные работы [2].

Пользователь недр обязан в установленном порядке обеспечить ликвидацию буровых скважин, не подлежащих использованию, а также обеспечить сохранность скважин, которые могут быть использованы при разработке месторождения и (или) в иных хозяйственных целях. Ликвидация (консервация) скважин производится по инициативе предприятия – пользователя недр и других юридических или физических лиц, на балансе которых находится скважина, или в иных случаях, установленных законом [3].

Основной задачей работ по ликвидации скважин является охрана недр, под которой подразумевается недопущение загрязнения подземных пресных вод минерализованными пластовыми водами, нефтью и химическими реагентами, бесконтрольных перетоков пластовых вод в нефтегазоносные пласты и, наоборот, нефти и газа – в водоносные пласты, а также недопущение загрязнения нефтеносных пластов промывочными жидкостями, жидкостями глушения (или их компонентами), тампонажными растворами и т. п.

Задача охраны недр решается перекрытием отложений горных пород геологического разреза колоннами обсадных труб (спуском кондуктора, эксплуатационной колонны) и качественным их цементированием. Однако на практике по разным причинам (в том числе из-за допущенных отклонений от проектных решений при бурении, креплении, цементировании, освоении и ремонте скважин) имеют место случаи негерметичности колонн обсадных труб, а также всевозможные их нарушения. При этом из-за низкого качества крепи скважин формируются перетоки флюидов за обсадными колоннами, которые вызывают следующие техногенные загрязнения подземных пресных вод:

- углеводородные;
- химические;
- тепловые;
- радионуклидные.

Если произвести ликвидацию скважины без устранения заколонных перетоков, то в дальнейшем вертикальная инверсия пластовых флюидов может привести к непредсказуемым последствиям для недр. Отсюда вытекает очень важное требование к ликвидируемым

скважинам: перед ликвидационными работами должны быть проведены геофизические исследования (высокочувствительная термометрия, акустическая цементометрия (АКЦ) и магнитоимпульсная дефектоскопия (МИД)) с целью выявления интервалов заколонных перетоков, мест негерметичности и нарушений эксплуатационной колонны [5, 6, 8]. При обнаружении указанных явлений и дефектов они должны быть устранены до проведения работ по ликвидации скважин. При ликвидации скважин по техническим причинам не допускается переток нижних, минерализованных пластовых вод в вышележащие пласты, содержащие пресные воды [2].

При диагностике технического состояния скважины как инженерного сооружения, где наряду с решением задач оценки состояния цементного камня, качества сцепления колонна–цемент, цемент–порода важнейшее значение имеет дефектоскопия труб и муфтовых соединений обсадных колонн. Магнитоимпульсная дефектоскопия скважин является одним из главных методов контроля технического состояния обсадных колонн нефтяных и газовых скважин.

Контроль технического состояния скважин геофизическими методами перед их ликвидацией рассмотрим на примере исследования двух скважин одного из объектов. В этих скважинах ГИС были проведены следующими видами методов и аппаратуры: 1) комплексной термошумоакустической аппаратурой ЗАС-ТШ-42; 2) аппаратурой МИД-К-ГК-ТМ магнитоимпульсной дефектоскопии.

Основными задачами ГИС являлись:

- оценка технического состояния и выявление дефектов обсадной колонны методом магнитоимпульсной дефектоскопии;
- оценка качества цементации заколонного пространства и выявление участков отсутствия цементного камня методом акустической цементометрии;
- определение интервалов возможных перетоков в заколонном пространстве скважин методом термометрии;
- определение плотности заполняющей скважины жидкости методом барометрии;
- контроль, выполняемый при проведении изоляционно-ликвидационных работ.

В скв. 1, подлежащей ликвидации, были проведены геофизические исследования методом АКЦ и МИД. После обработки данных каротажа были получены результаты, которые представлены на рис. 1.

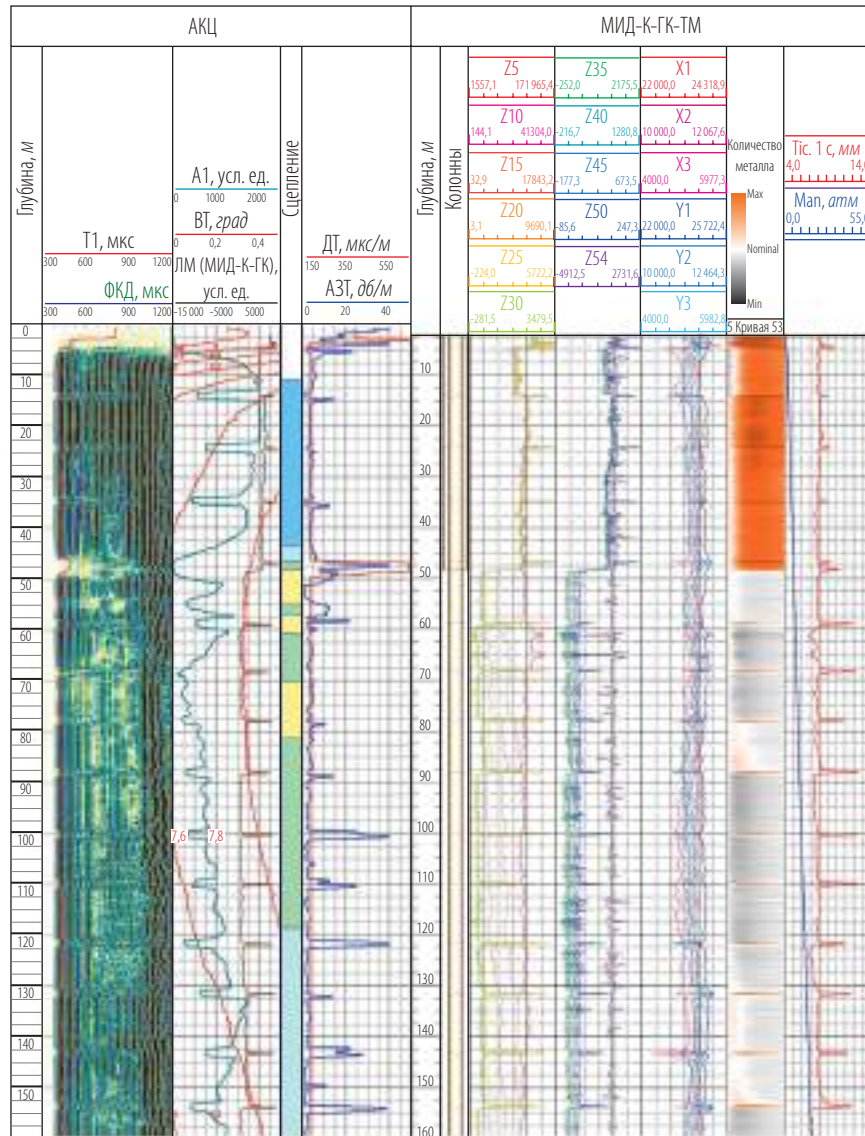


Рис. 1. Фоновый каротаж АКЦ и МИД на скв. 1

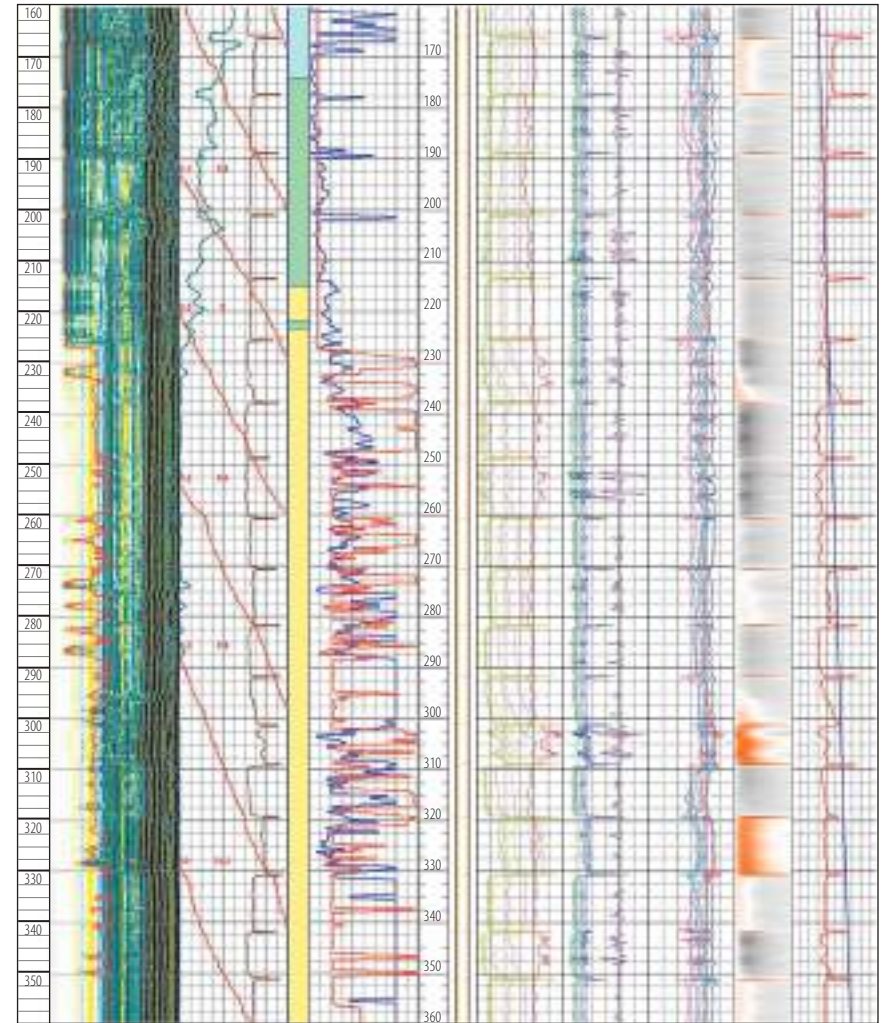


Рис. 1. Окончание

В результате фонового каротажа АКЦ в интервале глубин от 0 до 400 м получена колонка сцепления, по которой выделяются большие интервалы отсутствия сцепления 10,2–42,6 м и плохого сцепления 118,0–173,3 м. Ниже глубины 173,3 м сцепление частичное и в основном хорошее. По данным термометрии выделяется температурная аномалия в интервале 0–140 м, вероятнее всего, связанная с поступлением в скважину теплой воды с поверхности земли.

По результатам обработки данных МИД были получены следующие результаты:

- определена мера труб, рассчитана их толщина и отклонение от номинала;
- сквозных нарушений не выявлено, что подтверждается отсутствием соответствующих термоаномалий;
- обнаружены интервалы коррозии обсадной колонны на глубинах 59,6–77,6; 225,5–260,3; 341,9–350,8 м;
- определена толщина стенки обсадной колонны – 8 мм.

По результатам замера АКЦ было рекомендовано проведение сверлящей перфорации в интервале глубин от 115 до 165 м (16 отверстий) и закачка цементного раствора. Сверлящая перфорация проводилась аппаратурой ПС-112.

После проведения сверлящей перфорации, закачки цементного раствора, ожидания затвердевания цемента был проведен каротаж по контролю качества цементирования, результаты которого представлены на рис. 2.

В результате замера АКЦ в интервале глубин от 0 до 199 м после обработки была получена колонка сцепления (рис. 2), по которой выделяются интервалы отсутствия сцепления 0,7–42,6 м и плохого сцепления 42,6–45,8 м. Интервал глубин плохого сцепления 118,0–173,3 м по результатам фонового замера АКЦ после заливки цементного раствора отмечается частичным и хорошим сцеплением. Для цементации верхнего интервала от 0 до 42,6 м было рекомендовано провести перфорацию на глубине 40–45 м (4 отверстия) и произвести заливку цемента для изоляции верхних водоносных горизонтов.

На рис. 3 приведены временные замеры АКЦ по первой скважине, наглядно иллюстрирующие этапы заливки тампонажной смесью и улучшение качества цементирования заколонного пространства.

В скв. 2, подлежащей ликвидации, также был проведен фоновый каротаж акустической цементометрии и магнитоимпульсной дефектоскопии, результаты которого представлены на рис. 4.

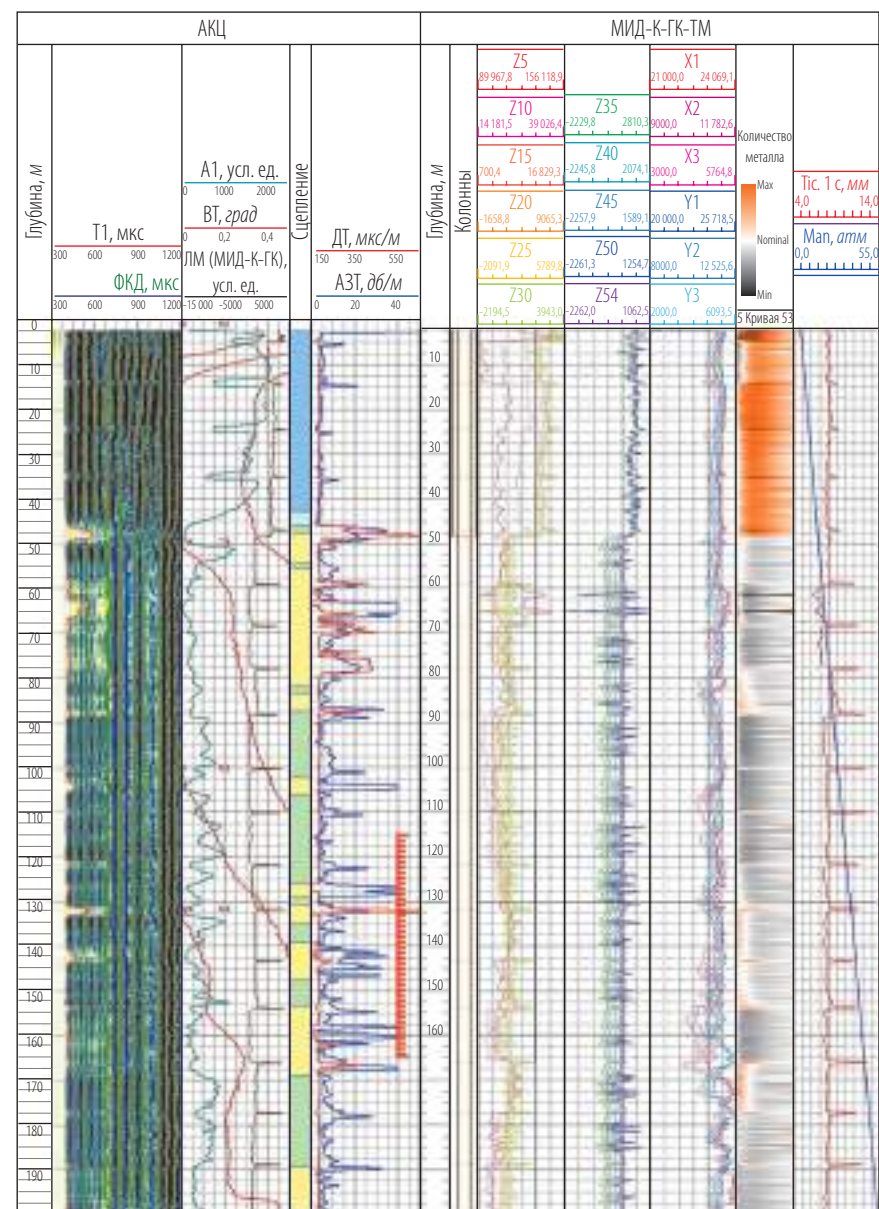


Рис. 2. Результаты каротажа АКЦ и МИД после сверлящей перфорации в интервале 115–165 м и закачки цементного раствора в скв. 1

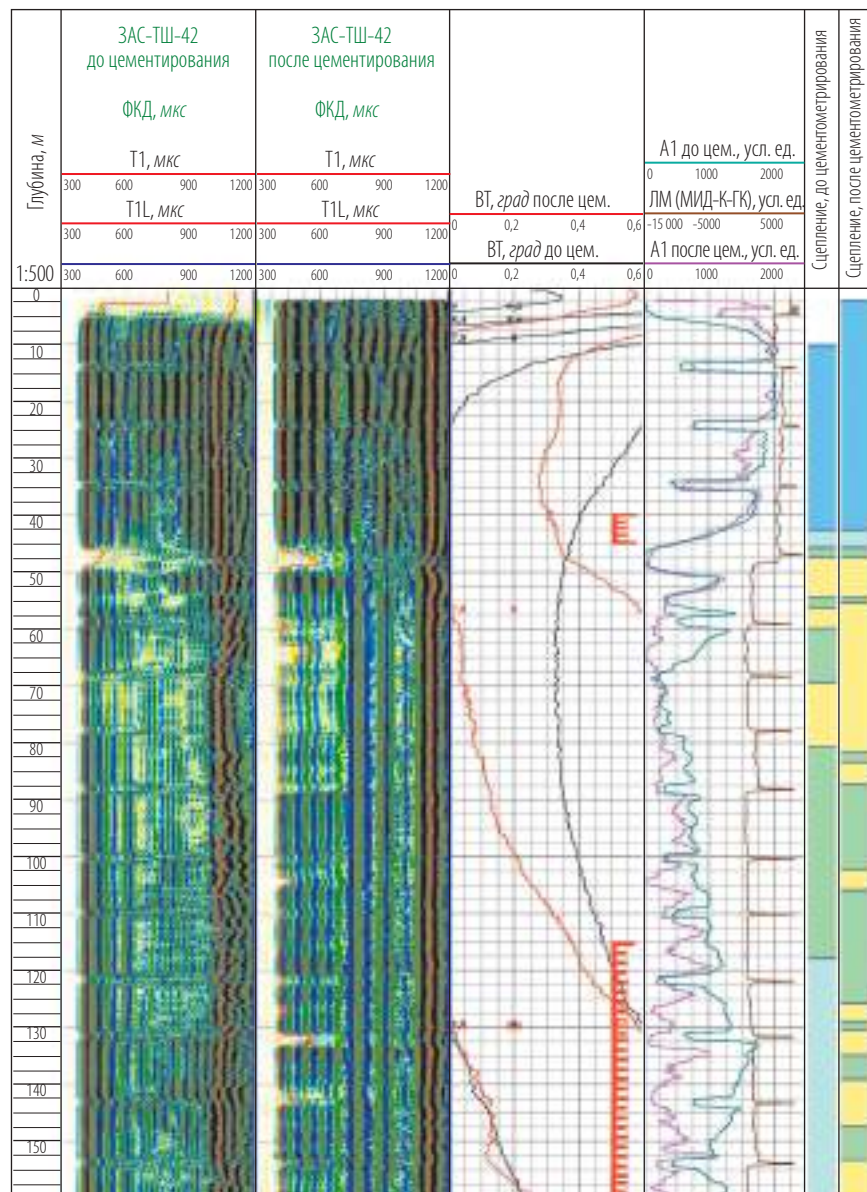


Рис. 3. Временные замеры АКЦ по скв. 1

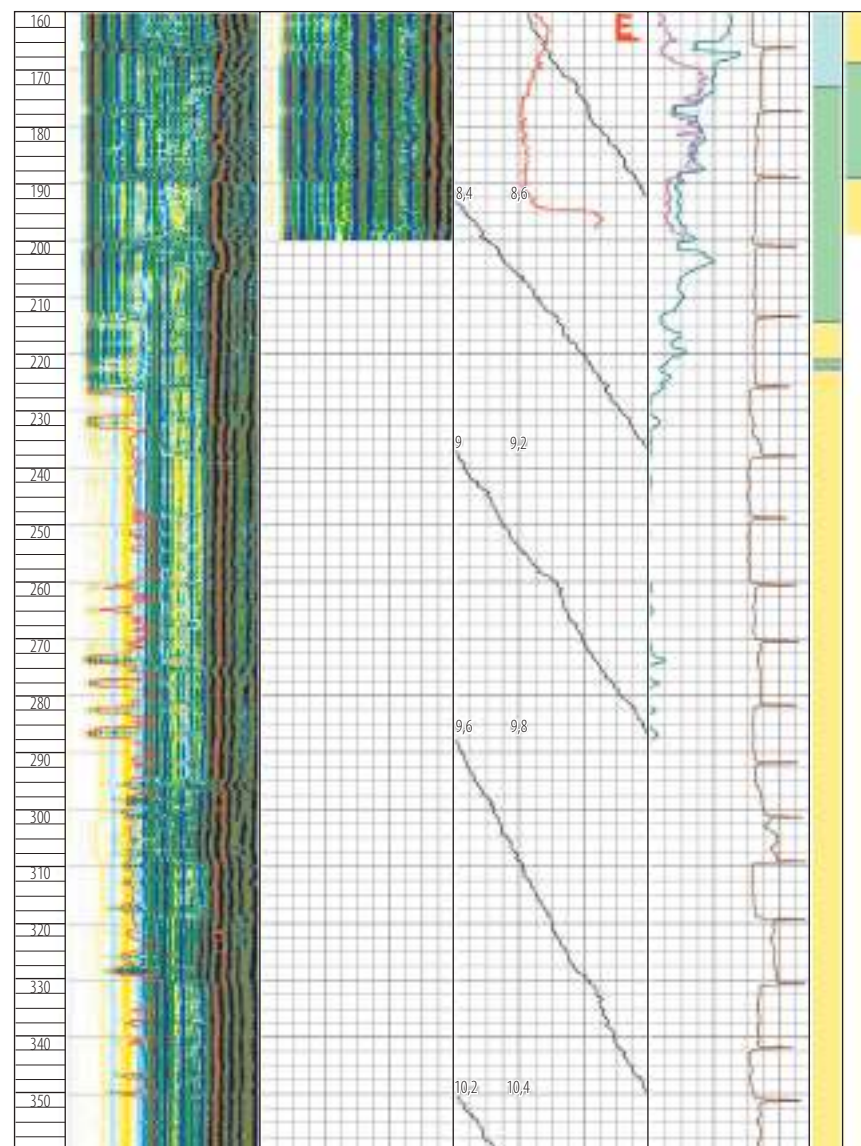


Рис. 3. Окончание

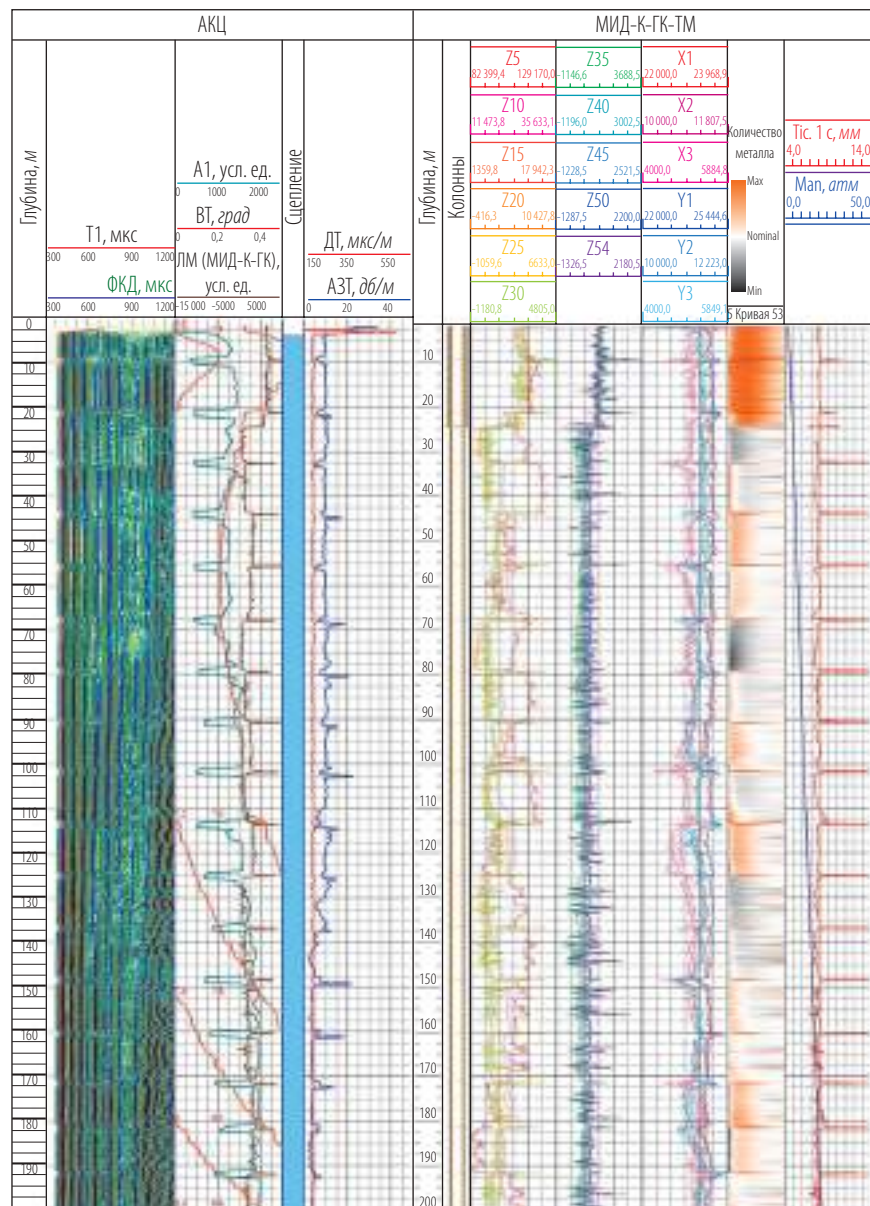


Рис. 4. Первый фоновый картаж АКЦ и МИД в скв. 2

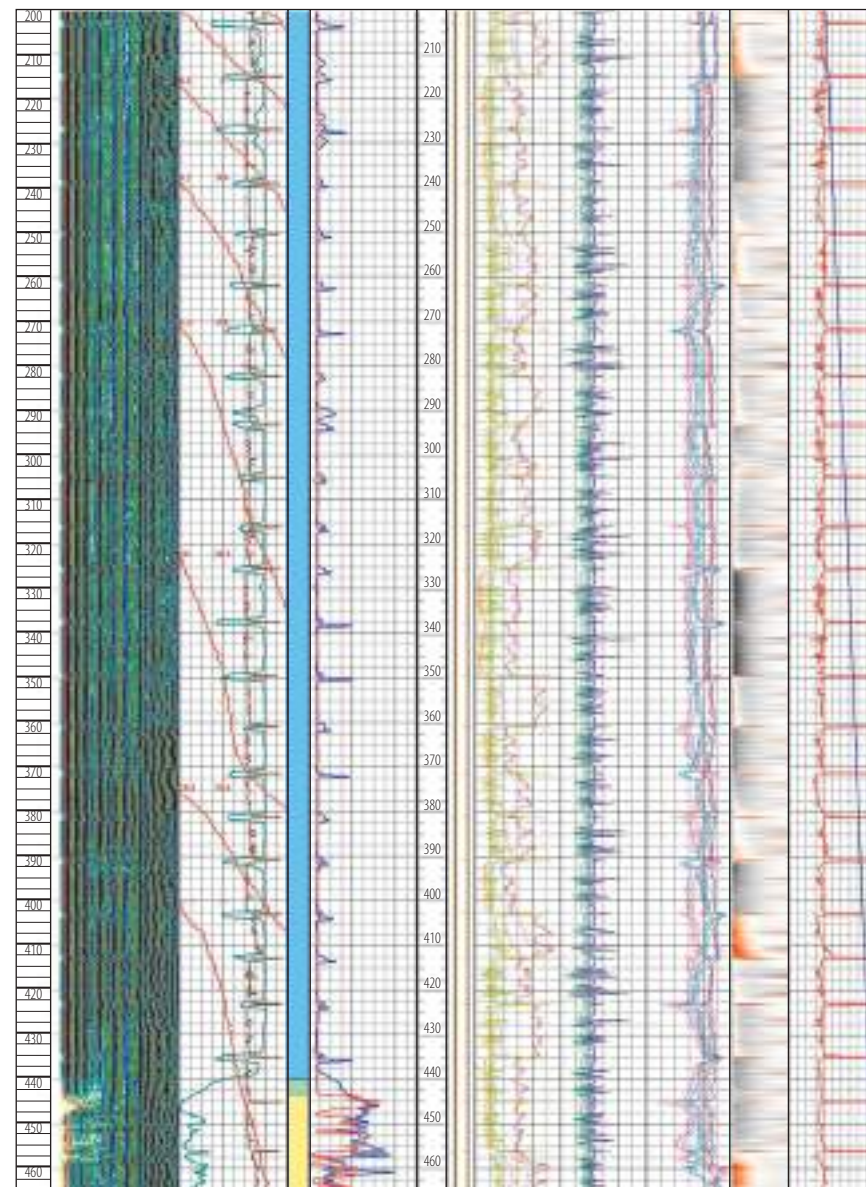


Рис. 4. Окончание

После обработки данных фонового каротажа были получены следующие результаты:

- сцепление цементного камня с колонной в интервале 4–440 м отсутствует, а в интервале 440–465,4 м оценивается как частичное и хорошее;
- по результатам обработки данных МИД определена мера труб, рассчитана их толщина и отклонение от номинала;
- сквозных нарушений не выявлено;
- определена толщина стенки обсадной колонны 8 мм.

По результатам данных АКЦ было рекомендовано провести сверлящую перфорацию колонны в интервале 425–435 м, так как ниже глубины 440 м отмечается частичное и хорошее сцепление цементного камня с колонной.

Второй каротаж был проведен после сверлящей перфорации в интервале 435–445 м и закачки 4,7 м³ цементного раствора. После обработки данных каротажа были получены результаты, представленные на рис. 5, которые показали, что сцепление цементного камня с колонной в интервалах 17,2–380,6 и 406,9–438,7 м отсутствует. В интервал 380,6–406,9 м произошло частичное проникновение цементного раствора, но этот интервал характеризуется в основном плохим сцеплением. Основная часть цементного раствора, вероятнее всего, ушла в трещиноватую или разломную зону на глубине 437 м, что подтверждается сильной положительной аномалией температуры, связанной с процессом отвердения цементного раствора. В интервале 17,2–260 м на диаграмме ФКД отмечается влияние растворенного газа в жидкости, заполняющей ствол скважины, что вызывает увеличение затухания акустического сигнала, уменьшение скорости волны по жидкости, которое заметно по увеличению времени прихода волны по колонне Т1 и по отклонению фазовых линий волны по жидкости в сторону увеличения времени, поэтому в этом интервале наблюдается снижение амплитуды волны по колонне А1. С учетом влияния этого фактора интервал глубин 17,2–260 м отмечен как его отсутствие. Рекомендуемый интервал перфорации колонны для следующего цементатжа был выбран на глубине 300–318 м.

Исследования были проведены после сверлящей перфорации в интервале 300–318 м и закачки 8,2 м³ цементного раствора.

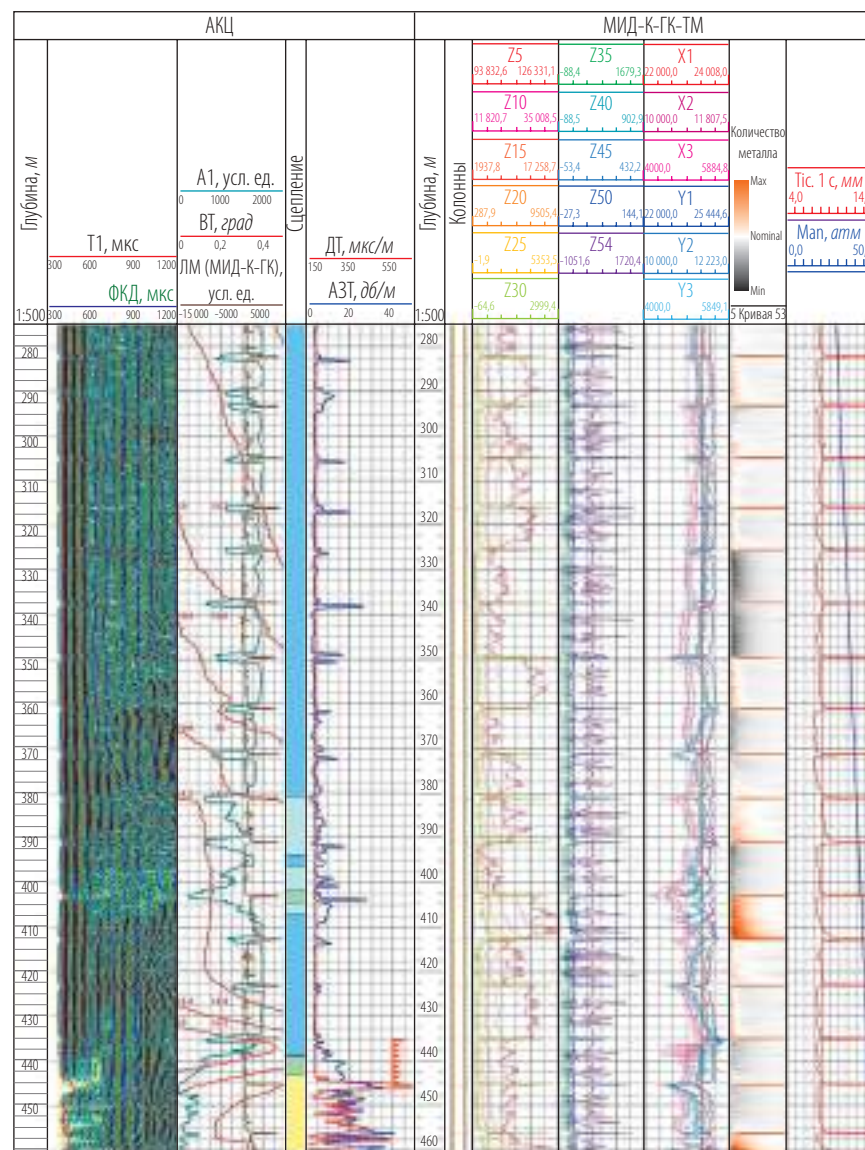


Рис. 5. Результаты второго каротажа АКЦ и МИД после перфорации в интервале 435–445 м и закачки 4,7 м³ цементного раствора в скв. 2

После обработки данных третьего каротажа были получены результаты, показывающие, что качество цементирования обсадной колонны в верхней части от 0 до 312,9 м не изменилось (рис. 6). Интервал 312,9–342,4 м отмечается плохим сцеплением. Вероятнее всего, весь цементный раствор поглощается в трещиноватой или в разломной зоне (интервал 400–440 м), что подтверждается сильной температурной аномалией с максимальным значением на глубине 431 м, как и после первого цементатжа, когда температурная аномалия была на глубине 437 м.

Далее был установлен цементный мост на глубине 437–447 м с целью перекрытия нижнего поглощающего интервала и произведена дополнительная закачка через перфорацию, выполненную в интервале 300–318 м, 1,8 м³ геля цемента и 5,0 м³ цементного раствора. Результаты четвертого каротажа, проведенного после всех этих операций, представлены на рис. 7.

Результаты показывают, что качество цементирования обсадной колонны в интервале 0–218,9 м не изменилось, есть отсутствие. Интервал 218,9–285,0 м отмечается плохим и частичным сцеплением. В интервале глубин 312,9–404,2 м произошло изменение сцепления, что видно по падению амплитуды в колонне А1, хотя возможно падение амплитуды А1 связано с наличием газа в данном интервале, так как форма кривой амплитуды А1 совпадает с кривой амплитуды по колонне от третьего каротажа.

По данным АКЦ и термометрии подтверждается подъем цементного раствора в верхние интервалы до глубины 218,9 м. Интервал перфорации колонны для следующего цементатжа был рекомендован на глубине 204–210 м.

Исследования были проведены после сверлящей перфорации в интервале 204–210 м и закачки 1,5 м³ глинистого раствора и 4,6 м³ цементного раствора. После обработки данных пятого каротажа были получены результаты, представленные на рис. 8, которые и показывают, что качество цементирования обсадной колонны после четвертого цементатжа в интервале 0–30,5 м не изменилось, то есть отсутствует. Интервал 30,5–158,0 м отмечается в основном плохим и частичным сцеплением.

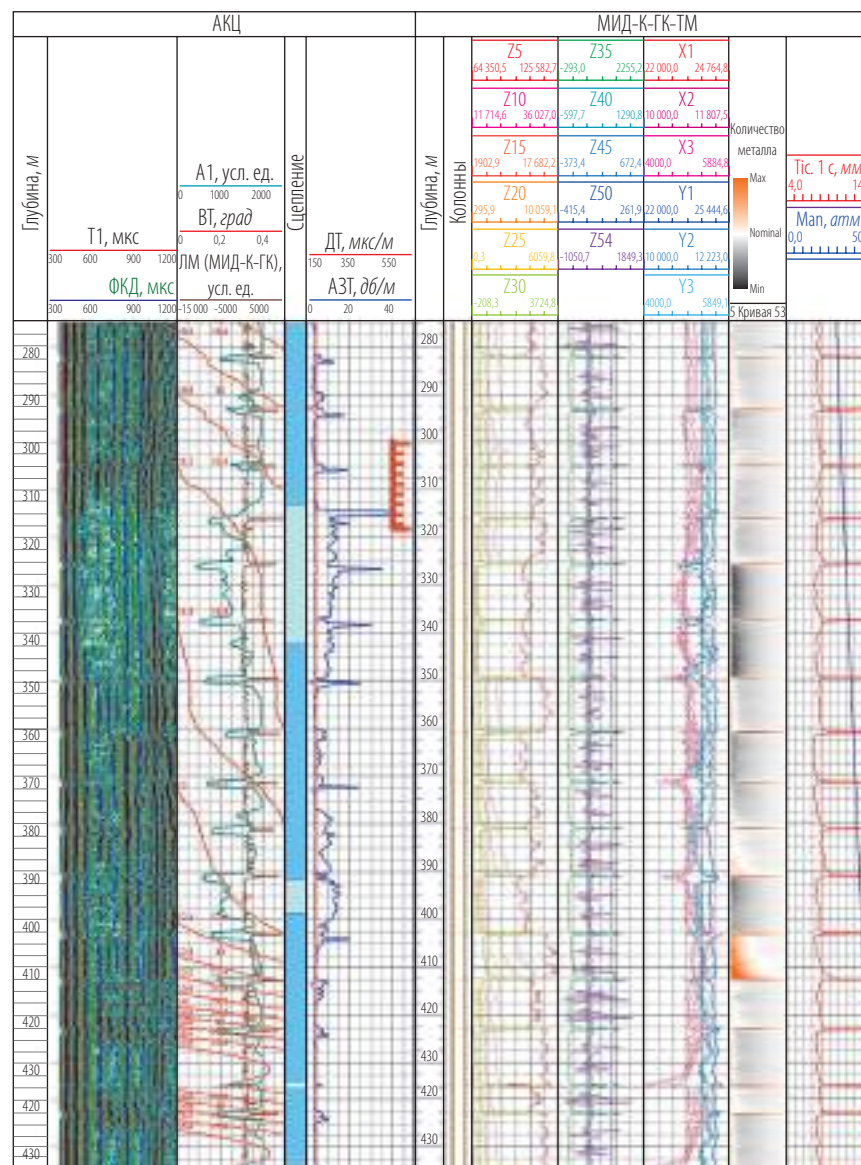


Рис. 6. Результаты третьего каротажа АКЦ и МИД после перфорации в интервале 300–318 м и закачки 8,2 м³ цементного раствора в скв. 2

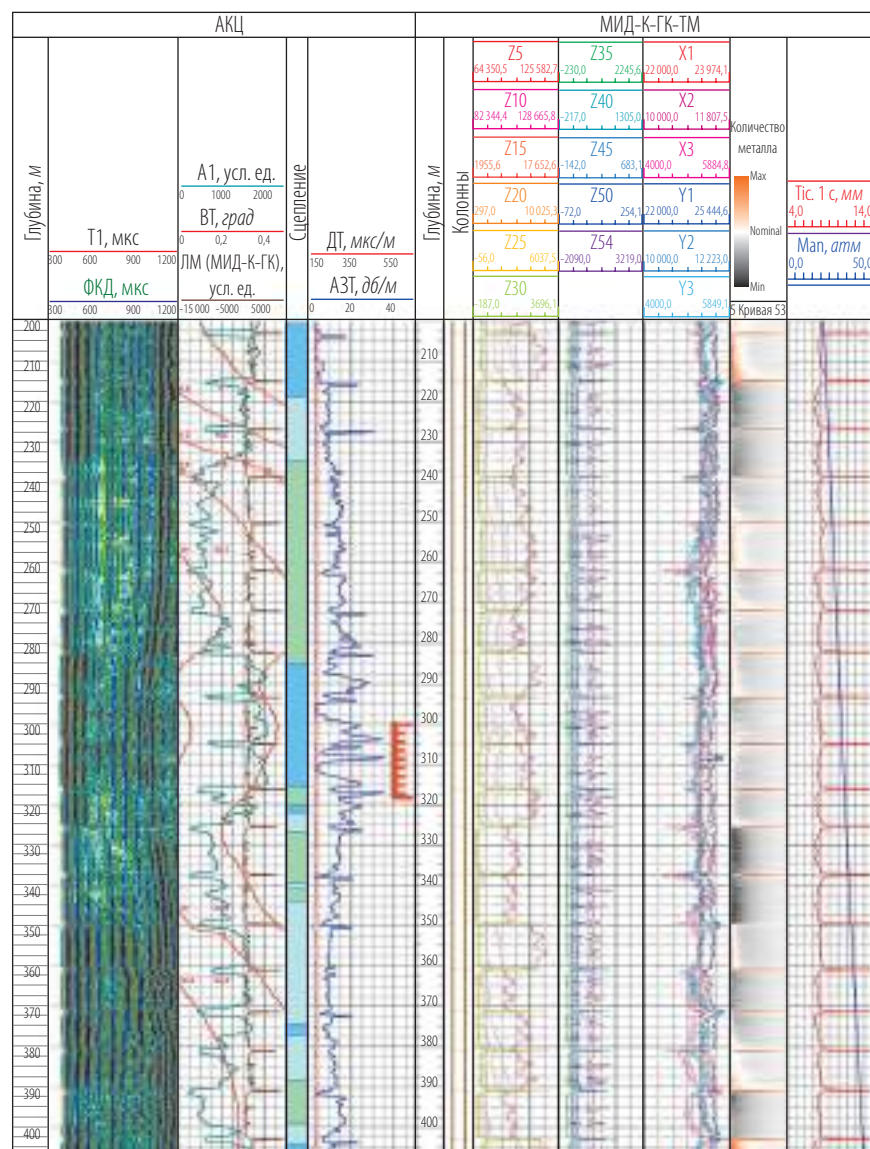


Рис. 7. Результаты четвертого каротажа АКЦ и МИД после установки цементного моста на глубине 437–447 м и дополнительной закачки 1,8 м³ геля-цемента и 5,0 м³ цементного раствора через перфорацию 300–318 м

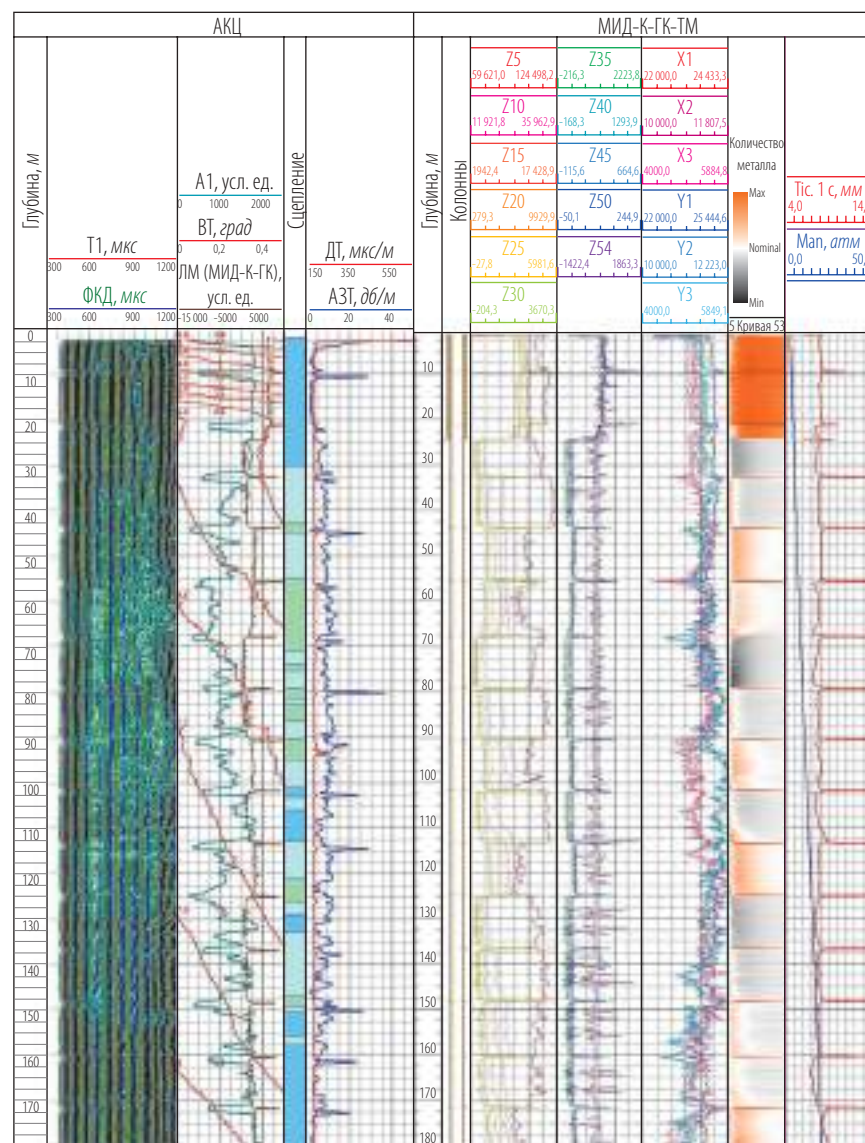


Рис. 8. Результаты АКЦ и МИД после сверлящей перфорации в интервале 204–210 м и закачки 1,5 м³ глинистого раствора и 4,6 м³ цементного раствора

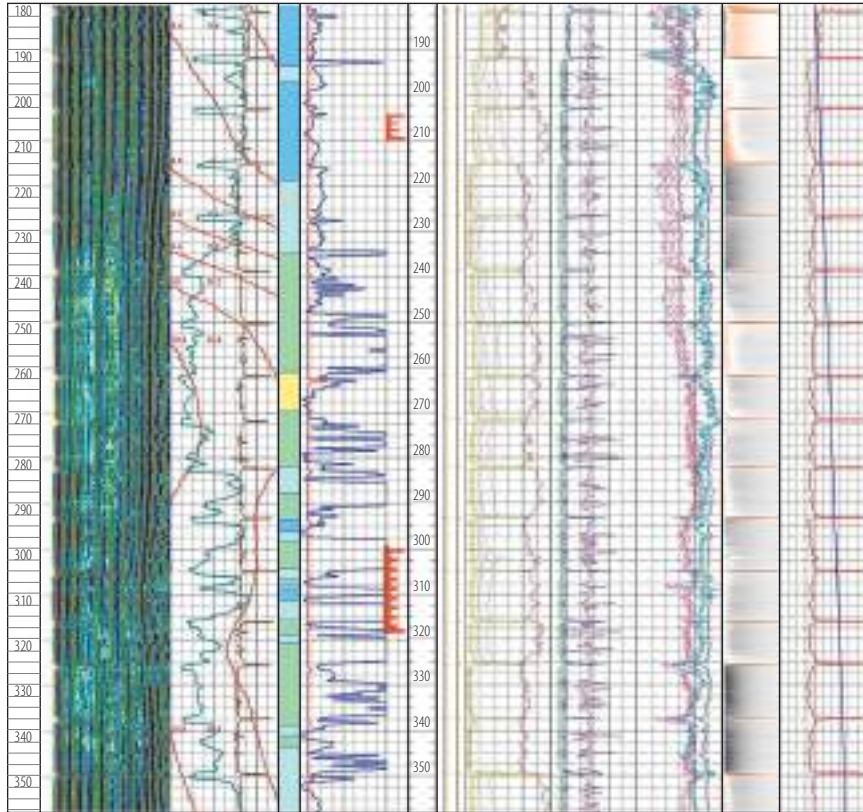


Рис. 8. Окончание

По данным АКЦ и термометрии подтверждается подъем цементного раствора в верхние интервалы до глубины 30,5 м. Для цементации верхнего интервала до 30,5 м было рекомендовано провести перфорацию на глубине 25–30 м или произвести верхнюю заливку заколонного пространства для изоляции верхних водоносных горизонтов.

На рис. 9 приведены временные замеры АКЦ в скв. 2, наглядно иллюстрирующие этапы заливки тампонажной смесью и улучшение качества цементирования заколонного пространства.

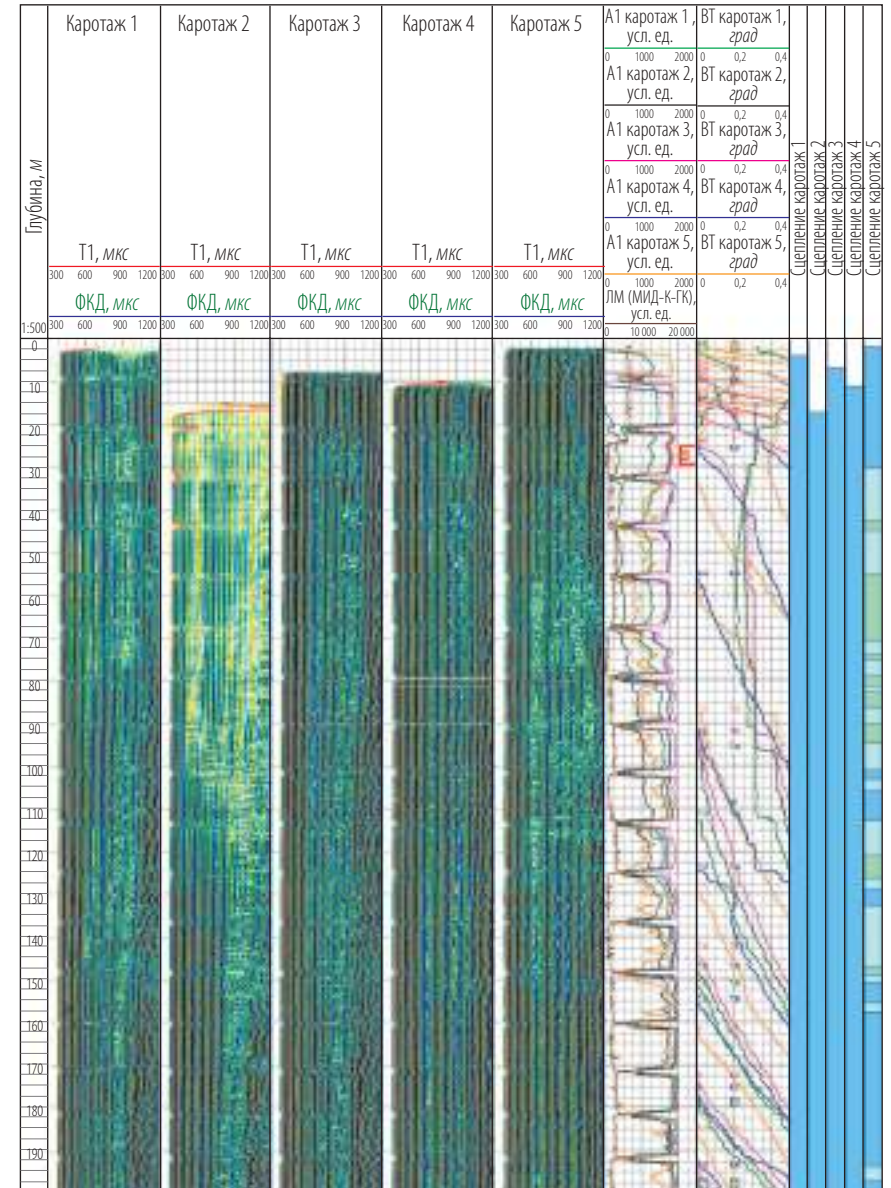


Рис. 9. Временные замеры АКЦ по скв. 2

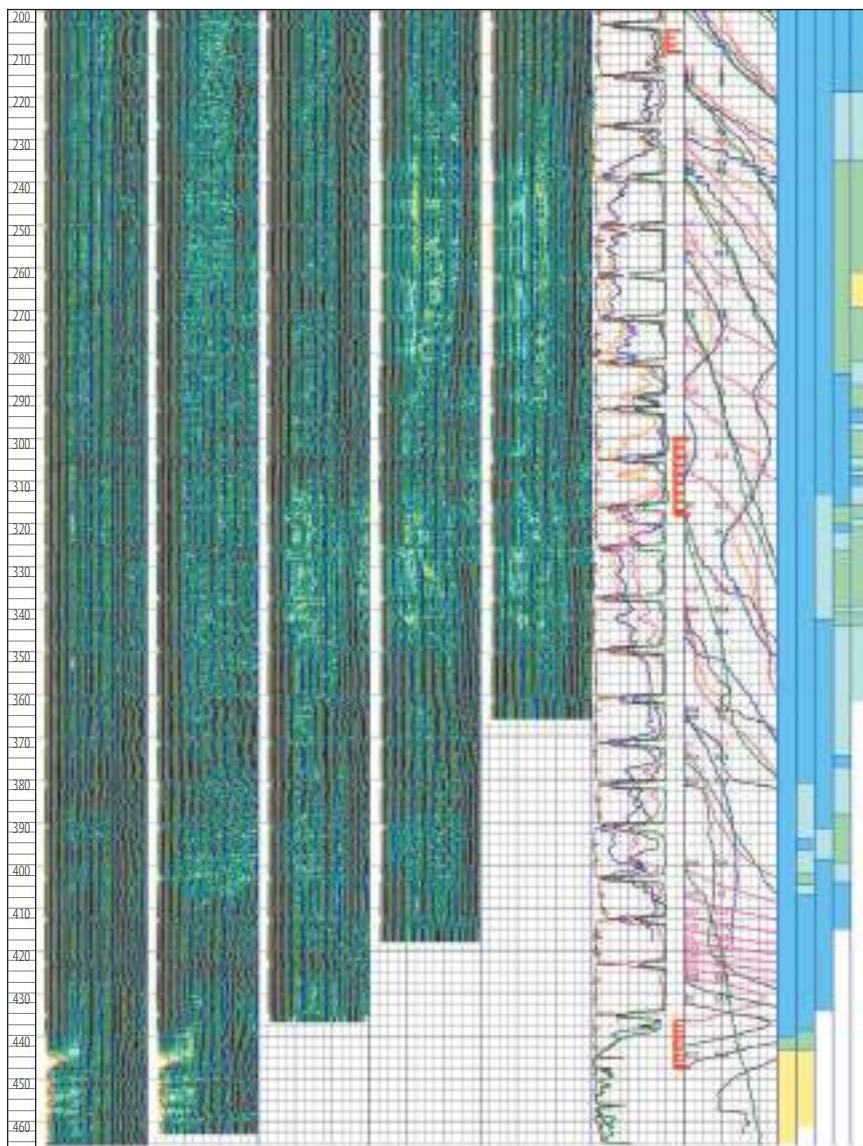


Рис. 9. Окончание

Выводы

По результатам временных замеров акустической цементометрии и термометрии был проведен поэтапный контроль качества цементирования и даны рекомендации поинтервального проведения перфорации с целью улучшения качества ликвидационных работ. Наиболее успешное цементирование заколонного пространства было проведено в скв. 1. В скв. 2 оно было менее успешно, что обусловлено наличием трещиноватости горных пород и зоной разлома.

ЛИТЕРАТУРА

1. Андрияшин И. А., Богдан В. В., Зеленцов С. А. и др. Ядерные испытания СССР. М.: Изд. АТ, 1997. 304 с.
2. Изоляционно-ликвидационные работы на объекте «Ангара» // [Http://www.atomic-energy.ru/articles/2011/04/13/21118](http://www.atomic-energy.ru/articles/2011/04/13/21118).
3. Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов. РД 08-492-02. Сер. 08. Вып. 8. М.: ЗАО «Научно-технический центр проблем промышленной безопасности», 2010.
4. Лобачев Г. Ю., Беляев С. Н., Родионовская Т. С. Опыт создания флюидоупорных изоляционных экранов и покрышек при ликвидации скважин Астраханского ГКМ // Международный научно-исследовательский журнал «Геолого-минералогические науки». 2015. Вып. 8 (39). Ч. 3. С. 45–49.
5. Миллер А. А., Миллер А. В., Степанов С. В., Казакова О. М. и др. Повышение качества обследования обсадных колонн методом электромагнитной дефектоскопии // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2011. Вып. 5 (203). С. 97–111.
6. Потапов А. П., Даниленко В. Н., Даниленко В. В. Электромагнитная дефектоскопия с азимутальным и радиальным разрешением // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2016. Вып. 6 (264). С. 194–208.
7. Сазонов А. А. Ликвидация скважин и мероприятия по охране недр // НТЖ «Инженер-нефтяник». 2008. № 3. С. 5–8.
8. Таибулатов В. Д., Еникеев В. Н., Кунавин А. Г., Гайфуллин М. Я. Использование аппаратуры ЗАС-ТШ-42 в комплексе с другими методами для повышения информативности контроля технического состояния обсаженных скважин // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2016. Вып. 6 (264). С. 152–164.

Рецензент доктор геол.-минер. наук, проф. Ю. И. Кузнецов