

УДК 550.832.46

Н. А. Смирнов, А. С. Варыхалов, Н. Е. Пивоварова
ООО "Нефтегазгеофизика"

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБСАДКИ СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ АКУСТИЧЕСКОГО СКАНИРОВАНИЯ

Приведены основные особенности технологии акустического сканирования обсаженных нефтяных скважин, реализованной в аппаратуре АСТ (акустический сканер-телевизор). Рассмотрены существенные отличия данной технологии от российских аналогов. Аппаратура и технологии позволяют получить количественные характеристики состояния колонны и цементного камня. Приведены примеры решения задач по оценке технического состояния обсадки, обусловленные преимуществами предложенной технологии: применением низкодобротных электроакустических преобразователей и цифровой регистрацией волновых картин отраженных волн.

Ключевые слова: скважина, акустическое сканирование, обсадные колонны, перфорация, дефектоскопия.

Введение

Оценка технического состояния обсадки нефтяной скважины является одной из главных задач нефтепромысловой геофизики. Когда скважина эксплуатируется десятки лет, ее обсадная колонна изнашивается, появляются трещины, коррозия и прочие дефекты. Цементный камень теряет контакт с обсадной колонной. Результатом несвоевременных ремонтных работ могут быть утечки нефти и газа и другие неприятности. При вводе скважины в эксплуатацию необходимо контролировать качество перфорации и цементирования обсадной колонны.

Оценка технического состояния обсадки скважины имеет два аспекта:

- 1) определение состояния обсадной колонны, то есть измерение толщины и внутреннего радиуса стальных труб в нескольких точках по окружности трубы и соответственно нахождение дефектов;
- 2) определение наличия контакта обсадной трубы с цементным камнем и горной породой, выявление дефектов в цементном камне,

таких как продольные каналы, по которым может происходить движение флюидов.

Существуют различные методы скважинной дефектоскопии: электромагнитные, радиоактивные, акустические и др. Каждый метод имеет свои достоинства и недостатки. Так, электромагнитный метод не пригоден для оценки качества контакта цемента с породой [5]. Радиоактивный метод (толщиномер–дефектомер) имеет слабую разрешающую способность. Оба метода неспособны определить внутренний профиль колонны, поэтому они дополняются измерениями механических профилемеров.

Наиболее универсальным является метод акустического сканирования, позволяющий в общем случае решить обе задачи с высоким пространственным разрешением, хотя и он имеет свои ограничения, связанные с состоянием промывочной жидкости. Однако ограничения акустического метода носят технический характер. Они не связаны с принципами измерений, поэтому преодолимы.

Ниже приводится один из вариантов реализации акустического метода, который явился важным дополнением стандартной акустической цементометрии. Технология, включающая скважинный прибор (сканер-телевизор), программные средства регистрации и обработки данных, прошла широкое промышленное опробование в нескольких регионах России. Проведенный за несколько лет анализ материалов показал достоинства данной технологии и позволил выявить недостатки, над устранением которых работает авторский коллектив.

Основные особенности технологии оценки качества цементирования, ее существенные отличия от существующих аналогов

В отношении принципов построения акустического телевизора рассматривались результаты отечественных и зарубежных разработчиков аналогичной аппаратуры [4, 6–8, 15, 16]. При разработке технологии, ввиду отсутствия отечественных разработок, главным источником информации явился мировой опыт [9–14]. В частности, принимая во внимание необходимость измерения сигналов реверберации для измерения толщины стенки обсадной трубы и оценки плотности ее контакта с цементным камнем, был разработан низкодобротный электроакустический преобразователь [2], возбуждающий акустический импульс длительностью 2 периода излучаемой волны.

Предполагалось, что качество измерений не всегда будет хорошим, так как маловероятно обеспечить идеальную центровку прибора в реальных скважинах и иметь однородную, акустически прозрачную промывочную жидкость. Поэтому необходимо производить оцифровку и передачу полных волновых картин на поверхность, чтобы была возможность использовать различные алгоритмы обработки данных. Передача на поверхность оцифрованных волновых картин предполагает передачу по кабелю большого количества информации. Чтобы обеспечить измерения толщины стенки обсадной трубы и визуализацию ее внутренней поверхности, сканирование необходимо производить на разных частотах. Сканирование с целью оценки качества цементирования проводится на относительно низкой частоте (НЧ) 250–600 кГц, а для получения изображения высокого разрешения (акустическое телевидение) используются мегагерцевые частоты. Последнее требование обусловило применение в одной сканирующей головке двух датчиков с собственными частотами 400 кГц (НЧ) и 1,0 МГц (ВЧ). Система с двумя преобразователями позволяет получить данные для оценки крепления колонны и состояния ее внутренней поверхности, не извлекая прибор из скважины. Циклы опроса каждого преобразователя синхронизированы по углу поворота головки, их положение в пространстве учитывается по показаниям системы ориентации (трехосные акселерометры). Начало каждого оборота фиксировано относительно образующей прибора. Измерение скорости упругих колебаний в промывочной жидкости осуществляется дополнительным преобразователем, установленным на фиксированном расстоянии от отражателя. Все принимаемые волновые пакеты синхронизированы с моментом излучения соответствующего преобразователя. Измерения производятся путем обработки данных, содержащихся в волновых картинах отражений, вызванных импульсными посылками электроакустического преобразователя, непрерывно вращающегося вокруг оси прибора [1].

К особенностям технологии относятся: 1) наличие сканера, способного определять толщину стенки колонны и наличие контакта колонны и цемента; 2) низкодобротные преобразователи, обеспечивающие получение волновых картин с высоким временным и частотным разрешением; 3) регистрация полных волновых картин отраженных волн в аппаратуре АСТ [3]. Эти особенности технологии существенно отличают ее от отечественных аналогов [4, 8], в

которых акустический метод отраженных волн используется только для получения телевизионных изображений внутренней поверхности стенки скважины. Вероятно, с целью уменьшения объема данных от скважинных приборов на поверхность передаются только измеренные значения амплитуд и времен. Таким образом, повторная обработка полученных данных может состоять лишь в изменении формы их графического представления.

Разрешающая способность и объем передаваемых данных

Основной областью применения сканера-телевизора является исследование нефтяных скважин, обсаженных колоннами диаметром до 168 мм с толщиной стенки до 10 мм. Исходя из поставленной задачи, выбраны технические характеристики, определяющие разрешающую способность метода.

Угол раскрытия диаграммы направленности НЧ-излучателя не превышает 30° , что обеспечивает пятно “засветки” стенки скважины на уровне 0,5 от интенсивности в центре луча, примерно 30 мм, на удалении 50 мм. Угол раскрытия диаграммы направленности ВЧ-излучателя не превышает 15° , что обеспечивает пятно “засветки” стенки скважины на уровне 0,5 от интенсивности в центре луча, примерно 30 мм, на удалении 70 мм. Для проведения измерений с высоким разрешением необходимо обеспечить перекрытие соседних измерений по площади не менее чем на 50%. Это означает, что за один оборот сканирующей головки прибора в колонне 168 мм необходимо произвести не менее 30 циклов измерения для НЧ-преобразователя и не менее 64 циклов для ВЧ-преобразователя. Если для НЧ-измерений достаточно иметь минимально допустимое количество циклов, так как их основное назначение – оценка качества цементирования, то при ВЧ-измерениях для повышения разрешающей способности количество циклов следует удвоить. Чтобы обеспечить точные измерения параметров волновых пакетов, каждая волновая картина НЧ-преобразователя оцифрована с шагом 0,4 мкс 256 точками. Для ВЧ-преобразователя шаг оцифровки выбран 0,1 мкс, длительность оцифровки – 4096 точек. Таким образом, объем данных для одного полного оборота сканирующей головки составляет 16 кбайт (31 волновая картина плюс технические данные) для НЧ-преобразователя и 512 кбайт для ВЧ-преобразователя (128 волновых картин). Объем данных ВЧ-преобразователя чрезмерен для передачи по кабелю, поэтому они

упакованы (оставлены только экстремумы), что позволяет сократить объем до 8 *кбайт* на 128 волновых картин. Для надежной передачи данных по кабелю длиной до 7000 м использована телеметрия со скоростью передачи 100 *кбит/с*. Скорость передачи невысокая, зато обеспечивается надежная передача данных при приемлемой скорости каротажа: 350 м/ч при шаге по глубине 0,2 м (НЧ-преобразователь) и 150 м/ч при шаге 0,05 м (ВЧ-преобразователь).

Оценка технического состояния обсадки

Не останавливаясь на стандартных решениях, рассмотрим только те, которые могут быть получены за счет преимуществ данной технологии. К ним относятся:

- установление глубины прорезки колонны при щелевой перфорации;
- определение наличия сквозных отверстий в колонне при кумулятивной перфорации;
- определение формы деформации колонны;
- определение качества контакта колонны с цементным камнем.

Применение низкодобротных электроакустических преобразователей и наличие исходных данных в форме волновых картин позволяют проводить количественные оценки размеров дефектов обсадных колонн. Так, для ВЧ-преобразователя с основной частотой излучения 1 МГц наличие в стенке трубы углубления в 3 мм диаметром 10 мм приводит к появлению в волновой картине двух разделенных по времени пакетов отраженных волн. Первое – от стенки трубы, второе – от дна углубления. На рис. 1 показаны волновые картины отражений в цельной трубе (а) и в трубе, перфорированной фрезой 10 мм (б).

Поскольку пакеты отражений на рис. 1, б четко разделены, разница времен их прихода легко измеряется и соответственно вычисляется глубина прорезки. На основании размеров углубления можно судить о наличии интервалов полной прорезки трубы. На рис. 2 представлен пример щелевой перфорации колонны 168 мм тремя фрезами. В первой колонке показан средний внутренний диаметр трубы. В третьей колонке – развертка значений амплитуд первых отражений, в четвертой и пятой – развертки измеренных радиусов по первому отражению и с учетом второго отражения соответственно. Положения щелей видны по характерным белым полосам на развертках и условно они обозначены цифрами от 1 до 3. Следует обратить внимание на то, что на развертке радиусов, построенной с учетом вторых отражений

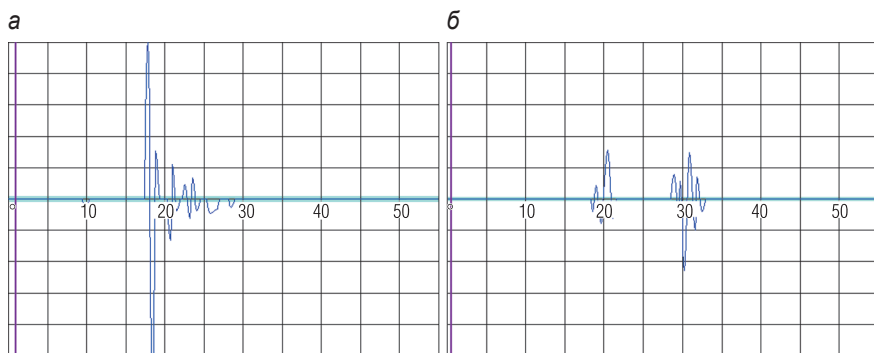


Рис. 1. Волновые картины отражений в цельной трубе (а) и в трубе, перфорированной фрезой (б). Излучатель ВЧ 1,0 МГц. В месте перфорации наблюдаются два отражения: первое – от края, второе – от дна перфорационной канавки

(колонка 5), наличие перфорационных борозд выражено гораздо ярче, чем на развертке 4, построенной по первым отражениям. Справа красным цветом показано поперечное сечение внутренней поверхности трубы, построенное по радиусам из колонки 5. Граница внешней поверхности трубы по номинальному значению 168 мм обозначена кругом синего цвета. Место сечения показано курсором в колонках разверток. Как следует из разверток и формы сечения, не все щели имеют одинаковую глубину. Форма поперечного сечения показывает, что края щелей, особенно первой, выгнуты внутрь скважины на 2–5 мм. Наличие относительно сильного второго отражения (от дна щели) можно объяснить тем, что по крайней мере недорезанный при фрезеровке остаток стальной стенки был выдавлен.

Выделенные белыми овалами интервалы соответствуют углублениям, превышающим 10 мм, то есть гарантированно выходящим за внешнюю поверхность трубы. В случае использования только амплитудных параметров первого отражения можно сделать заключение о наличии перфорации по трем щелям на всем интервале, что, как следует из приведенного примера, не совсем правильно и вступает в противоречие со значениями радиусов, определенных по первым отражениям (колонка 4). Для наглядности на рис. 3 показано аксонометрическое изображение внутренней поверхности трубы из рис. 2 в интервале глубин хх29–хх35 м. Из рис. 3 следует, что по большей части траектории третьей фрезы щель не прорезана.

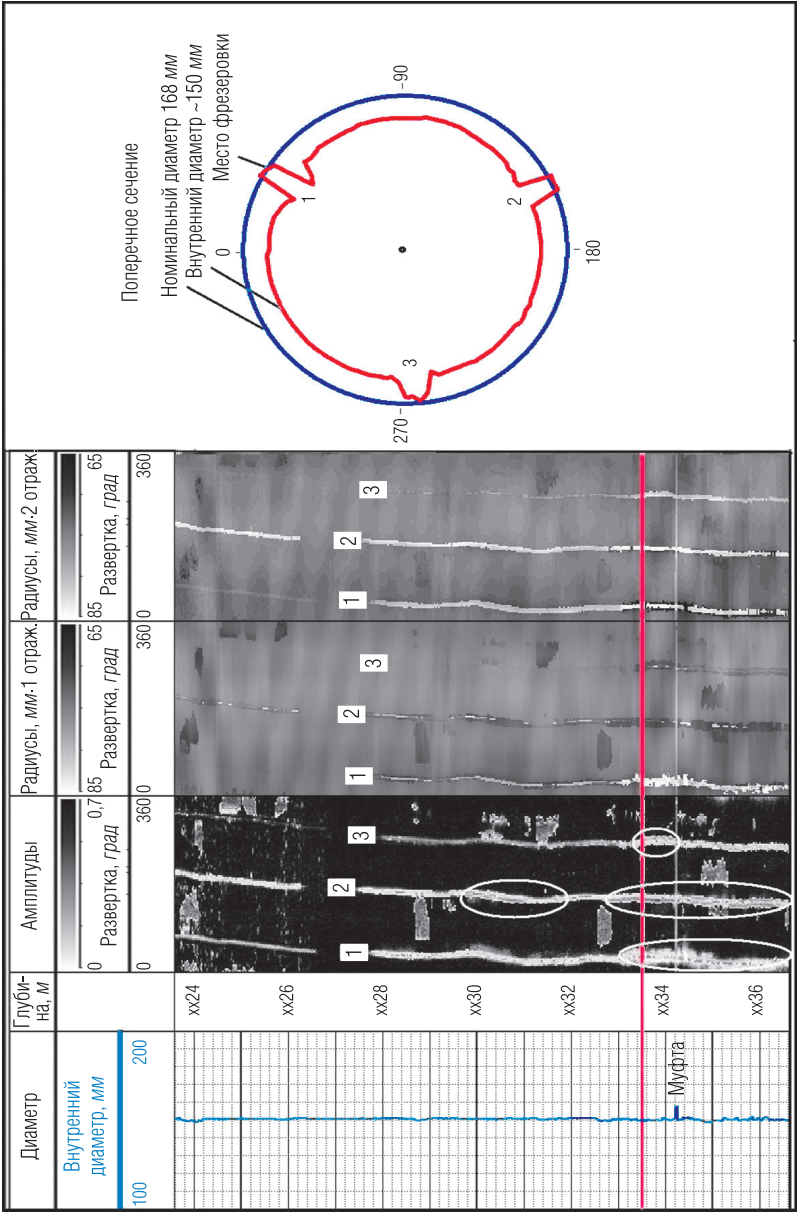


Рис. 2. Оценка качества щелевой перфорации. Глубина щели, превышающая толщину стенки трубы, показана в выделенных овалом интервалах колонки 2

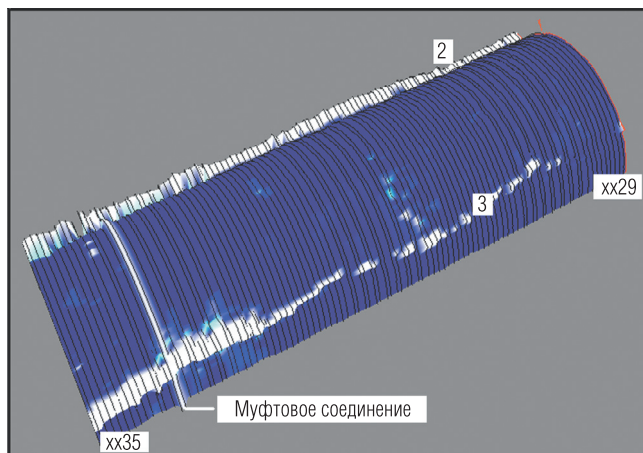


Рис. 3. Аксонометрическое изображение внутренней поверхности трубы из рис. 2

При кумулятивной перфорации количество отверстий в трубе может не совпадать с количеством использованных зарядов. Акустический телевизор устанавливает факт проведенной перфорации по наличию дефектов на внутренней поверхности трубы. Обычно это изображается развертками, модулированными значениями амплитуд и радиусов первых отражений. Однако установить отличие сквозных прострелов колонны от вмятин далеко не всегда удастся. Имея волновые картины ВЧ- и НЧ-преобразователей, можно определить место перфорации по изгибу трубы (синфазное увеличение внутреннего и наружного диаметров и небольшое уменьшение толщины стенки). Как правило, в интервале перфорации появляются каналы в цементном кольце. В некоторых волновых картинах, соответствующих положению преобразователя против перфорационного отверстия, особенно ВЧ-преобразователя, полностью пропадают пакеты отражений. На рис. 4 показан пример оценки состояния обсадки в интервале перфорации. В первой колонке показаны кривые средних значений внутреннего и внешнего диаметра, а также толщины стенки обсадной трубы. Внешний диаметр в интервале перфорации увеличен по отношению к номинальному значению на 5–7,5 мм. Примерно так же увеличился и внутренний диаметр. В колонках 3 и 4 показаны развертки амплитуд и радиусов,

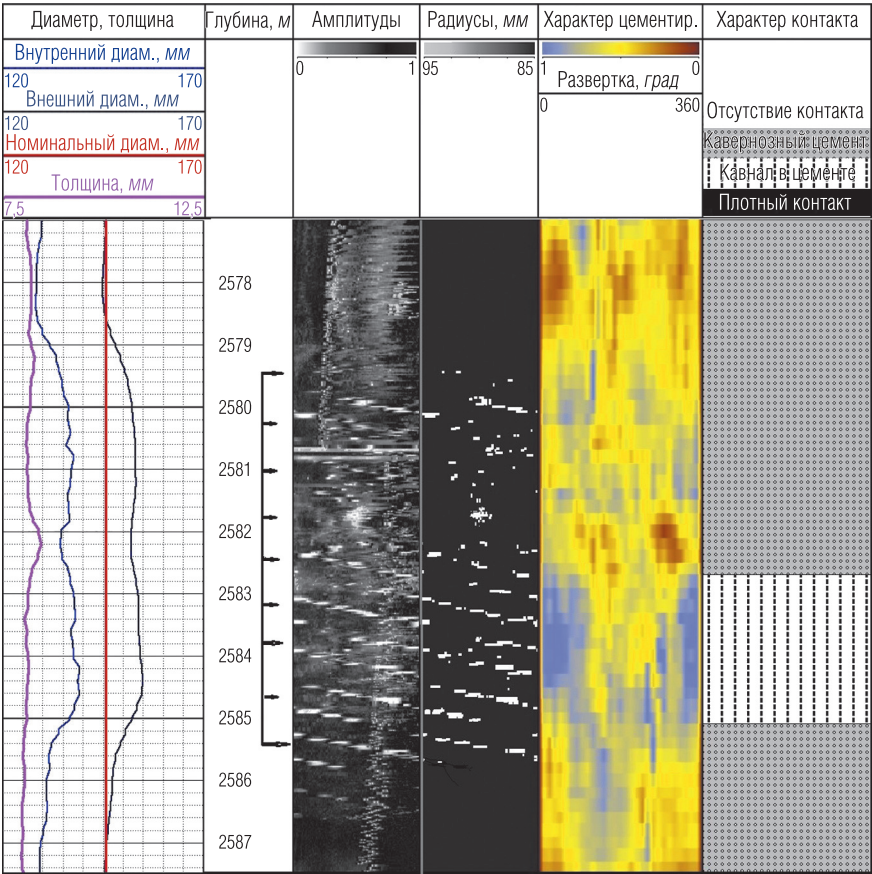


Рис. 4. Результаты акустического сканирования интервала кумулятивной перфорации колонны 146 мм: наблюдается увеличение среднего диаметра обсадной колонны, наличие дефектов на внутренней поверхности колонны, канал в цементном камне

измеренных по волновым картинам ВЧ-преобразователя. В колонке 5, в цветовой гамме, соответствующей значениям индекса цементирования, приведено распределение контакта колонны и цемента вокруг трубы, определенное по волновым картинам НЧ-преобразователя. В колонке 6 в обобщенном виде дан тип дефектов цементного камня

(колонка цементирования). Из колонок 5 и 6 следует, что в интервале перфорации имеется канал в цементном камне. Канал, возможно, образовался в результате перфорации.

На рис. 5 приведен продольный разрез колонны в интервале перфорации, построенный по значениям внутренних и наружных радиусов в аксонометрической проекции.

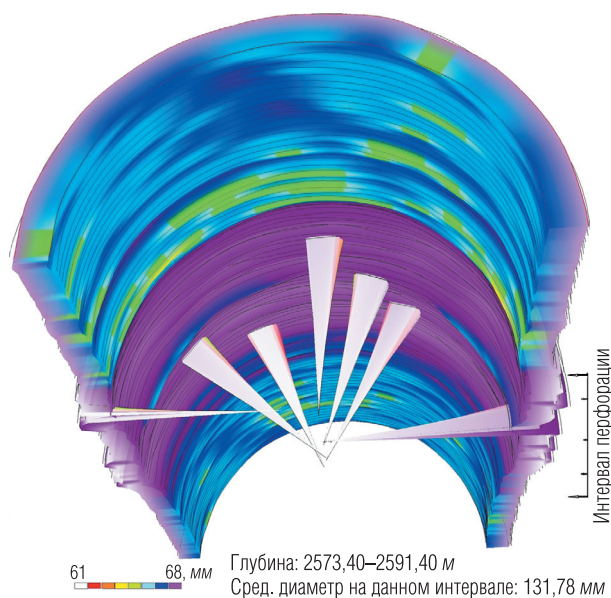


Рис. 5. Продольный разрез обсадной колонны в интервале перфорации. Увеличены внутренние и внешние радиусы. Имеются сквозные отверстия

Основаниями конусов, вершины которых сходятся в центр трубы, показаны положения сквозных отверстий. Эти отверстия соответствуют направлениям, по которым отражения отсутствуют или приходят позже расчетного значения времени. Как следует из рис. 5, далеко не все дефекты, отмечаемые в колонках 3 и 4 (рис. 4), соответствуют перфорационным отверстиям. Это утверждение поясняется поперечным сечением обсадной трубы (рис. 6).

Перфорационное отверстие выглядит слишком большим, так как ближайшие отражения получены в точках, отстоящих на 12° от точки,



Рис. 6. Поперечное сечение обсадной колонны в интервале кумулятивной перфорации на глубине 2582,4 м. Построено по данным сканера (30 волновых картин на один оборот головки)

в которой не зарегистрировано отражение. Несмотря на нереальные размеры отверстия, его наличие однозначно фиксируется, так же как и отсутствие других отверстий в данном сечении, хотя изгибы стенки трубы имеются.

Заключение

Рассмотренные примеры решения задач по оценке технического состояния обсадки скважин показывают возможности метода акустического сканирования в технологии АСТ. Преимущества данной технологии, связанные с применением низкодобротных электроакустических преобразователей и регистрацией волновых картин отраженных волн, позволяют не только установить факт наличия дефектов обсадной колонны, но и дать количественные оценки размеров этих дефектов. В частности, при благоприятных условиях (акустически прозрачная промывочная жидкость и толщина стенки колонны, не превышающая 10 мм) могут быть получены с достаточной точностью значения внутренних и наружных радиусов обсадной колонны, а также плотности контакта колонны с цементным камнем. Эти характеристики имеют первостепенное значение при оценке эффективности перфорационных работ.

Рассмотренная технология, как и любая другая, наряду с достоинствами имеет ограничения. Эти ограничения главным образом связаны

с частотным спектром излучения. Работа в скважинах, обсаженных колоннами с толщиной стенки более 10 мм, показала необходимость понижения частоты преобразователя для сканера. Задача снижения ведущей частоты преобразователя требует разработки скважинного прибора со сменными сканирующими головками. Такая разработка уже ведется.

ЛИТЕРАТУРА

1. Комплекс программ первичной обработки данных каротажа LogPWin // Реестр программ для ЭВМ. № 2005612569.
2. Смирнов Н. А., Варыхалов А. С., Рыбаков В. В., Пивоварова Н. Е. Технические особенности оценки качества цементирования обсадных колонн методом акустического сканирования // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2009. Вып. 4 (181). С. 98–108.
3. Смирнов Н. А., Варыхалов А. С., Мухин А. С., Пивоварова Н. Е. Методическое руководство по применению аппаратуры акустического каротажа АСТ-К-80. Тверь: ООО “Нефтегазгеофизика”, 2010.
4. Тамбулатов В. Д., Еникеев В. Н., Гайфуллин М. Я. и др. Возможности аппаратно-программного комплекса видеокаротажа малого диаметра АВК-42М // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2006. Вып. 7–8 (148–149). С. 242–254.
5. Теплухин В. К. и др. Совершенствование аппаратуры и технологии скважинной электромагнитной дефектоскопии // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2006. Вып. 7–8 (148–149). С. 173–183.
6. Терехов О. В. Применение метода отраженных волн при оценке технического состояния скважин // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2007. Вып. 8 (161). С. 56–59.
7. Терехов О. В., Стрелков В. И. Физическое моделирование по определению области применения акустического телевизора // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2008. Вып. 7 (172). С. 65–70.
8. Терехов О. В. Совершенствование аппаратуры акустического телевизора и разработка методики исследования технического состояния скважины: Автореф. дис. ... канд. тех. наук. Уфа, 2007.
9. Broding R. A. Application of the Sonic Volumetric Scan Log to Cement Evaluation // SPWLA 25th Annual Logging Symposium Transactions. 1984. Paper JJ.
10. Catala G., Stowe I., Henry D. Method for Evaluation the Quality of Cement Surrounding the Casing of a Borehole. 1987. US patent № 4703427.
11. Cathignal D., Sapozhnicov, Theillere Y. Comparison of Acoustic Fields Radiated from Piezoceramic and Piezocomposite Focused Radiators // JASA 105 (5). May 1999. P. 2612–2617.

12. *Havira R. M.* Ultrasonic Cement Bond Evaluation. // SPWLA 23^d Annual Logging Symposium Transactions. 1982. Paper N.
13. *Strozetski B. B., Hilliker D. J., Oliver D. W.* Theoretical and Experimental Development of the Ultrasonic Diplog System // SPWLA 30th Annual Logging Symposium Transactions. 1989. Paper I.
14. *Tello L. N., Molder S. D., Holland R. M.* The Fourier Transform Applied to Cased-hole Ultrasonic Scanner Measurements // SPWLA 49th Annual Logging Symposium Transactions. 2008. Paper OO.
15. *Faraguna J. K., Chace D. M., Schmidt M. G.* An Improved Borehole Televiwer System: Image Acquisition, Analysis and Integration // SPWLA 30th Annual Logging Symposium Transactions. 1989. Paper UU.
16. *Zemanek J., Gleen E. E., Norton L. J. et al.* Formation Evaluation by Inspection with the Borehole Televiwer // Geophysics. 1970. V. 35. P. 254–269.

*По материалам конференции “Современные проблемы
промысловой геофизики. Производственная деятельность
ООО “Нефтегазгеофизика” за последние 10 лет”*

Научные обзоры

УДК 550.834

В. Ф. Козяр, Н. В. Козяр

ВОЛНЫ ЛЭМБА И СТОУНЛИ В СКВАЖИНЕ И РЕШАЕМЫЕ С ИХ ПОМОЩЬЮ ЗАДАЧИ ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

Дан обзор применения волн Лэмба и Стоунли для решения различных геолого-геофизических, геолого-технологических и технических задач в скважинах.

Ключевые слова: акустический каротаж, Волны Лэмба и Стоунли, проникаемость, контроль цементирования.

Противоречивость публикаций

Применение цифровой регистрации данных акустического каротажа (АК) резко подняло интерес к волнам Лэмба и Стоунли, параметры которых применяют для решения различных геологических и технических задач. Среди них выделение коллекторов с различной структурой порового пространства, прогнозирование и определение интервалов развития трещин гидроразрыва, оценка качества цементирования обсадных колонн и др.

Во времена аналоговой регистрации первичных данных АК публикации об этих волнах принадлежали преимущественно геофизикам-теоретикам. Они не особенно интересовали специалистов производственных организаций, не имевших возможности регистрировать эти волны и измерять их характеристики. Поэтому только в последние годы нарастает количество сообщений геофизиков-практиков о попытках применения характеристик этих волн для решения геолого-геофизических задач. Стало очевидным, что авторы разных публикаций (теоретики и практики), как правило, не понимают друг друга.

Основные причины создавшейся ситуации заключаются в следующем. Геофизики-теоретики, а в публикациях они занимают доминирующее положение, не затрудняют себя созданием какой-либо единой теории распространения волн Лэмба и Стоунли или хотя бы единой терминологии. Проявилось четкое разделение публикаций на две группы, впервые это отмечено в [5]. В одной группе приоритет принадлежит классической теории ультразвука, связанной с именами лорда Рэлея, Лэмба, Н. Е. Жуковского и др. [4, 24, 35]. В другой предпочтение отдается “волновой”, или “динамической” теории Френкеля–Био–Розенбаума о распространении упругих волн в скважине, пересекающей пористые среды. “Волновой” теории принадлежит преобладающее количество публикаций.

Терминология авторов публикаций не имеет ограничений. В опубликованных источниках волны Лэмба и Стоунли фигурируют под следующими названиями: гидроволны [17, 19, 30, 34]; волны псевдорэлеевские [20, 27, 46]; волны Стоунли [25–27, 44] или Лэмба–Стоунли [9, 10, 18, 19, 23, 28, 33]; трубные волны [10, 37, 42, 43]. В работе [17] определено, что при стремлении частоты колебаний к нулю фазовая скорость гидроволны становится равной скорости “так называемой волны Лэмба”, а при увеличении частоты (в идеале до бесконечности) – монотонно приближается к скорости поверхностной волны Стоунли на плоской границе жидкости и твердого тела. Этим же свойством обладает трубная волна в работе [10]. Термин “трубная волна”, активно используемый в англоязычной литературе, соответствует волне Стоунли [37, 42]. С гидроволной также нельзя смешивать водную волну [17] и прямую гидроволну [10], фазовые скорости которых равны скорости звука в безграничной жидкости.

Большинство перечисленных наименований – волны водные, гидро-, трубные, гибриды нормальной волны Лэмба и поверхностной Стоунли – неизвестны в физике ультразвука [4, 11, 12, 24, 35].

Неустоявшаяся терминология не способствует восприятию новшеств геофизиками-практиками. Еще в большей степени обескураживают противоречивые выводы о возможности применения характеристик волн Лэмба и Стоунли для решения практических задач. Вот только два примера. Определение проницаемости пород с использованием характеристик волны Стоунли разные авторы оценивают как достижимое на количественном уровне [37, 38, 48, 51], то же самое

справедливо, если проницаемость превышает 100 мД [19], что невозможно в принципе для межзерновых коллекторов [33]. Глинистая корка, как правило, не влияет на результаты определений [26, 49], ее влияние может быть учтено [48]. В работах [23, 33] исключается возможность определения проницаемости.

Подобным сомнениям подвергнуто применение характеристик волны Лэмба (в акустической цементометрии ее именуют “волной по колонне”) для оценки качества цементирования обсадных колонн. Казалось бы, почти за 70-летнюю историю развития акустической цементометрии (АКЦ) ее основные положения сознательно или интуитивно изучены. Степень заполнения затрубного пространства цементным камнем и прочность его контакта с колонной оценивают по значениям затухания или только амплитуд волны (Лэмба) по колонне в фиксированном временном интервале. Положение этого интервала определяется постоянной скоростью волны в материале колонны. Контакт цементного камня со стенкой скважины определяют по появлению в регистрируемых волновых пакетах объемных продольной и поперечной волн, распространяющихся в горных породах за колонной и цементным камнем.

Тем не менее появляются публикации о существовании в слоистой системе “обсадная колонна – цементный камень – порода” обобщенных волн [7, 8], скорость распространения которых изменяется в зависимости от соотношения толщин слоев (обсадной колонны, цементного камня, горной породы) и скоростей волны в них. Идея подхвачена из сейсмоки слоистых сред [6] и ничем не подкреплена для коротких баз измерений, конкретных толщин слоев и применяемых частот. Авторы не подозревают, что этим самым они исключают АКЦ из средств измерения. В работе [27] внесено еще одно сомнение: в свободной незацементированной колонне, которую авторы публикации признают хорошим волноводом, затухание волны связано также с геометрическим коэффициентом расхождения. С этим утверждением можно было бы спорить, если бы оно не относилось к волноводу, и уже по этой причине абсурдно.

Ниже рассмотрены с учетом описанного информационного поля условия возбуждения и существования волн Лэмба и Стоунли в скважинах и возможность практического применения их характеристик для решения различных геологических и технических задач. Размеры

и частоты преобразователей скважинных приборов, конструкции скважин, упругие характеристики сред соответствуют реально наблюдаемым при акустическом каротаже и акустической цементометрии.

Используемые определения

Для упрощения дальнейшего изложения в качестве исходных позиций приняты определения физических величин, известные и неоспариваемые в настоящее время в физике ультразвука [4, 11, 24, 35].

Нормальные волны распространяются в телах ограниченных размеров (*волноводах*) без изменения формы. Во всех волноводах на сколь угодно низких частотах распространяется с постоянной скоростью нормальная волна нулевого порядка. Для волн более высоких порядков (мод) существуют критические частоты, ниже которых они не распространяются. Для волновода в виде круглой трубы, заполненной водой или газом, значение критической частоты ($\omega_{кр}$) определяется выражением

$$\omega_{кр} = n\pi v/r, \quad (1)$$

где n – номер моды; v – скорость волны в неограниченной среде воды или газа; r – внутренний радиус трубы. Для цилиндрической скважины диаметром 0,2 м нормальные волны высших (ненулевого) порядков не могут распространяться в газовой среде на частотах ниже 1,65 кГц, а при заполнении водой – 7,5–8 кГц.

Существование единственной (без волн высших порядков) волны нулевого порядка в твердой пластине ограничено выражением $\omega h/v_s \ll 1$ (где h – толщина пластины; v_s – скорость поперечной волны в материале пластины), а нормальной поперечной волны – $h < \lambda_s/4$ (где λ_s – длина поперечной волны в материале пластины).

Волны Лэмба распространяются в твердой пластине (слое) или стержне со свободными границами. При малой толщине пластины ($\omega h/v_s \ll 1$) в ней возможно распространение только двух волн нулевого порядка: продольной и изгибной. Продольная волна (далее будет обозначена литерой L) похожа на продольную волну P в неограниченном пространстве. В ней преобладает продольное смещение частиц, и только вследствие того, что поверхности пластины свободные, появляется небольшое смещение, которое в $v_s/\omega h$ раз меньше продольного. Фазовая скорость v_L продольной волны Лэмба меньше

скорости распространения v_P продольной волны в неограниченном массиве, не зависит от частоты и определяется по формуле

$$v_L = v_P \sqrt{\frac{1-2\nu}{(1-\nu)^2}}, \quad (2)$$

где ν – коэффициент Пуассона.

Изгибная волна обладает чрезвычайно выраженной дисперсией скорости распространения в зависимости от частоты колебаний и толщины пластины. Значения скорости изгибной волны всегда намного меньше v_L .

Кроме плоских пластин из однородного изотропного материала, волны Лэмба распространяются в *искривленных пластинах и в пластинах с неоднородными механическими свойствами*, что характерно для обсадных колонн.

Волна Стоунли – один из типов *поверхностных* волн, распространяющихся вдоль границы твердого тела с другими средами и затухающие при удалении от границы раздела. Если второй средой служит сильно разреженная газовая среда, то это будет *волна Рэлея*. Ее энергия сосредоточена в поверхностном слое твердого вещества толщиной от λ до 2λ . Фазовая скорость волны Рэлея (v_R) примерно равна $0,9 v_S$, где v_S – фазовая скорость плоской поперечной волны. Если второй средой служит жидкость, то вдоль границы распространяется волна Стоунли (или Стонли, Stoneley). Фазовая скорость v_{St} волны Стоунли меньше значений продольной и поперечной волн в обеих средах, то есть $v_{St} < v_P, v_S, v_{ж}$, где $v_{ж}$ – скорость волны в жидкости.

В обеих средах волна Стоунли распространяется с затуханием, обычным для объемных волн. Энергия волны убывает экспоненциально от границы. В твердом теле она распространяется в слое толщиной $0,5 \lambda_{ж}/\pi$ (где $\lambda_{ж}$ – длина этой волны в жидкости), а в жидкости – в слое толщиной, значительно превосходящей $\lambda_{ж}$.

Скорость распространения и затухание волны Стоунли в пористых средах зависят также от проницаемости.

Волновод – ограниченный в одном или в двух направлениях участок среды, в котором распространяются упругие волны. Различают два типа волноводов. Первый – это слой или труба с жесткими или податливыми стенками. Примером волновода с жесткими стенками служат переговорные трубы на кораблях старой постройки и обычные водопроводные трубы. Второй – твердые пластины и стержни.

В цилиндрической трубе радиусом r , заполненной газом или жидкостью, могут существовать различные моды нормальных волн. Если частота колебаний меньше наименьшей критической, то в волноводе распространяется с постоянной скоростью v_r или $v_{ж}$ волна нулевого порядка. Труба считается узкой для распространения нормальных волн. Критерий узкой трубы определяется выражением (1) и достигается, если $r < 0,61\lambda$ [11, 24]. Волна нулевого порядка не характерна для волноводного распространения, поэтому скорость ее распространения равна скорости v_r в массиве газа или $v_{ж}$ в массиве жидкости.

Если радиус трубы несколько превышает $0,61\lambda$, то в трубе одновременно распространяются нулевая и первая моды колебаний. При превышении $0,82\lambda$ распространяются нулевая, первая и вторая моды и т. д., то есть при значениях радиуса трубы более $0,61\lambda$ происходит волноводное распространение нормальных волн.

В пластинах и в стержнях ограниченных размеров со свободными границами происходит совместное распространение продольных и сдвиговых колебаний (волны Лэмба и поперечные).

Изменение на порядок и более условий распространения упругих колебаний (частот колебаний, размеров сред) обуславливает появление в ограниченных средах различных типов волн – плоских продольных, сдвиговых, нормальных, поверхностных. Но в одних и тех же условиях не возникают гибриды этих волн, в том числе нормальной волны Лэмба и поверхностной волны Стоунли.

Волна в скважинной жидкости

Столб промывочной жидкости и незацементированная обсадная колонна представляют собой два потенциальных волновода в стволе скважины.

В тонком слое промывочной жидкости, который находится между скважинным прибором и стенкой скважины, нормальная волна нулевого порядка *распространяется со скоростью, равной скорости в неограниченном массиве* этой жидкости. Частотный спектр волны наиболее высокий по сравнению с другими типами волн (объемными продольной и поперечной, Стоунли) и близок к спектру излучателя. Волна быстро затухает вследствие непрерывного переизлучения энергии в породы. Ее можно обнаружить на фазокорреляционных

диаграммах (ФКД) в интервалах разреза, в которых по каким-то причинам затухают объемные и Стоунли волны (рис. 1).

Нормальные волны, у которых критические частоты $\omega_{кр}$ больше, чем частота возбуждения, не могут распространяться вдоль слоя. Волновые числа и фазовые скорости для них являются мнимыми величинами. Поэтому вместо бегущих волн высших порядков в волноводе образуются стоячие колебания с амплитудами, быстро уменьшающимися с увеличением расстояния.

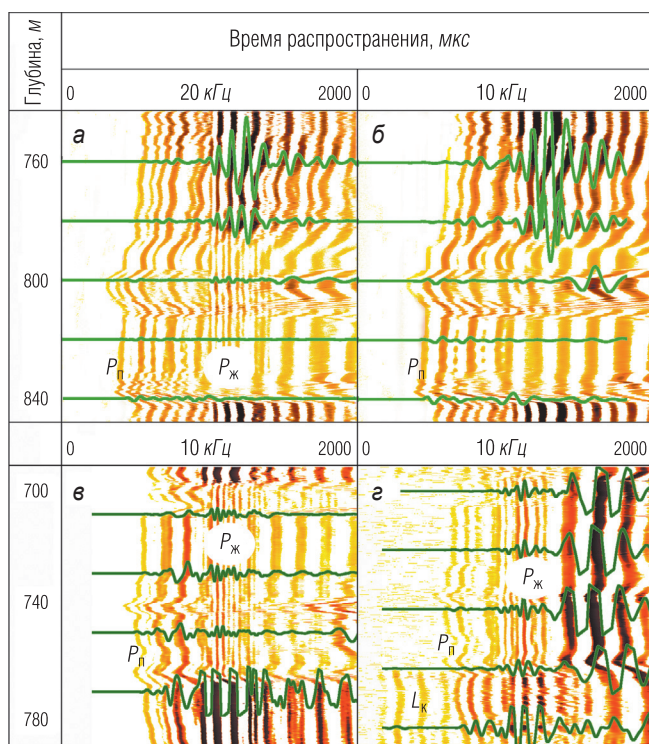


Рис. 1. Волны в скважинной жидкости:

а, б – в необсаженной скважине на частотах излучателя, равных 10 и 20 кГц соответственно; в, г – в открытом и обсаженном стволе в том же интервале на частоте 10 кГц; $P_{п}$, $P_{ж}$ и $L_{к}$ – продольные волны в породе, скважинной жидкости и в обсадной колонне (волна Лэмба) соответственно

Волна Лэмба

Незацементированная обсадная колонна является волноводом, пусть и неидеальным. Неидеальность обусловлена тем, что в скважине колонна окружена жидкостью, поэтому ее поверхности не совсем свободные. Кроме того, целостность колонны, как волновода, нарушают муфты, соединяющие отдельные секции колонны. Тем не менее, используя колонну в качестве звукопровода, удалось передать на дневную поверхность информацию технологических датчиков, расположенных вблизи породоразрушающего инструмента, с глубины 2775 м [2, 3].

Скорость распространения волны Лэмба в колонне определяется выражением (2). В диапазоне изменений коэффициента Пуассона в твердых телах ($0,25 < \nu < 0,35$) она близка $0,9 v_p$. По данным отечественных исследователей она равна в колоннах диаметром 127–314 мм 5430 м/с (значение интервального времени $\Delta t_k = 1/v_l$ принимают равным 184–185 мкс/м) [16, 29]. В зарубежных источниках значение скорости составляет 5450 м/с, а $\Delta t_k = 187$ мкс/м [39, 47]. Столь небольшое различие может быть обусловлено составом сталей, применяемых для изготовления обсадных колонн.

Хотя в физике ультразвука постоянство скорости распространения волны Лэмба в конкретном волноводе не подлежит сомнению, покажем, что этот постулат сохраняется в скважинных условиях. Одновременно приведем доказательства, что в имеющих место соотношения толщин обсадных колонн и цементных стаканов между ними, скоростей распространения волн Лэмба в этих средах на частотах АКЦ и коротких базах измерений в многоколонных конструкциях в каждой колонне распространяется своя волна Лэмба, вовсе не обязанная образованию обобщенной волны.

Существование в обсадной колонне независимой (необобщенной) волны Лэмба доказано построенными без вмешательства оператора годографами волн, распространяющихся в скважине и в околоскважинном пространстве (рис. 2) [13]. Их получили с помощью скважинного прибора с изменяющимися длинами измерительных зондов [31]. В приборе, полностью воспроизводящем геометрию АК, при остановке скважинного зонда инициируется движение (в винипластовой трубе) приемника упругих колебаний, возбуждаемых двумя излучателями, разнесенными на 0,5 м. Регистрация и отображение данных произ-

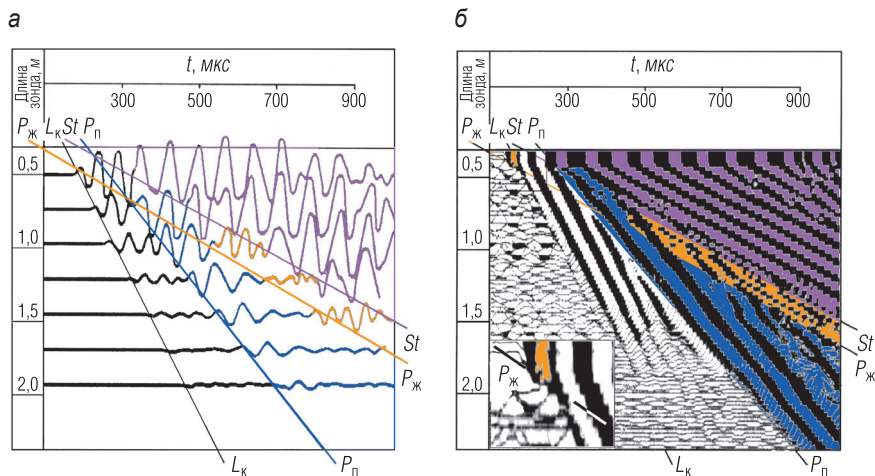


Рис. 2. Волновые пакеты (а) и годографы (б) упругих волн, полученные в обсаженной скважине прибором с изменяющимися длинами измерительных зондов [49]. Литерами обозначены волны: $P_{ж}$ – в скважинной жидкости; $L_{к}$ – Лэмба в колонне; St – Стоунли; $P_{п}$ – продольная в породе

водятся на дневной поверхности синхронно с движением приемника средствами каротажной лаборатории.

Минимальное расстояние между приемником и ближним излучателем составляло 0,35 м. В скважинах, обсаженных колонной диаметром 140–168 мм, минимальная длина зонда позволяет зарегистрировать в первых вступлениях волну $P_{ж}$ в скважинной жидкости (рис. 2, б, увеличение в левом нижнем углу), так как эта длина зонда еще недостаточна для образования волны в колонне.

Волновые пакеты и годографы содержат информацию о четырех типах волн, начиная с момента их образования. Три из них распространяются в разных средах: в скважинной жидкости ($P_{ж}$), обсадной колонне ($L_{к}$) и в горной породе (продольная головная волна $P_{п}$). Колебания поперечной волны ($P_{с}$) отсутствуют, так как соотношение $v_{с}/v_{ж}$ неблагоприятно для ее образования. Самой медленной волной, интенсивные колебания которой прослеживаются в волновых пакетах и на годографах, является низкочастотная поверхностная волна Стоунли (St). Ее свойства будут описаны ниже.

Годографы перечисленных волн представляют собой относительно прямые линии, характеризующие не совсем однородные породы, и не представляют каких-либо доказательств объединения колебаний в единую обобщенную волну. В условиях безусловно зацементированной обсадной колонны колебания волны Лэмба быстро затухают. При длине зонда, превышающей 1,3 м, годографы этой волны не наблюдаются.

Тот же вывод об отсутствии обобщенной волны, по крайней мере на коротких базах измерений, получают с помощью стандартных приборов АКЦ в условиях неполного цементирования обсадных колонн [16]. Действующие нормативные документы определяют его как “частичные контакты цементного камня с колонной”. В этих условиях каждое измерение АКЦ в кондукторе, технической и эксплуатационной колоннах фиксирует в своих материалах (фазокорреляционные диаграммы ФКД, кривые Δt_k , α_k) положения соединяющих муфт (рис. 3). На последней ФКД, зарегистрированной в эксплуатационной колонне, заметны следы муфт технической колонны и кондуктора. В работе [16] сделаны два важных для интерпретации вывода:

- в каждой колонне может распространяться только ей присущая волна Лэмба, время распространения которой от излучателя к приемнику может быть заранее рассчитано для ФКД исходя из постоянного значения Δt_k , диаметров колонны и преобразователей и скорости волны в скважинной жидкости;
- при высоком качестве цементирования внутренней колонны (эксплуатационной, технической) возможна достоверная оценка цементирования следующей внешней колонны (технической, кондуктора).

Затухание (α_k) волны Лэмба (L_k) в “свободной (незацементированной)” обсадной колонне, погруженной в промысловую жидкость, зависит от ее диаметра и толщины стенки. Они измерены в разные годы на частотах 20–25 кГц и изменяются от 3,8 дБ/м в колоннах диаметром 127 мм до 0,5 дБ/м для колонн диаметром 327 мм [29, 32, 39]. С уменьшением основной частоты излучателя до 16 кГц значения α_k увеличиваются по данным различных источников на 20–50% [8, 32]. Дополнительное затухание на муфтах колонны оценивается в 5–7 дБ/м [16, 32].

Затухание (эффективное) α_k увеличивается на порядок по мере замены в затрубном пространстве промысловой жидкости на цемен-

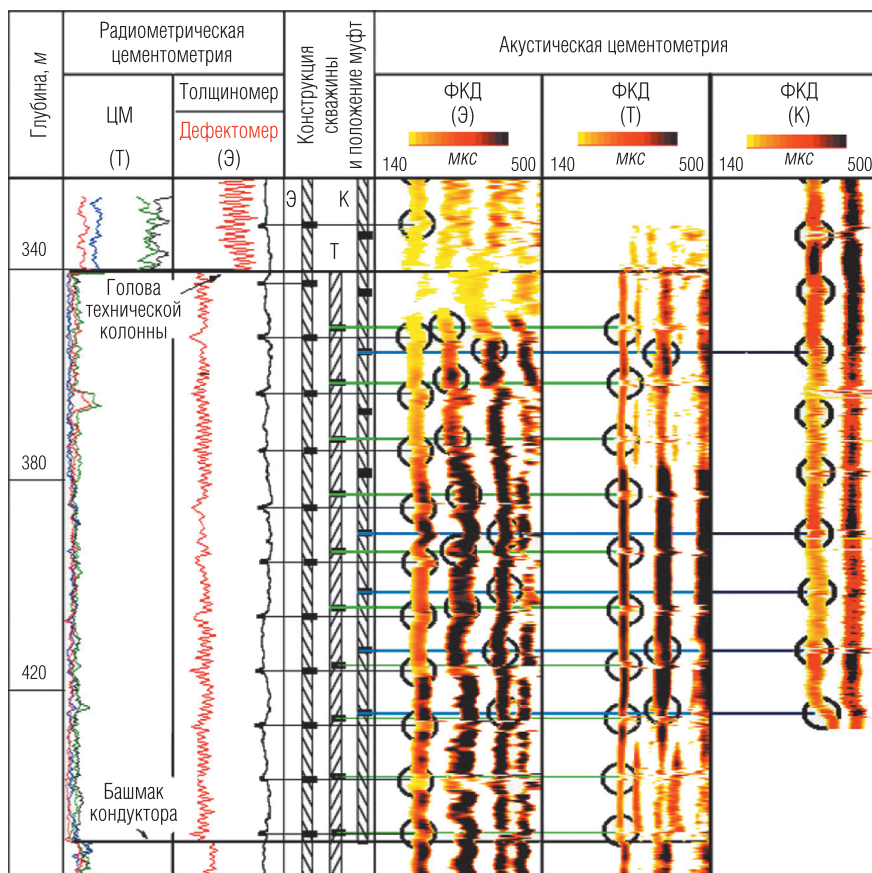


Рис. 3. Фиксация муфт кондуктора (К), технической (Т) и эксплуатационной (Э) колонн на фазокорреляционных диаграммах: в условиях частичных контактов цементного камня с обсадными колоннами. На ФКД эксплуатационной колонны хотя бы частично отражаются муфты технической колонны и кондуктора

тирующий раствор, его превращения в цементный камень и набора последним механической прочности. Причиной этому служит *потеря обсадной колонной волноводных свойств* по мере увеличения импеданса среды за колонной и его сближения с импедансом самой колонны. Энергия волны перетекает из колонны в цементный камень

и далее в горные породы, формируя в них объемные продольную и поперечную волны. Увеличение α_k является инструментом оценки контактов цементного камня с обсадной колонной и степени заполнения цементным камнем затрубного пространства.

Полная потеря колонной волноводных качеств наступает, если затрубное пространство полностью заполнено цементным камнем и последний контактирует с обсадной колонной по всей ее поверхности (рис. 4). В этом случае амплитуды колебаний волны Лэмба соизмеримы с амплитудами шумов (акустических и электронных) и в первых вступлениях волнового пакета регистрируются колебания объемной продольной волны, распространяющиеся в горных породах в околоскважинном пространстве. Появление этой волны и равенство скоростей v_p (или интервального времени Δt_p) ее распространения значению, зарегистрированному в открытом стволе скважины, служит доказательством надежных (сплошных) контактов цементного камня со стенкой скважины и с обсадной колонной (рис. 4).

В интервалах одиночной эксплуатационной колонны эффективное затухание волны Лэмба в колонне, вызванное перетеканием энергии в цементный камень и горные породы, достигает своего достижимого максимума регистрации, равного 30 дБ/м. Коэффициент ВІ (bondex index) заполнения затрубного пространства превышает граничное значение 0,8. Фазокорреляционные диаграммы фиксируют колебания объемной продольной волны в породах. Считается, что в данном случае контакты цементного камня с колоннами и горными породами сплошные.

В интервале двухколонной конструкции, представленной эксплуатационной и технической колоннами, энергия волны Лэмба перетекает из эксплуатационной колонны в техническую. Если за последней находится сплошной цементный камень, то энергия волны перетекает в горные породы или в следующую обсадную колонну (кондуктор). Во временном интервале между временами распространения t_k волны Лэмба в обеих колоннах колебания упругих волн отсутствуют. Исключения составляют тонкие прослои карбонатизированных песчаников, в которых $\Delta t_p > \Delta t_k$, а также интервалы межтрубного и затрубного пространств с дефектами цементирования. По данным радиометрической цементометрии (толщиномер ТМ и дефектомер ДФ) в таком интервале фиксируется открытый канал в цементном камне, по-видимому, за технической колонной.

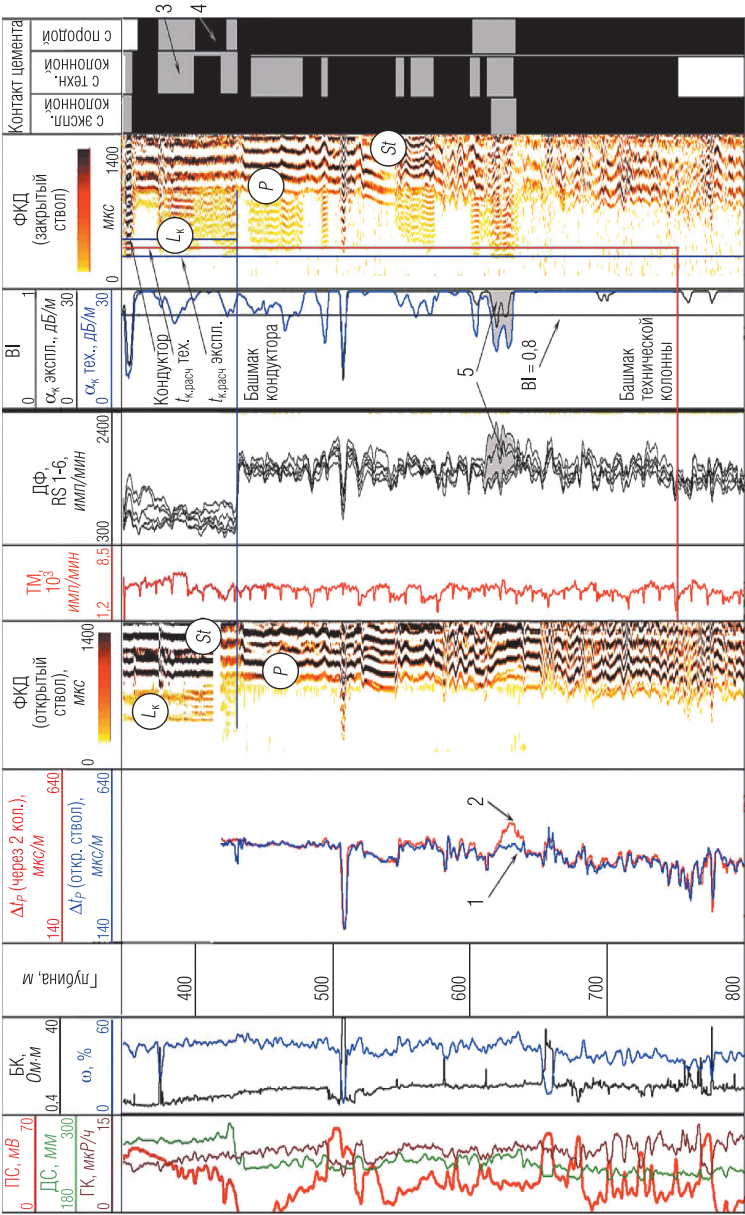


Рис. 4. Определение качества цементирования эксплуатационной и технической колонны, кондуктора по материалам исследований, выполненных в открытой и обсаженной двумя колоннами скважине; 3, 4 – частичный и сплошной контакты цементного камня с обсадными колоннами или горными породами; 5 – канал в цементном камне

Этот канал отмечается на материалах АКЦ увеличением Δt_p и уменьшением α_k . Значения VI становятся меньше граничного, соответствующего полному заполнению затрубного пространства.

Однозначная интерпретация первичных данных АКЦ, полученных стандартными приборами, осложняется, если цементный камень содержит различные дефекты: кольцевые микрозазоры между камнем и обсадной колонной, неполное заполнение цементным камнем каверн, включения невытесненной промывочной жидкости в верхней части интервала цементирования и т. п. Для их идентификации разработаны разнообразные технологические приемы. Основные из них – исследования АКЦ, выполненные на различных частотах волн, возбуждаемых в обсадной колонне [8, 16], или на постоянной частоте, но при различном внутреннем давлении на колонну. Как правило, эти исследования выполняют при открытом устье скважины и при создании на устье избыточного давления, которое “раздувает” колонну, увеличивая ее диаметр на десятки микрометров [22, 23, 45, 50].

Покажем нетривиальность результатов таких исследований. В скважине, пробуренной на одном из месторождений Западной Сибири в 1995 г., зафиксировано неудовлетворительное цементирование верхней части технической колонны (рис. 5). Материалы исследования эксплуатационной колонны, перекрывшей этот интервал глубин, еще более неубедительны. Следующее исследование интервала выполнено в 2007 г. Результаты исследований двух колонн, технической и эксплуатационной, на частоте 20 кГц , стандартной для АКЦ, повторяют предыдущие: за исключением небольших интервалов, тампонаж колонны неудовлетворительный. Однако одновременно выполненное исследование на частоте 4 кГц раскрывает причину неудовлетворительных результатов АКЦ. Между цементным камнем в затрубном и межтрубном пространствах и обсадными колоннами существуют микрозазоры, раскрытость которых не превышает 100 мкм . Эта оценка сделана по давлению опрессовки колонны. Такая раскрытость достаточна для того, чтобы исключить отток энергии из колонны на частоте 20 кГц . Но для более низкой частоты эти зазоры прозрачны [8, 16]. По всему низкоскоростному разрезу фиксируется объемная волна в породе. Движение флюидов в таких каналах при перепадах давлений до 25 МПа по данным математического и физического моделирования ничтожно [1].

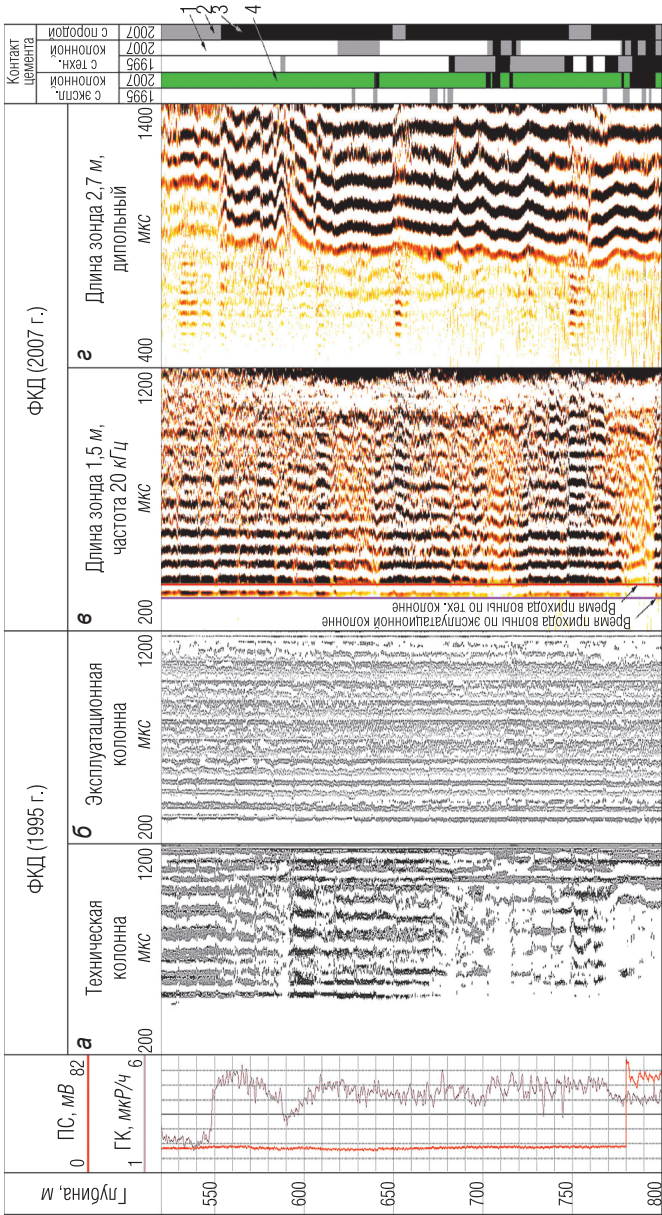


Рис. 5. Определение контактов цементного камня с обсадными колоннами и горными породами на разных частотах:

а, б – исследования технической и эксплуатационной колонн в ходе строительства скважины (1995 г.) стандартной цементометрией (20 кГц), некачественное цементирование; в – исследование стандартной цементометрией в 2007 г., некачественное цементирование; г – исследование на частоте 4 кГц (2007 г.), межтрубное и затрубное пространства заполнены цементным камнем, между камнем и колоннами существуют микрозазоры; 1, 2, 3 – отсутствующий (или неопределен), частичный и сплошной контакты цементного камня с обсадными колоннами или горными породами; 4 – канал в цементном камне

Волна Стоунли

Две сугубо практические задачи связаны с идентификацией волны Стоунли в волновом пакете и измерениями ее характеристик – скорости v_{St} (интервального времени Δt_{St}), амплитуд A_{St} и затухания α_{St} . Первая обязана возможности *расчета скорости распространения поперечной волны* в породах, в которых $v_S < v_{ж}$, либо измерения v_S , превышающие $v_{ж}$, затруднены сильным затуханием поперечной волны. Решением этой задачи заинтересованы специалисты сейсморазведки и добывающих организаций, выполняющих расчет параметров гидроразрывов пластов на малых глубинах. Вторая задача традиционно принадлежит ГИС – *это выделение проникаемых пород*, являющихся потенциальными коллекторами нефти и газа.

Взаимосвязь между скоростями распространения волны Стоунли v_{St} в цилиндрической скважине и поперечной волны с вертикальной поляризацией (SV) в массиве пород впервые установлена в работах [17, 36, 41, 53]. Позже к ним добавились другие авторы [11, 33]. Решение получено для источника волны сжатия, расположенного в скважинной жидкости. Условия распространения упругих волн в ограниченной среде заключались в непрерывности на границе жидкости и твердого тела нормальных к границе напряжений и смещений, равенства нулю касательных напряжений. Для частот, стремящихся к нулю, найдено

$$v_{St} = \frac{v_{ж}}{\sqrt{1 + \frac{\sigma_{ж} v_{ж}^2}{\sigma v_S^2}}}, \quad (3)$$

где v_{St} и $v_{ж}$ – скорости волн Стоунли и в жидкости, заполняющей скважину; v_S – скорость поперечной волны в твердом теле; $\sigma_{ж}$ и σ – плотности жидкости и твердого тела.

Несколько позже было показано, что уравнение (3) справедливо также для поперечных волн с горизонтальной поляризацией (SH) [40, 44].

Уравнение (3) обладает свойствами некоторой периодической функции, что определяется применением для его вывода функций Бесселя. Фазовая и групповая скорости волны Стоунли являются функциями частоты колебаний, соотношений плотностей жидкости и твердого тела, радиуса скважины и длины волны. Различают два случая: $v_S > v_{ж}$ и $v_S < v_{ж}$ [11, 41, 42]. В первом случае при достаточно высоких частотах, когда длина волны намного меньше радиуса сква-

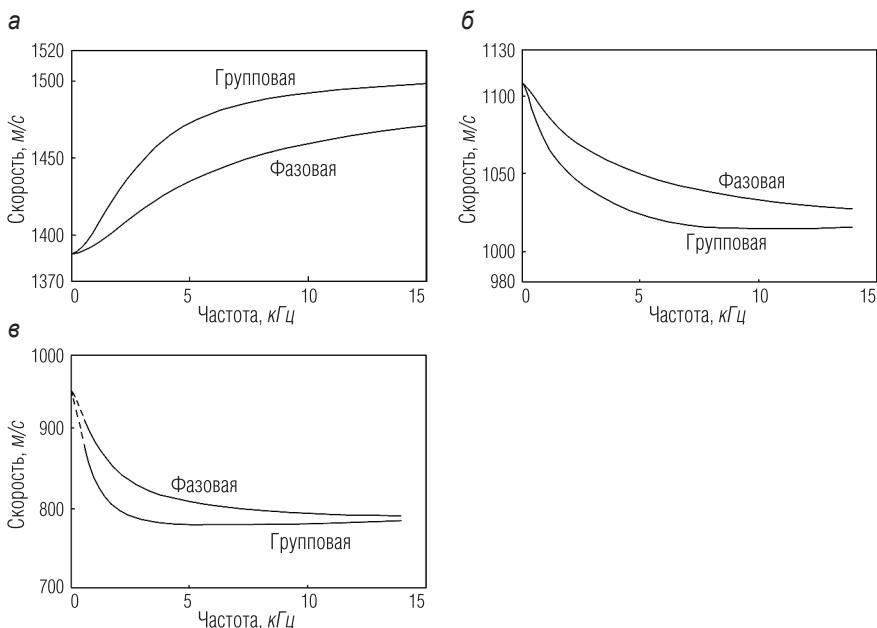


Рис. 6. Фазовые и групповые скорости v_{St} волны Стоунли для осадочных пород при условиях $v_s > v_j$ (а), $v_s < v_j$ (б), и $v_{St} > v_s$ (в): радиус скважины 0,1 м; значение v_p равно 4510, 2700 и 2400 м/с соответственно; значение v_s равно 2410, 1200 и 910 м/с соответственно; значение σ равно 2,3 и 2,1 г/см³ (заимствовано из [25])

жины, поверхностная волна распространяется вдоль стенки скважины со скоростью, близкой к скорости волны Стоунли вдоль плоской границы. Наблюдается небольшая дисперсия фазовой и групповой скоростей; с увеличением частоты значения скоростей возрастают (рис. 6, а). В пределе они стремятся к асимптотическому значению, которое всегда меньше v_j .

Если $v_s < v_j$, то при неизменном условии, что $v_{St} < v_s$, уравнение (3) не имеет реального решения. С учетом ограничений, высказанных выше, его необходимо переписать в следующем виде [11, 42]:

$$\left(\frac{v_s}{v_{St}} \right)^2 = \frac{\sigma_j}{\sigma} + \frac{v_s^2}{v_j^2}. \quad (4)$$

Незатухающие колебания при условии, что $v_{st} > v_s$, имеют место, если

$$\frac{\sigma_{ж}}{\sigma} + \frac{v_s^2}{v_{ж}^2} > 1. \quad (5)$$

С учетом того что для большинства даже слабо уплотненных пород $\sigma_{ж}/\sigma \approx 1/2$, незатухающая волна Стоунли может распространяться в низкочастотном пределе, если $v_s \geq 0,7v_{ж}$. Фазовая и групповая скорости волны меньше $v_{ж}$ и немного уменьшаются с частотой (рис. 6, б). Последнее соотношение определяет верхнюю границу значений v_s , которые доступны для их расчета по измеренным значениям v_{st} . В работе [4] она указана примерно равной 2000 м/с. Таким образом, *диапазон возможных определений скорости распространения поперечной волны* по измеренным значениям скорости волны Стоунли оказывается довольно небольшим: 1100–2000 м/с при пресных водах и 1200–2000 м, если скважина заполнена высокоминерализованной водой. В случае более высоких значений v_s ее расчет нецелесообразен вследствие резкого увеличения погрешности определений.

Применение параметров волны Стоунли (Δt_{st} , A_{st} , α_{st}) для выделения проницаемых пород, практически не признаваемое производственными организациями РФ, не менее обоснованно, чем применение для этих целей данных ЯМК или керна. Покажем это на примере двух скважин, вскрывших карбонатный и терригенный разрезы и богато освещенных керном и другими материалами ГИС. Теоретические аспекты определений, хотя они очевидны, не будут затронуты, так как не все тонкости выяснены окончательно.

Одна из скважин в Восточной Сибири исследована полным комплексом ГИС, в ней выполнен практически полный отбор керна (рис. 7). Карбонатные коллекторы, суммарные толщины которых достигают полусотни метров, сложены порово-каверново-трещиноватыми доломитами. Доломиты сопровождаются отложениями галитов и ангидритов в поровом пространстве. Признаками и количественными критериями коллекторов служат значения эффективной пористости ($k_{п.эф}$) и проницаемости ($k_{пр}$) пород, установленные по материалам ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) в сильном магнитном поле и данным АК. Коллекторы оттенены более интенсивной закраской на кривых ГИС.

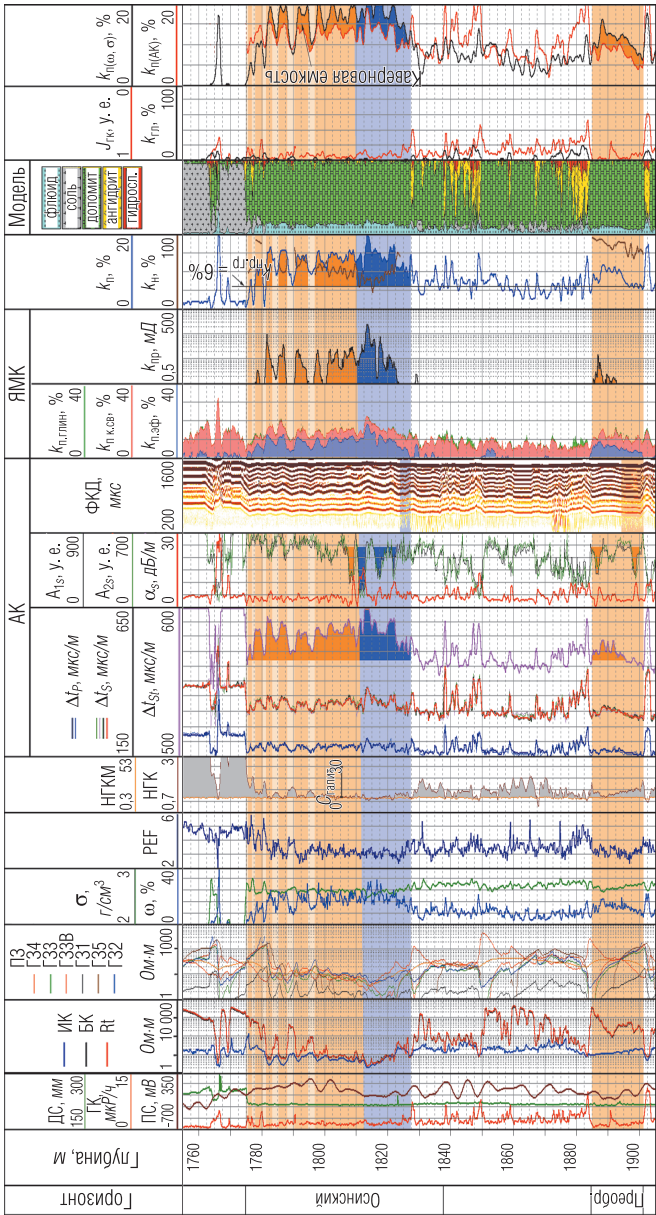


Рис. 7. Выделение и количественная оценка коллекторов по материалам методов, отражающих пористость и литологию пород. Месторождение в Восточной Сибири. Предполагаемые (до результатов испытаний) коллекторы обладают эффективной пористостью ($k_{п.эф}$) и проницаемостью по данным ЯМК в сильном магнитном поле, им присуще увеличение $\Delta t_{сф}$, а в трещиноватых интервалах – уменьшение амплитуд (A_s) поперечной волны; каверновая пористость определена как разность значений, рассчитанных по данным ГГК-П-НК и АК. Нефть (коричневый цвет) и водонасыщенность (голубой цвет) определены по данным электрометрических видов ГИС

Результаты этого примера свидетельствуют, что определения значений $k_{п.эф}$, $k_{пр}$ по материалам ЯМК и тех же величин с использованием интервальных времен Δt_{St} волны Стоунли базируются на одной и той же физической основе (рис. 8). Это могут быть вынужденные колебания флюида в суммарном поровом пространстве (рис. 8, а), то есть динамическая пористость, либо движения того же флюида в каналах, обеспечивающих проницаемость пород. Бесспорное сходство графиков на рис. 8, а и б не позволяет сделать выбор в пользу одной из версий. В англоязычной литературе предпочтение отдается зависимости Δt_{St} от $k_{пр}$, а вторая версия не рассматривается.

Второй пример также выполнен по материалам скважины, пробуренной в Восточной Сибири. Скважина вскрыла весь подсолевой осадочный комплекс. Единичные толщины карбонатных и терригенных коллекторов находятся в пределах десяти метров. Важно, что керн из этой скважины исследован в лаборатории. Прямые сопоставления проницаемости пород на образцах керна с измеренными в скважине интервальными временами Δt_{St} волны Стоунли показывают наличие

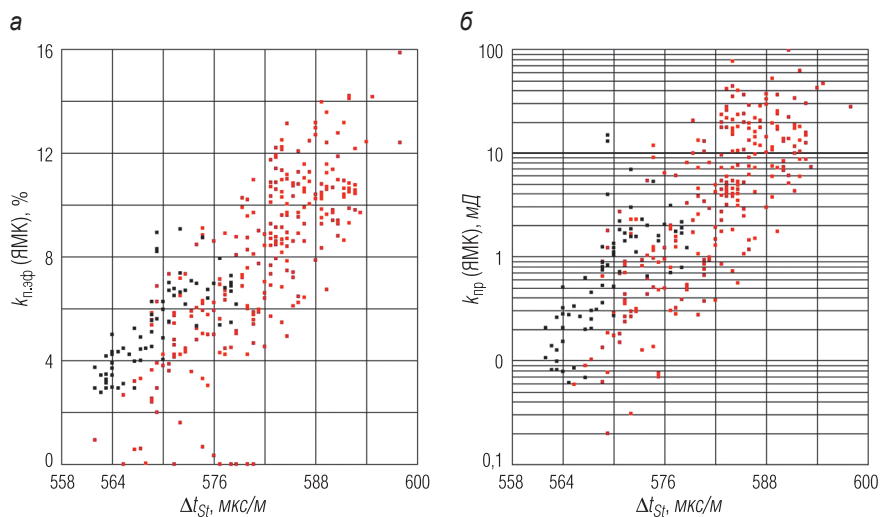


Рис. 8. Графики сопоставления интервальных времен Δt_{St} со значениями эффективной пористости $k_{п.эф}$ (а) и проницаемости $k_{пр}$ (б), рассчитанными по материалам ЯМК в сильном магнитном поле (прибор ЯМТК-145 разработки ООО “Нефтегазгеофизика”)

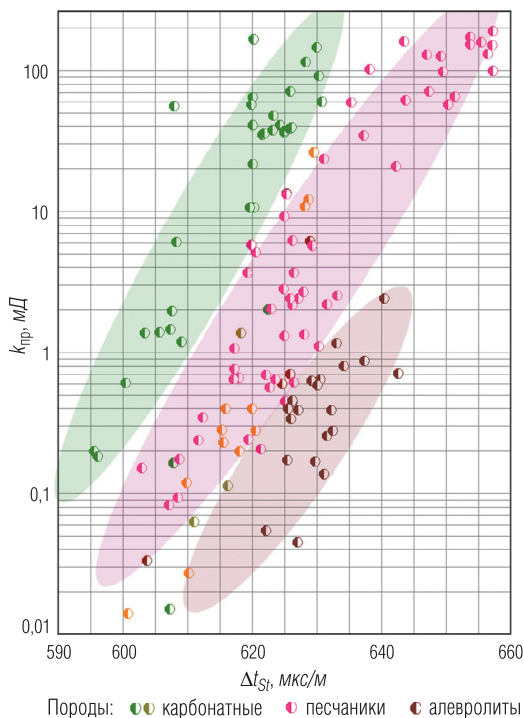


Рис. 9. Сопоставление измеренных в скважине значений Δt_{St} с абсолютной проницаемостью пород по керну (описание и измерения на образцах керна проницаемости выполнены в лаборатории ТО «СургутНИПИнефть»)

выраженных взаимосвязей между этими величинами для основных типов коллекторов: карбонатных, песчаников и алевролитов (рис. 9). Наличие трех зависимостей не должно удивлять, если учесть, что плотность пород (а она существенно различна для названных литологических разностей) входит в формулу (3) определения Δt_{St} . К тому же карбонатные коллекторы разбурены на высокоминерализованной промывочной жидкости, а терригенные – на опресненной. Плотность жидкости также входит в выражение (3).

Важным преимуществом волны Стоунли служит возможность выделения проницаемых пород в скважинах, обсаженных стальной колонной (рис. 10).

Эта возможность обеспечивается несколькими обстоятельствами. Во-первых, толщина прискважинного слоя пород, в котором волна Стоунли распространяется как в твердом теле, многократно превышает толщину обсадной колонны. Поэтому свойства (характеристики) волны формируются породами в заколонном пространстве, а не стальной колонной. Нельзя исключить, что колонна все же нивелирует эти свойства по сравнению с их значениями в открытом стволе скважины. Во-вторых, влияние эффективной пористости или проницаемости пород на параметры волны Стоунли заложена уже в формировании свойств этой волны в исследуемом объеме пород. Она вовсе не зависит от “поршневого эффекта”, который по публикациям его адептов формирует зависимость Δt_{St} от проницаемости пород. Вполне очевидно, что этот эффект усиливает исходную зависимость, но только не в обсаженной скважине или в присутствии глинистой корки в интервалах коллекторов.

Выводы

1. Волны Лэмба и Стоунли, регистрируемые в скважине широкополосными приборами акустического каротажа, принадлежат, согласно физике волновых процессов, к разным типам волн. В первом случае это нормальная волна, распространяющаяся в стальной трубе как в волноводе, во втором – это поверхностная волна, которая распространяется по границе жидкости и породы, затрагивая в каждой среде объем, примерно равный половине длины волны. Частоты колебаний и скорости распространения этих волн различаются, по крайней мере, в 4 раза, что не позволяет объединять их в одну волну Лэмба–Стоунли. На частотах АК в скважинной жидкости распространяется только волна нулевого порядка с постоянной скоростью, равной скорости в массиве жидкости. Она наиболее высокочастотная и не может служить компонентом волны Лэмба–Стоунли.
2. Затухание волны Лэмба, которую в акустической цементометрии именуют “волной по колонне”, определяется сохранением волноводных свойств обсадной колонны и служит мерилем качества ее цементирования.
3. Волна Стоунли регистрируется в открытом и в обсаженном стволах скважины. Несомненными ее преимуществами служит возможность

расчета скорости поперечной волны в диапазоне 1100–2000 м/с, а также выделение интервалов пород, обладающих динамической пористостью и проницаемостью.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Аишафьян М. О.* Оценка пропускной способности канала (щели) между обсадной колонной и цементным камнем, возникающего при опрессовке колонны // Нефтяное хозяйство. 2009. № 12. С. 77–79.
2. *Беляков Н. В.* Интегрированные геофизические исследования бурящихся скважин. М.: Физматкнига, 2008. 208 с.
3. *Беляков Н. В., Коданев В. П., Сизов И. И.* Акустические каналы связи забойных телеметрических систем – особенности построения и результаты скважинных испытаний // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2000. Вып. 76. С. 92–99.
4. *Бреховских Л. М.* Волны в слоистых средах. М.: Наука, 1973. 343 с.
5. *Владов М. Л.* Сейсмоакустические многоволновые исследования в водонаполненных скважинах с помощью электронского источника упругих волн: Автореф. дисс. ... докт. физ.-мат. наук. М.: МГУ, 2003.
6. *Викторов И. А.* Физические основы применения ультразвуковых волн Рэлея и Лэмба в технике. М.: Наука, 1996. 168 с.
7. *Горбачев Ю. И.* Геофизические исследования скважин. М.: Недра, 1990. 398 с.
8. *Гуторов Ю. А.* Акустический метод каротажа для контроля технического состояния обсаженных скважин нефтяных и газовых месторождений: Докторская диссертация. Октябрьский: ВНИИГИС, 1994. 273 с.
9. *Еникеев В. Н., Рафиков В. Г., Куликов В. В.* Использование метода ВАК для оценки фильтрационно-емкостных свойств нижнемеловых и юрских отложений Когалымской группы месторождений нефти // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2000. Вып. 77. С. 109–117.
10. *Иванкин Б. Н., Карус Е. В., Кузнецов О. Л.* Акустический метод исследования скважин. М.: Недра, 1978. 320 с.
11. *Кауфман А. А., Левшин А. Л.* Введение в теорию геофизических методов. М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2006. Ч. 5. 663 с.
12. *Кауфман А. А., Левшин А. Л., Ларнер К. Л.* Введение в теорию геофизических методов. М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2003. Ч. 4. 661 с.
13. *Козяр В. Ф., Белоконов Д. В., Козяр Н. В.* Успехи и недостатки применения акустического каротажа. Направления развития теории и практики на ближайшее время: Сб. трудов XI сессии Российского акустического общества. Секция “Геоакустика”. М.: ГЕОС, 2001. С. 155–158.
14. *Козяр В. Ф., Глебочева Н. К., Медведев Н. Я.* Выделение проницаемых пород-коллекторов по параметрам волны Стоунли (результаты промышленных

испытаний): Международная конференция и выставка по геофизическим исследованиям скважин 8–11.09.1998.

15. Козяр В. Ф., Глебочева Н. К., Медведев Н. Я. Выделение проницаемых пород-коллекторов по параметрам волны Стоунли (результаты промышленных испытаний) // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 1999. Вып. 56. С. 52–59.

16. Коньсов А. К., Козяр Н. В. Акустическая цементометрия обсадных колонн приборами с цифровой регистрацией данных. Алматы, 2009. 192 с.

17. Крауклис П. В., Крауклис Л. А. Волновое поле точечного источника в скважине: Сб. “Вопросы динамической теории распространения сейсмических волн”. Л.: Наука, 1976. Вып. 16. С. 41–53.

18. Крауклис П. В., Рабинович Г. А. Перельман А. Л. Замечания к обзору “Акустические исследования в нефтегазовых скважинах: состояние и перспективы” // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2000. Вып. 73. С. 16–27.

19. Крутин В. Н., Марков М. Г. Волновой акустический каротаж и проницаемость. Теоретические результаты // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 1999. Вып. 57. С. 16–22.

20. Крутин В. Н., Марков М. Г., Юматов А. Ю. Волна Лэмба–Стоунли в кольцевом зазоре между каротажным прибором и проницаемой стенкой скважины. Новосибирск: СО АН СССР; Изд. “Наука”, 1988. № 9. С. 96–101.

21. Крылов Д. А., Кузнецов О. Л. Определение дефектов в цементном камне и напряженности его контактов. М.: ВНИИОЭНТ, 1973. Вып. 3. С. 18–21.

22. Крылов Д. А., Шишин К. А., Кузнецов О. Л. Временное руководство по исследованию качества цементирования скважин акустическим методом при изменяющемся давлении в обсадной колонне на месторождениях Мангышлака. Шевченко: ОНТИ “Мангышлакнефть”, 1974. 63 с.

23. Курьянов Ю. А. Исследование естественной и техногенной трещиноватости нефтегазовых пластов на основе сейсмоакустической информации: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М.: ГНЦ РФ ВНИИгеосистем, 2001. 24 с.

24. Лепендин Л. Ф. Акустика. М.: Высшая школа, 1978. 448 с.

25. Марков М. Г. Некоторые проблемы обработки данных акустического каротажа с использованием волны Стоунли // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2000. Вып. 72. С. 102–113.

26. Марков М. Г. О выборе моделей при решении прямых и обратных задач теории АК в пористых проницаемых средах // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2000. Вып. 77. С. 27–36.

27. Маркова И. А., Казаков А. М., Лохматов В. М. Синтетические волновые картины акустического каротажа для скважины, содержащей горизонтальную систему микротрещин // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2008. Вып. 4 (169). С. 125–136.

28. Маркова И. А., Казаков А. М., Лохматов В. М. О геометрическом коэффициенте расхождения зондов акустического каротажа // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2008. Вып. 4 (169). С. 136–144.

29. Методическое руководство по компьютерной технологии контроля технического состояния и качества цементирования обсадных колонн нефтегазовых скважин / М. А. Сулейманов, В. Н. Служаев, Е. В. Семенов и др. // Уфа: АО НПФ "Геофизика", 1997. 173 с.
30. Ошкин А. Н. Изучение распространения упругих волн в средах с цилиндрической симметрией методами лабораторного моделирования: Автореф. дис. ... канд. физ.-мат. наук. М.: МГУ, 2009.
31. Рафиков В. Г., Белоконь Д. В., Козяр В. Ф. Аппаратура акустического каротажа с изменяющейся длиной зонда // Геофизическая аппаратура. 1974. Вып. 56. С. 84–89.
32. Служаев В. Н. Разработка технико-методического обеспечения акустического контроля качества цементирования применительно к многоколонным конструкциям скважин месторождения Тенгиз: Реф. дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 1990. 154 с.
33. Смирнов Н. А. Обоснование параметров и разработка основных узлов аппаратуры акустического каротажа для раздельного возбуждения и регистрации продольной, поперечной и Лэмба–Стоунли волн: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Тверь: АООТ НПФ "ГЕРС", 1996. 25 с.
34. Теоретические и экспериментальные исследования низкочастотных гидроволн в скважинах / А. В. Калинин, Б. Л. Пивоваров, М. Л. Владов и др. // Скважинная геоакустика при поисках и разведке месторождений полезных ископаемых. М.: ВНИИГеоинформсистем, 1987. С. 13–20.
35. Ультразвук. Маленькая энциклопедия / Под ред. И. П. Голяминой. М.: Советская энциклопедия, 1979. 400 с.
36. Biot M. A. Propagation of Elastic Waves in Cylindrical Bore Containing a Fluid // Appl. Physics. 1952. V. 23. № 9. P. 997–1005.
37. Burns D. R., Cheng C. H. Determination of in-situ Permeability from Tube Wave Velocity and Attenuation // Trans. SPWLA 27th Annual Logging Symposium. 1986. Paper KK.
38. Castagna J. P., Zucker S. M., Shoberg T. G. Permeability Indication with Conventional Sonic Waveforms // Trans. SPWLA 28th Annual Logging Symposium. 1987. Paper MM.
39. Cement Evaluation Quidelines // Western Atlas International. Houston. Texas. 1990. 155 p.
40. Chen S. T., Willen D. E. Shear Wave Logging in Slow Formations Shear Wave Logging in Slow Formation // Trans. SPWLA 25th Annual Logging Symposium. 1984. Paper DD.
41. Cheng C. H., Toksöz M. N. Elastic Wave Propagation in a Fluid-filled Borehole and Synthetic Acoustic Logs // Geophysics. 1981. V. 46. P. 1042–1053.
42. Cheng H. C., Toksöz M. N. Generation, Propagation and Analysis Tube Waves // Trans. SPWLA 23th Annual Logging Symposium. 1982. Paper P.

43. *Hsui A. T., Jinzhong Z., Cheng C. H., Toksöz M. N.* Tube Wave Attenuation and In-situ Permeability // Trans. SPWLA 26th Annual Logging Symposium. 1985. Paper CC.
44. *Liu O. Y.* Stonely Wave-derived Δt Shear Log // Trans. SPWLA 25th Annual Logging Symposium. 1984. Paper ZZ.
45. *McNeely W. A.* A Statistical of the Cement Bond Log // Trans. SPWLA 14th Annual Logging Symposium. 1973. Paper BB.
46. *Minear J. W., Petcher C. R.* Full-wave Acoustic Logging // Trans. SPWLA 24th Annual Logging Symposium. 1983. Paper EE.
47. *Pickett G. R.* Prediction of Interzone Fluid Communication behind Casing by Use of the Cement Bond Log // Trans. SPWLA 7th Annual Logging Symposium. 1996. Paper J.
48. *Saxena V.* Permeability Quantification from Borehole Stonely Waves // Trans. SPWLA 35th Annual Logging Symposium. 1994. Paper T.
49. *Tang X. M., Altunbay M., Storey D.* Joint Interpretation of Formation Permeability from Wireline Acoustic, NMR and Image Log Data // Trans. SPWLA 39th Annual Logging Symposium. 1998. Paper KK.
50. *Upp J. E.* The use of the Cement Bond Log in Well Rehabilitation // Trans. SPWLA 7th Annual Logging Symposium. 1966. Paper X.
51. *Willians D. M., Zemanek J., Angona F. A. et al.* The Long Spaced Acoustic Logging Tool // Trans. SPWLA 25th Annual Logging Symposium. 1984. Paper T.
52. *Winkler K. W., Liu H. L., Johnson D. L.* Permeability and Borehole Stonely Waves: Comprasion between Experiment and Theory // Geophysics. 1989. V. 54. № 1. P. 66–75.
53. *White J. E.* Seismic Waves, Radiation, Transmission and Attenuation. Ch. 4. McGraw-Hill, New York. 1965.

Дискуссионный клуб

УДК 550.832.08:622.245.1

Н. Г. Козыряцкий
ООО "Нефтегазгеофизика"

СОСТОЯНИЕ СИСТЕМЫ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЕФЕКТОСКОПИИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ЕЕ РАЗВИТИЮ

Рассмотрены аппаратные и методические наработки метрологического обеспечения (МО) дефектоскопии обсадных колонн. Сформулированы задачи МО, не решенные к настоящему времени.

Ключевые слова: профилометрия, микрокавернометрия, гамма-гамма-дефектоскопия, дефектоскопия, имитаторы, толщинометрия обсадных колонн.

Контроль технического состояния обсадных колонн направлен на предотвращение возможных аварий и заключается, в первую очередь, в оценке геометрических характеристик и дефектов обсадных колонн.

Основными характеристиками обсадных колонн, спущенных в скважины, являются, согласно [1, 8], толщина и внутренний диаметр колонны, овальность (эллипсность), эксцентриситет, местоположение муфтовых соединений и др. К числу дефектов обсадных колонн относятся нарушения их целостности в результате прострелочно-взрывных работ, сдвига пород, случайных повреждений при бурении, эрозионного износа при гидropескоструйной перфорации, под влиянием неравномерных механических напряжений. К числу дефектов относятся также трещины различной ориентации, порывы, желоба, негерметичность муфт, внутренние и внешняя коррозия, отложения (гидратные, парафиновые, солевые) и т. д.

Фактическую толщину стенок колонн и их внутренний диаметр необходимо знать при интерпретации данных контроля цементирования скважин, дебитометрии, расходомерии и других методов исследования обсаженных скважин.

Исследования обсадных колонн необходимы также для выявления самого “чистого” отрезка обсадной колонны перед установкой пробки или пакера, а также перед забуриванием боковых стволов. Пользуясь этими данными, возможно принимать обоснованные решения относительно закрытия или ремонта скважины, а сам ремонт может производиться в точном соответствии с установленными требованиями для восстановления коммерческой эксплуатации скважины.

Достаточно широкая номенклатура определяемых видов дефектов обуславливает разнообразие методов исследований технического состояния обсадных колонн.

Для решения задач оценки состояния обсадных колонн нефтегазовых скважин в настоящее время используется скважинная аппаратура, построенная на различных физических принципах, в том числе:

- трубные (механические, рычажные) профиломеры (ПТ);
- гамма-гамма-дефектоскопы-толщиномеры (СГДТ);
- акустические (скважинные акустические телевизоры (САТ), акустические профиломеры);
- электромагнитные (индукционные) дефектоскопы (ЭМД, МИД).

В табл. 1 указаны сферы применения перечисленных методов исследования состояния обсадных колонн в зависимости от видов их дефектов.

Таблица 1

Сферы применения методов исследования обсадных колонн

Виды дефектов колонн	Методы исследований			
	Ак	Эм	М	Р
Трещины, порывы, сквозные отверстия	+	+	–	–
Износ стенок, толщина стенок	+	+	+	+
Смятия, овальность	+	+	+	–
Повышенное напряжение материала колонны	+	–	–	–

Примечание. Ак – акустические, Эм – электромагнитные, М – механические, Р – радиоактивные методы.

Каждые из перечисленных в табл. 1 измерительных методов и реализующие их технические средства обладают своими особенностями и имеют избирательную информативность (чувствительность и разрешающую способность) к различным особенностям конструкции обсадной колонны и ее дефектам. Неслучайно в практике дефектоскопии колонн для более полного анализа состояния колонны широко применяется комплексирование различных по своей физической природе методов исследования (как правило, акустический + электромагнитный + механический).

Общим же для всех рассматриваемых исследований является необходимость обеспечения требуемого качества исследований, а также, поскольку абсолютное большинство из них реализуется на использовании измерительных систем, вопрос метрологического обеспечения последних.

Обобщающего нормативного документа (НД) в сфере ГИС, устанавливающего требования к качеству дефектоскопии обсадных колонн, нет. Введенные в действие в последнее время национальные стандарты [2, 3] также не содержат количественных показателей, характеризующих требования к качеству выполняемых при дефектоскопии обсадных колонн исследований. Единственным показателем качества мониторинга технического состояния обсадной колонны, регламентированным в [2], является требование к точности оценивания толщин эксплуатационной колонны и НКТ – не хуже $\pm 0,5$ мм.

В определенной степени регламентирующим требованием к качеству дефектоскопии обсадных колонн (причем только непосредственно к качеству выполнения скважинных измерений как к процессу), а также правила контроля выполнения этих требований, является документ [5], не затрагивающий вопросы интерпретации результатов измерений. В табл. 2 приведены заимствованные из [5] требования к качеству дефектоскопии обсадных колонн для различных методов ГИС и их модификаций.

Совершенно очевидно, что приведенная в табл. 2 совокупность требований лишь в самой малой мере отражает необходимый уровень качества рассматриваемых видов скважинных исследований.

В соответствии с требованиями к качеству дефектоскопии обсадных колонн в [5] регламентированы также и требования к основным метрологическим характеристикам (МХ) используемых для этих исследований скважинных средств измерений (табл. 3).

Таблица 2

Требования к качеству дефектоскопии обсадных колонн

Метод исследований	Требования к качеству
Трубная (механическая) профилометрия	Несовпадение результатов калибровок до начала и после каротажа должно быть не более $\pm 5\%$. Измеренные значения радиусов трубы по сходимости основного и повторного измерений должны отличаться не более чем на $\pm 0,5$ мм при отклонении прибора от оси скважины менее 2 мм
Электромагнитная дефектоскопия и толщинометрия	Основное и повторное измерения должны совпадать с погрешностью не более $\pm 0,5$ мм
Гамма-гамма-толщинометрия колонн и гамма-гамма-цементометрия и дефектоскопия	Повторяемость данных основного и повторного измерений должна быть не хуже $\pm 5\%$
Акустическая дефектоскопия колонн	Погрешность измерения диаметра колонны – не более $\pm 0,5$ мм

Таблица 3

Требования к основным метрологическим характеристикам скважинных дефектомеров

Метод исследований	Измеряемая величина	Диапазон измерений, мм	Основная погрешность, мм
Трубная (механическая) профилометрия	Радиусы обсадных колонн	От 55 до 170	± 1
	Дополнительное требование: количество измерительных рычагов – не менее 8		
Электромагнитная дефектоскопия и толщинометрия	Минимальный внутренний диаметр обсадных колонн	Не менее 52	Не нормир.
	Толщина стенки обсадной колонны	От 3 до 20	$\pm 0,5$
	Максимально измеряемая суммарная толщина двух колонн	До 19	Не нормир.
	Минимальная протяженность обнаруживаемого дефекта вдоль оси колонны	75	Не нормир.

Окончание табл. 3

Метод исследований	Измеряемая величина	Диапазон измерений, мм	Основная погрешность, мм
	Минимальная протяженность обнаруживаемого дефекта поперек оси колонны	0,5 периметра колонны при ширине зазора не менее 0,1	Не нормир.
	Определение характеристик внешней из двух соосных колонн – на качественном уровне		
Гамма-гамма-толщинометрия колонн	Толщина стенки обсадной колонны	От 5 до 12	± 0,5

Совершенно очевидно, что номенклатура МХ скважинных дефектомеров (табл. 3) необходима, но далеко не достаточна для формирования требований как к качеству дефектоскопии колонн, так и к системе метрологического обеспечения скважинных дефектомеров.

Технические возможности используемых в настоящее время скважинных трубных дефектомеров приведены в табл. 4–7.

Таблица 4

Технические возможности аппаратуры трубной профилометрии

Вид аппаратуры	Количество измерительных рычагов	Диапазон измерений диаметров обсадных колонн, мм	Погрешность измерения, мм	
			радиусов	толщин
Профиломеры (профилографы) трубные российского производства (ПТС, ПТ и др.)	8–12	100–300	± 1,2	± 0,5
Профиломеры трубные зарубежного производства (DDS43F, DDS73F, DDS90F, MIT и др.)	24, 40, 56, 60	50,8–508 (2–20) дюймов	± 1,0	± 0,1

Таблица 5

Технические возможности электромагнитных (индукционных) дефектоскопов и толщиномеров

Диапазон измерений диаметров обсадных колонн, мм	Диапазон измерений толщин стенок колонн, мм	Погрешность измерения	
		диаметров [радиусов] колонн	толщины колонны, мм
62–350 (НКТ – не менее 52 мм)	Одиночная колонна – 3–15 Суммарная толщина двух колонн – 20	$\pm (1,0–1,5)\%$ [$\pm 0,5$ мм]	Многоколонная конструкция: – первая колонна $\pm 0,5$; – вторая колонна $\pm 1,5$
Характеристики дефектов, выявляемых на качественном уровне			
Минимальные протяженности трещин вдоль оси колонны при исследовании одиночной колонны – 40–300 мм, внутренней колонны двухколонных конструкций – 60–75 мм, а при исследовании внешней из двух соосных колонн – 150–200 мм			
Минимальная протяженность трещины вдоль оси колонны при исследовании через НКТ должна быть не менее 250 мм, а поперек оси колонны при ширине трещины не менее 0,1 мм – 1/3–1/2 периметра колонны			
Минимальные размеры выявленных дефектов типа отверстий должны составлять 9 мм			
Минимальное расстояние между соседними перфорационными отверстиями, выявляемыми раздельно друг от друга, – 100 мм			
Минимальное вертикальное расстояние между двумя частями разорванной одиночной обсадной колонны – 0,1 мм			
Минимальное вертикальное расстояние между двумя частями разорванной обсадной колонны при измерениях через НКТ – 50–150 мм			

Таблица 6

Технические возможности гамма-гамма-дефектоскопов-толщиномеров

Вид аппаратуры	Диапазон измерений диаметров обсадных колонн, мм	Диапазон измеряемых толщин стенок колонн, мм	Погрешность измерения средней толщины стенки колонн, мм
Гамма-гамма-цементомеры (ЦМ)	114–508	5–12	$\pm 0,50$
Гамма-плотномеры-толщиномеры скважинные (СГДТ)	139–194	5–12	$\pm (0,45–0,50)$

Таблица 7

**Технические возможности акустических дефектоскопов
обсадных колонн**

Диапазон измерений диаметров обсадных колонн (скважин), мм	Диапазон исследуемых толщин стенок колонн, мм	Погрешность измерения, мм	
		радиусов (диаметров)	средней толщины стенки колонны
85–240 (125–350)	4,5–10	$\pm 0,5$ $\pm (0,2–1,0)$	$\pm (0,2–0,4)$
Разрешающая способность по горизонтали по нарушениям в колонне – не менее 6–10 мм			

Широкая номенклатура измеряемых и регистрируемых дефектов обсадных колонн позволяет сформулировать задачи их дефектоскопии как единую измерительную (исследовательскую) задачу, независимую от метода измерений и используемых видов технических средств, связанную лишь с объектом измерений (наблюдений) – обсадной колонной и ее дефектами. При этом с точки зрения построения системы МО дефектоскопии обсадных колонн, измеряемые и наблюдаемые параметры, характеризующие их техническое состояние, целесообразно разделить на три группы:

- 1) внутренний профиль обсадной колонны и (или) параметры, описывающие его математическую модель – средний диаметр, овальность, коэффициент эксцентриситета стенки колонны;
- 2) толщина обсадной колонны – средняя по периметру, средняя по секторам, наблюдаемая в точке (дифференциальная толщина), непрерывный профиль с заданной дискретностью;
- 3) дефекты обсадных колонн и их параметры – разрывы колонны, трещины различной ориентации, перфорационные отверстия.

При такой постановке вопроса исходными средствами МО скважинных дефектомеров, независимо от метода, положенного в основу измерений и наблюдений, должен быть комплект стандартных образцов и моделей обсадных колонн и их дефектов, максимально соответствующий условиям проведения работ и доступный к измерению всеми известными типами дефектоскопов. Такая система МО скважинных дефектомеров допускает и предполагает использование в качестве вторичных эталонов любых специализированных и применимых для конкретных типов аппаратуры средств калибровки в качестве имитаторов тех или дефектов обсадных колонн.

К настоящему времени в области метрологического обеспечения дефектоскопии обсадных колонн имеются технические решения для отдельных методов дефектоскопии, суть которых вкратце изложена ниже.

Трубная профилометрия

Основным техническим средством метрологического обеспечения трубных рычажных профиломеров является набор из не менее пяти образцовых колец или калибровочные установки, которые воспроизводят значения диаметров обсадных колонн в диапазоне от 100 до 800 мм с погрешностью не более $\pm (0,5-1,0)$ мм. Широко используются также полевые калибровочные устройства, поставляемые заводами-изготовителями, так называемые “гребенки”, если погрешность воспроизведения ими диаметров не превышает $\pm 1,0$ мм.

Наименование и характеристики современных калибровочных установок для скважинных профиломеров приведены в табл. 8.

Таблица 8

Калибровочные установки для скважинных профиломеров

Наименование установки и ее обозначение	Метрологические характеристики	
	Диапазон воспроизводимых диаметров (толщин стенок колонны), мм	Основная погрешность, мм
Установка УАК-Кав-700 для автоматизированной калибровки каверномеров-профиломеров	130 ± 5 , 300 ± 10 , 500 ± 20 , 750 ± 50	$\pm 0,5$
Установка УАК-КП для автоматизированной калибровки скважинных каверномеров и профиломеров	130, 300, 500, 700	$\pm 0,5$
Трубы с разной толщиной стенок и дефектами УК-ТД	73–245 (3–12)	По толщине $\pm 0,3$

Электромагнитные (индукционные) дефектоскопы и толщиномеры

В качестве средств метрологического обеспечения электромагнитных (индукционных) дефектоскопов и толщиномеров в абсолютном

большинстве случаев используются отрезки труб (обсадных колонн) с искусственно созданными дефектами [9–12]. Количество труб в комплекте составляет у разных производителей от 11 до 17, внешние диаметры – от 73 до 246,3 мм, внутренние – от 52 до 228,5 мм, толщина труб лежит в диапазоне от 3 до 12 мм. Трубы имеют дефекты в виде отверстий диаметром до 14 мм, деформации, уменьшающие внутренний диаметр труб, а также “разрывы” длиной от 70 до 300 мм.

На рисунке представлены типичные конструкции имитаторов дефектов, используемые для метрологического обеспечения и контроля характеристики электромагнитных дефектоскопов.

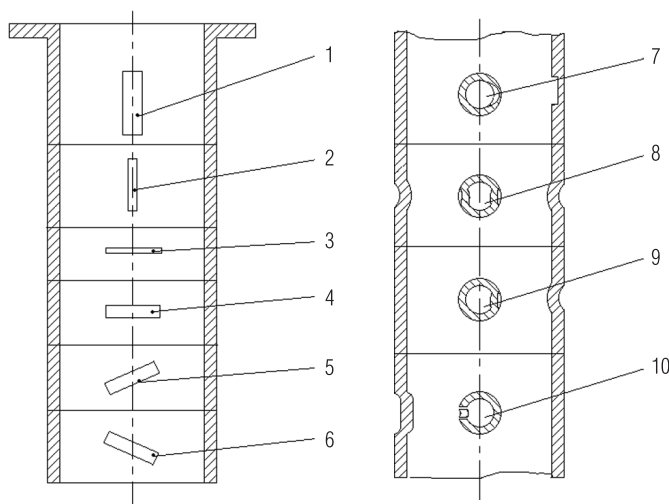


Рис. Конструкция имитаторов для метрологического обеспечения дефектоскопов обсадных колонн:

1 – прорезь вертикальная широкая; 2 – прорезь вертикальная узкая; 3 – прорезь горизонтальная узкая; 4 – прорезь горизонтальная широкая; 5, 6 – прорези под разными углами; 7 – односторонний износ в виде желоба; 8 – двухсторонняя деформация; 9 – односторонняя деформация; 10 – односторонняя деформация в виде вмятины с прорезями

Гамма-гамма-дефектоскопы-толщиномеры

Основным техническим средством метрологического обеспечения скважинных гамма-гамма-дефектоскопов-толщиномеров являются

стандартные образцы плотномеров-толщиномеров (СО-ПТ) [15], конструктивно выполненные в виде шести цилиндрических стаканов высотой 3,5 м и диаметром 1620 мм с расположенными внутри стакана стальными колоннами диаметром 102, 114, 146, 168, 178, 219, 245, 324, 430 мм, каждая из которых состоит из трех составных цилиндров высотой по 1 м с разной толщиной стенки – $6 \pm 0,5$; $8 \pm 0,5$ и $10 \pm 0,1$ мм (возможный вариант – $5 \pm 0,5$; $7 \pm 0,5$ и $9 \pm 0,1$ мм). Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности воспроизведения толщины стенки колонны составляют $\pm 0,2$ мм.

Используются также калибровочные установки, основные метрологические характеристики которых приведены в табл. 9.

Таблица 9

**Калибровочные установки для скважинных
гамма-гамма-дефектоскопов-толщиномеров**

Наименование установки и ее обозначение	Метрологические характеристики	
	Диапазон воспроизводимой толщины стенки колонны, мм	Основная по- грешность, мм
Калибровочная установка УК–ТД (трубы с разной толщиной сте- нок и дефектами)	3–12	$\pm 0,3$
Установка поверочная УППП-1 для скважинных толщиномеров и плотномеров	6, 8 и 10	$\pm 0,1$
Установка УППП-2 для калибров- ки скважинных гамма-плотномер- ов-толщиномеров	5,9, 8 и 10	$\pm 0,1$
Установка УП-СГДТ для калиб- ровки скважинных плотномеров- толщиномеров	4–13	$\pm 0,2$
Установка СГДТ для калибровки аппаратуры	5,83; 6,40; 7,74; 7,82; 7,85; 7,86; 8,70; 8,83; 10,84	$\pm 0,26$

Акустическая дефектоскопия колонн

Для калибровки аппаратуры акустической дефектоскопии используются два цилиндрических образца из оргстекла разной длины с аттестованными значениями времени пробега акустического импульса

[4] (стандартные образцы для калибровки ультразвуковых дефектоскопов строительных конструкций).

Таким образом, можно утверждать, что в области метрологического обеспечения дефектоскопии обсадных колонн имеются определенные наработки, хотя есть и нерешенные проблемы, сущность которых в основном сводится к отсутствию единых подходов к номенклатуре и требуемой точности измеряемых параметров при дефектоскопии колонн и отсутствию стандартизованного метрологического обеспечения данной измерительной задачи.

Эти проблемы предполагают решение следующих задач, представляющихся в настоящем времени нерешенными (или не до конца решенными):

- определение и классификация номенклатуры определяемых (измеряемых) параметров (характеристик) дефектов обсадных колонн, единиц физических величин, соответствующих выполняемым измерениям (определениям), их стандартизация;
- определение требований по диапазонам и допустимым погрешностям измерений в зависимости от решаемых задач и применяемых методов;
- стандартизация терминологии в области дефектоскопии обсадных колонн;
- стандартизация показателей назначения аппаратуры дефектоскопии обсадных колонн, унификация требований к аппаратуре;
- определение областей применения разных методов исследования в зависимости от решаемых задач;
- формулирование и регламентация требований, в том числе выраженных количественными показателями, к качеству дефектоскопии обсадных колонн;
- нормирование номенклатуры МХ аппаратуры дефектоскопии обсадных колонн исходя из методических возможностей метода измерений и конкретных технических решений, реализованных при разработке аппаратуры;
- уточнение номенклатуры влияющих факторов (например, влияние неоднородности магнитных свойств обсадных колонн, влияние плотности вещества в затрубном пространстве на канал толщиномеров и др.) на погрешности измерений и учет этих факторов при построении методик выполнения измерений;

- решение традиционных задач МО: регламентация методик выполнения измерений, разработка и изготовление технических средств метрологического обеспечения дефектоскопии обсадных колонн, в том числе воспроизводящих малые или микродефекты (например, ширину трещины в пределах 0,1–0,5 мм), и регламентация методик калибровки и калибровочных схем аппаратуры для дефектоскопии обсадных колонн;
- унификация и стандартизация системы передачи единиц измерения, при обоснованной необходимости – разработка комплекта калибровочных схем разных методов исследования;
- унификация и стандартизация методик калибровки, оценки работоспособности, подтверждения соответствия.

Достаточно актуальной представляется также задача создания универсальных моделей, эталонов, калибровочных установок, позволяющих проводить контроль как можно более широкой номенклатуры показателей назначения дефектоскопов независимо от аппаратурной реализации того или иного метода исследований состояния обсадных колонн и приемлемых для более широкой номенклатуры аппаратуры дефектоскопии обсадных колонн.

Создание предлагаемой системы метрологического обеспечения дефектоскопии позволит адекватно определить место каждого из используемых в настоящее время видов аппаратуры и послужит толчком к созданию более эффективных комплексных технологий дефектоскопии обсадных колонн.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. Общий курс геофизических исследований скважин: Учебник для вузов. Изд. 2-е, перераб. М.: Недра, 1984.
2. ГОСТ Р 53239-2008. Хранилища природных газов подземные. Правила мониторинга при создании и эксплуатации.
3. ГОСТ Р 53709-2009. Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования.
4. МИ 41-17-1405-2011. Методическое руководство по применению аппаратуры акустического каротажа АСТ-К-80.
5. РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М., 2001.
6. РД 39-04-949-83. Ведомственная поверочная схема для скважинных средств измерений толщины стенки труб.

7. РДС 39-1-035-80. Руководящий документ стандартизации. Ведомственная поверочная схема для скважинных каверномеров и профилемеров.
8. СТО ЕАГО 045-01-98. Геофизические исследования и работы в скважинах. Исследования и контроль технического состояния скважин. Термины, определения, буквенные обозначения.
9. СТО ТК 293-019-01-2000. Геофизическая аппаратура и оборудование. Дефектоскоп-толщиномер магнитоимпульсный кабельный типа МИД-К. Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний.
10. СТО ТК 293-020-01-2000. Геофизическая аппаратура и оборудование. Дефектоскоп-толщиномер электромагнитный скважинный типа ЭМДС-ТМ-42. Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний.
11. СТО ТК 293-025-01-2001. Геофизическая аппаратура и оборудование. Аппаратура электромагнитной дефектоскопии типа ЭМДСТ-МП. Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний.
12. СТО ЕАГО 082-01-2000. Геофизическая аппаратура и оборудование. Дефектоскоп-толщиномер магнитоимпульсный кабельный типа МИД-К. Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний.
13. СТО ТК 440-013-01-2006. Геофизическая аппаратура и оборудование. Профилограф-дефектоскоп электромагнитный скважинный ЭСПД-2/12-104. Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний.
14. СТО ЕАГО 077-01-99. Геофизическая аппаратура и оборудование. Профилограф электромагнитный типа КСП-Т-7М. Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний.
15. *Широков В. Н., Лобанков В. М.* Метрология, стандартизация, сертификация: Учебник. М.: МАКС Пресс, 2008.