

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ АКУСТИКИ

УДК 534.8

ОСОБЕННОСТИ АКУСТИЧЕСКОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В БОЛЬШИХ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

© 2018 г. В. Д. Свет^а*, С. А. Цысарь^б

^аАкустический институт им. акад. Н.Н. Андреева
117036 Москва, ул. Шверника 4

^бМосковский государственный университет им. М.В. Ломоносова, физический факультет
119991 ГСП-1, Москва, Ленинские горы

*e-mail: vsvetd@mail.ru

Поступила в редакцию 02.03.2017 г.

Рассмотрены особенности акустического профилирования донных отложений в больших нефтяных резервуарах. Приведены основные акустические параметры сырой нефти и донных отложений. Показано, что из-за наличия в сырой нефти переходных слоев и сильных реверберационных эффектов в нефтяном резервуаре объем донных отложений, рассчитанный по акустическому изображению поверхности, в общем случае является завышенным. Для уменьшения этой погрешности предлагается дополнительное использование пост-обработки данных акустической профилометрии в сочетании с дополнительными измерениями вертикального распределения вязкости и плотности резервуара в нескольких точках резервуара.

Ключевые слова: акустическое профилирование, сырая нефть, донные отложения, нефтяные резервуары

DOI: 10.7868/S0320791918010185

ВВЕДЕНИЕ

Сырая нефть содержит большое количество разных примесей, которые в процессе эксплуатации нефтяного резервуара оседают на дне. Определение объема донных отложений или нефтешлама является одной из ключевых задач эксплуатации нефтяных резервуаров. Большой объем отложений затрудняет эффективное использование резервуара, ускоряет его коррозию и может вызвать повреждение резервуара, сопровождающееся разливом нефти. В связи с этим отложения из резервуара должны периодически удаляться. Процедуры удаления или очистки достаточно трудоемки и дороги, и для оценки их эффективности необходимо знать как пространственное распределение отложений, так и их объем, причем наиболее важна оценка нефтешламов в твердой фазе, которые невозможно размыть или откачать. Одним из перспективных и современных методов оценки отложений является акустическая батиметрия, аналогичная океанической батиметрии для получения изображений морского дна. Однако замкнутая конструкция резервуара, существенное отличие параметров сырой нефти от параметров воды и структура самих отложений вызывают целый ряд специфических явлений, которые накладывают определенные ограничения на эффективность акустических методов. В работе представлены экспериментальные результаты по акустическому профилированию отложений в нефтяных резервуарах и обсуждаются некоторые особенности акустической

батиметрии в таких конструкциях. Для оценки эффективности акустического батиметра важно знать основные характеристики нефти, которые влияют на его работу, а именно величину поглощения, скорость звука, коэффициенты обратного рассеяния звука от поверхности нефтешлама и параметры самого нефтешлама.

ПАРАМЕТРЫ НЕФТИ

В нефтяной промышленности принято классифицировать сырую нефть на четыре группы, см. табл. 1 (ГОСТ Р 51858-2002), в которой данные приведены для температуры $T = 20^\circ\text{C}$.

На основе многих экспериментальных данных принято считать, что поглощение в сырой нефти имеет квадратичный характер от частоты. На рис. 1 показаны расчетные зависимости частотного поглощения для разных типов нефти и морской воды для сравнения.

Следует отметить, что данные на рис. 1 приведены для очищенной нефти, а в сырой нефти и товарной нефти из-за наличия различных примесей, водных капель и взвешенных пузырьков газа поглощение может быть выше, что подтверждается экспериментальными данными, полученными на частоте 150 кГц (см. табл. 2).

Скорость звука в сырой нефти зависит от температуры и ее плотности, причем в отличие от воды с увеличением температуры скорость звука в сырой нефти уменьшается, поскольку в ней, как и во всех органических жидкостях, сжимаемость

Таблица 1. Параметры сырой нефти

Тип сырой нефти	Плотность, кг/м ³	Диапазон динамической вязкости, η , мПа с
0 – особо легкая	750.0–830.0	<5
1 – легкая	830.1–850.0	$5 < \eta < 10$
2 – средняя	850.1–870.0	$10 < \eta < 30$
3 – тяжелая	870.1–895.0	$\eta > 30$
4 – битуминозная	895.1–1000.0	>200

Таблица 2. Сравнение расчетных и экспериментальных данных коэффициента поглощения на частоте 150 кГц

Тип нефти	Расчетное поглощение, дБ/м	Измеренное поглощение, дБ/м
Легкая	0.1	0.09
Средняя	0.15	0.175
Тяжелая	0.2	0.25

значительно увеличивается при повышении температуры, что вызывает уменьшение скорости звука. В работах [1–3] предложено несколько эмпирических формул для расчета скорости звука, но наиболее часто используется следующая формула [2]:

$$C_{\text{нф}} = \frac{15450}{\sqrt{77.1 + \text{API}^\circ}} - 3.7T^\circ\text{C}, \quad (1)$$

в которой градусы API[°] (American Petroleum Institute) связаны с плотностью нефти $\rho_{\text{нф}}$ соотношением

$$\text{API}^\circ = \frac{141.5}{\rho_{\text{нф}}} - 131.5. \quad (2)$$

Следует заметить, что формула (1) справедлива для нефти, очищенной от примесей, а также для отстоявшейся нефти. При постоянной эксплуатации резервуара с сырой нефтью скорость звука в ней может отличаться от расчетной, и весьма значительно, особенно из-за наличия воды. В процессе многих экспериментальных измерений нами была получена эмпирическая зависимость скорости звука от динамической вязкости:

$$C = 29 \ln \eta + 1321. \quad (3)$$



Рис. 1. Расчетные зависимости частотного поглощения в нефти.

Хотя параметр η непосредственно в формулу для скорости звука не входит, зависимость (3) хорошо коррелирует с (1), и ее удобно использовать для практических расчетов.

СТРУКТУРА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И ИХ ПАРАМЕТРЫ

По результатам многих исследований нефтешламов резервуарного типа соотношение нефтепродуктов, воды и механических примесей (частицы песка, глины, ржавчины и т.д.) колеблется в очень широких пределах: углеводороды составляют 5–90%, вода 1–52%, твердые примеси 0.8–65%. Как следствие столь значительного изменения состава нефтешламов, диапазон изменения их физико-химических характеристик тоже очень широк. Плотность нефтешламов колеблется в пределах 830–1700 кг/м³, температура застывания от –3°C до +80°C. В общем случае нефтешлам может состоять из четырех слоев. Верхний слой представляет собой обводненный нефтепродукт с содержанием до 5% тонкодисперсных механических примесей и относится к классу эмульсий “вода в масле”. В состав этого слоя входят 70–80% масел, 6–25% асфальтенов, 7–20% смол, 1–4% парафинов. Содержание воды не превышает 5–8%. Эта органическая часть верхнего слоя нефтешлама по составу и свойствам близка к хранящемуся в резервуарах исходному нефтепродукту и акустическим профилографом не обнаруживается. Второй, сравнительно небольшой по объему слой, представляет собой эмульсию типа “масло в воде”. Этот слой содержит 70–80% воды и 1.5–15% механических примесей. Третий слой целиком состоит из отстоявшейся минерализованной воды с плотностью 1.01–1.19 г/см³. И наконец, четвертый, придонный слой (донный ил) обычно представляет собой твердую фазу, включающую до 45% органики, 52–88% твердых механических примесей, включая окислы железа. Поскольку донный ил представляет собой гидратированную массу, то содержание воды в нем может достигать до 25%. Заметим, что такая структура нефтешламов характерна для отстоявшихся нефтяных резервуаров. На рис. 2 показаны фотографии отложений, из которых видно, что их неровная поверхность может иметь различные и произвольные пространственные масштабы.

Донные отложения характеризуются высокой плотностью и повышенной вязкостью, которые могут лежать соответственно в диапазонах от 950 до 985 кг/м³ и 800 до 1800 мПа с [3, 4]. Некоторые примеры измерений кинематической вязкости представлены на рис. 3 [12].

ОСОБЕННОСТИ АКУСТИЧЕСКОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Акустические профилометры для обследования нефтешлама [5–9], как правило, используют тот же принцип функционирования, что и много-

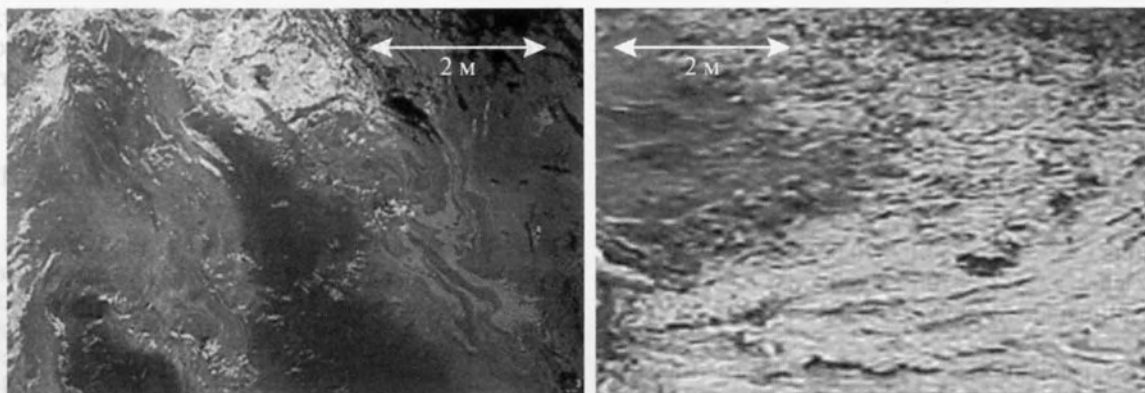


Рис. 2. Фотографии поверхности нефтешлама из различных резервуаров.

лучевые океанические батиметры. В них применяются либо приемо-излучающие антенны в виде креста Миллса [13], либо интерферометрические антенны с линейным излучателем. Последние более сложны с точки зрения своей механической конструкции и обладают худшей вертикальной направленностью. В антеннах типа креста Миллса многоэлементная вертикальная антенна используется как излучающая с фазированием излучения в вертикальной плоскости, а горизонтальная многоэлементная антенна используется в качестве приемной. Поскольку в резервуаре горизонтальное перемещение профилографа невозможно, то для съемки используется вращение приемо-излучающей антенны вокруг своей оси при погружении ее в нефть из какой-либо точки входа. При этом сама антенная система наклонена на некоторый угол, обычно 45° , относительно вертикали (см. рис. 4).

В отечественной нефтяной промышленности используются в основном стальные вертикальные резервуары типа РВС и РВСПК [10]. Резервуары РВС имеют жесткую фиксированную крышу, и их диаметр составляет не более 50 метров. РВСПК имеют плавающую крышу и диаметры от 50 до 120 м. Высоты резервуаров составляют от 18 до 23 м. Резервуары РВСПК имеют специальные стойки (опоры), которые при сливе нефти поддерживают крышу на определенной высоте. Их число зависит от конструкции и веса крыши и, как правило, одна стойка рассчитана на площадь от 24 до 36 м². Стойки съемные, поэтому акустический профилограф обычно конструируется таким образом, чтобы его можно было опускать в нефть через втулки стоек, диаметр которых составляет от 90 до 100 мм. На днище резервуара могут быть расположены нагреватели, сливные и наливные трубы и другие конструкции.

Нефтяной резервуар, заполненный сырой нефтью, является сложной неоднородной средой. При работе профилографа в нем всегда присутствуют сильные мешающие эхо-сигналы, вызванные отражениями волн от стенок резервуара, стоек и донных конструкций. Часто встречается

наличие вертикальных градиентов температуры, а иногда и горизонтальная анизотропия температур. Диапазон используемых частот в акустических профилографах составляет от 130 до 150 кГц. Излучающим сигналом обычно является тональная посылка с длительностями от нескольких сотен микросекунд до 10–15 миллисекунд. Используется и излучение сложных сигналов с последующей корреляционной обработкой, однако их эффективность сильно зависит от типа рассеивающей поверхности. В большинстве случаев поверхность нефтешлама имеет диффузный характер (см. рис. 4), т.е. в ней отсутствуют области, когерентно отражающие ультразвук (зеркальные точки), и поэтому выигрыш от применения сложных сигналов для таких рассеивающих поверхностей крайне мал. Экспериментальных исследований коэффициентов обратного рассеяния от поверхности нефтешламов и их угловых зависимостей, насколько нам известно, не проводилось, но косвенные измерения уровней эхо-сигналов показывают, что коэффициенты обратного рассеяния на указанных частотах могут составлять от -28 до -36 дБ в диапазонах углов скольжения от 15° до 50° . Согласно [12], такие уровни обратного рассеяния характерны для мелкого песка и илистого грунта с неровностями, большими длинами волны. В связи с вышесказанным, акустический профилограф должен иметь достаточно высокий уровень излучения, (не менее 200–205 дБ относительно 1 мкПа/(В м) или 10–18 кПа) и высокий входной динамический диапазон – не менее 75 дБ. Объем отложений вычисляется по значениям локальных высот поверхности, которые рассчитываются по измеренным значениям локальных наклонных дальностей R_n , (см. рис. 2), поэтому основные погрешности значений локальных высот определяются погрешностью измерения наклонной дальности R_n , которая в свою очередь зависит от погрешности измерения скорости звука C_n в сырой нефти. В некоторых западных батиметрах имеется встроенный измеритель скорости звука [6], однако в большинстве случаев скорость звука измеряется непосредственно самим профилографом.

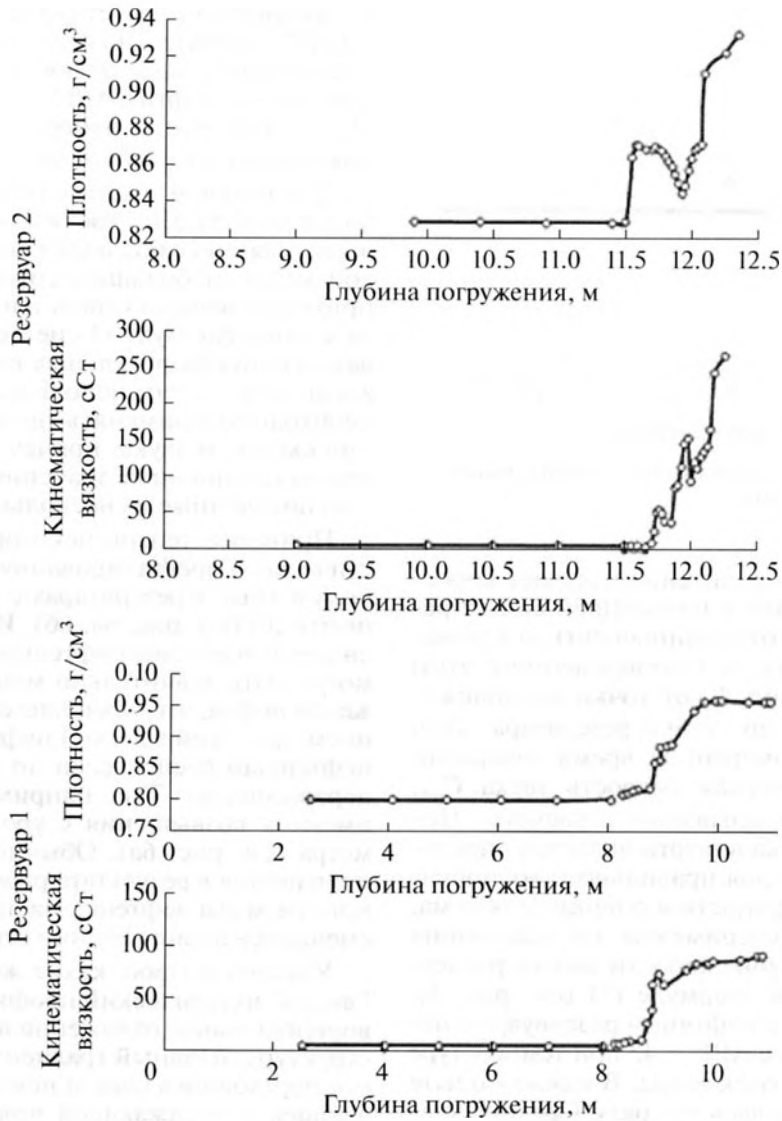


Рис. 3. Вертикальные профили вязкости и плотности для двух резервуаров диаметром 50 м.

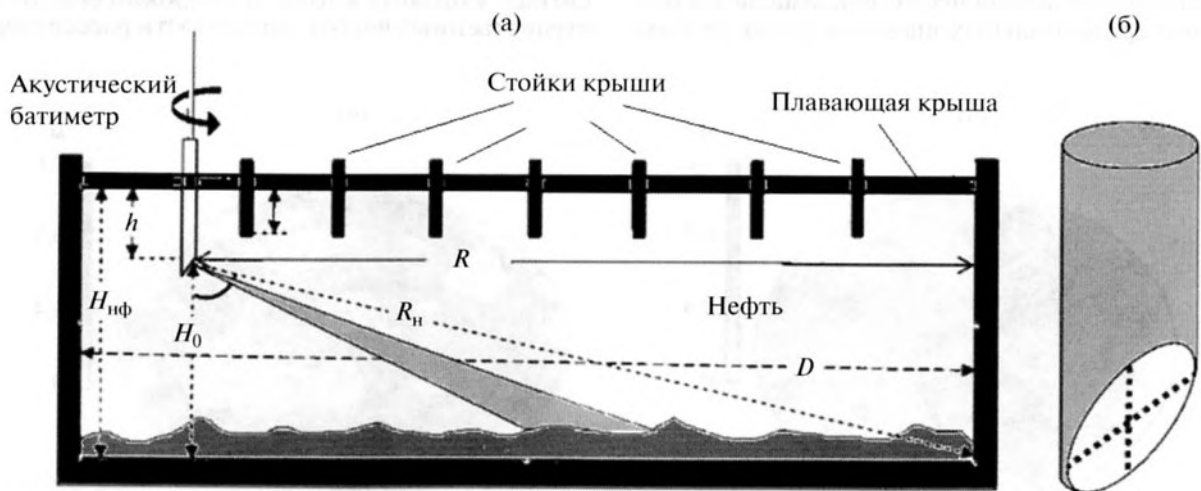


Рис. 4. (а) Геометрия расположения акустического батиметра при его опускании через втулку стойки крыши, (б) крест Миллса.

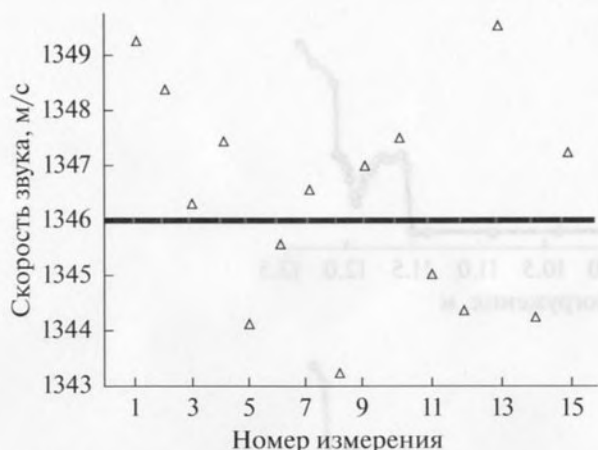


Рис. 5. Сравнение расчетной скорости звука с экспериментальными данными.

Для этого акустическая антенна излучает короткий сигнал по нормали к ближайшей стенке резервуара, принимает отраженный сигнал и измеряет его время задержки. Одновременно с этим измеряется расстояние $R_{ст}$ от точки расположения центра антенны до стенки резервуара. Зная это расстояние и измеренное время задержки, определяется фактическая скорость звука $C_{иф}$, которая потом и закладывается в расчеты. Поскольку скорость звука в нефти является определяющим параметром для правильного воспроизведения формы поверхности и оценки ее объема, были проведены эксперименты по сравнению фактически измеренной скорости звука с расчетными значениями по формуле (1) (см. рис. 5). Опыты проводились в нефтяном резервуаре с налитой сырой нефтью с $API^\circ = 45$ при температуре $20^\circ C$ из нескольких точек входа. В каждом опыте скорость звука измерялась три раза. Средние значения скорости при каждом опыте на рис. 5 показаны треугольниками. Из представленных данных следует, что для легкой нефти максимальный разброс экспериментальных значений скорости звука

по сравнению с расчетным составляет ± 3 м/с или $\pm 0.22\%$. Значительно большие отличия наблюдаются в сырой нефти среднего и тяжелого типа. Так, для средней нефти с $API^\circ = 35$ и температуры $20^\circ C$ $C_{расч} = 1400$ м/с, а измеренные значения имеют максимальный разброс до $\pm 1.15\%$.

Для тяжелой нефти различия составляют уже более чем $\pm 2.5\%$. Увеличение разброса, скорее всего, связано с большей неоднородностью тяжелой нефти и большим содержанием различных примесей, водных капель и пузырьков газа. В связи с этим формулу (1) целесообразно использовать для предварительных качественных оценок, а для корректного использования профилографа необходимо применять прямые методы измерения скорости звука, причем желательно использовать усредненные значения измеренной скорости, полученные из нескольких точек входа.

Приведем теперь некоторые результаты акустического профилирования донных отложений, полученные в резервуарах с различными типами нефти [6] (см. рис. 6а, 6б). Из этих изображений видно, что объемы нефтешлама для легкой нефти могут быть значительно меньшими, чем для тяжелой нефти, что объясняется меньшим содержанием примесей в легкой нефти. Также видно, что нефтешлам распределен по площади дна крайне неравномерно. Так, например, на поверхности имеются возвышения с уровнями более одного метра (см. рис. 6а). Обычно такие образования появляются в результате работы устройств струйного размыва нефтешлама, при котором его часть смещается в направлении струи.

Уместен вопрос, какие же донные отложения “видит” акустический профилограф? Как уже говорилось выше, отложения имеют многослойную структуру, плавный градиент изменения плотности переходного слоя и неизвестный вид рассеивающей и отражающей поверхности. В связи с этим практически невозможно рассчитать, от какой части слоя нефтешлама придет отраженный сигнал, учитывая к тому же широкий спектр пространственных частот поверхности рассеяния. Из

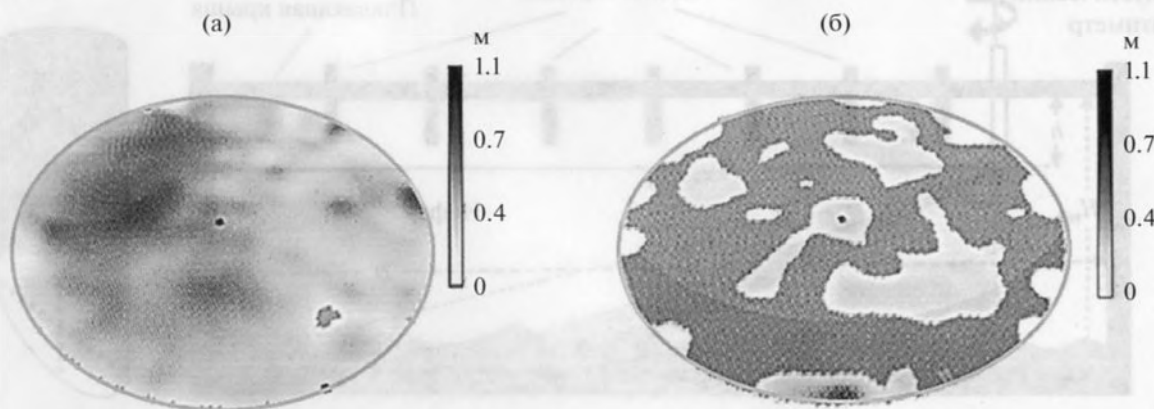


Рис. 6. Акустические изображения донных отложений [6]. (а) Диаметр резервуара 65 м, средняя нефть, объем нефтешлама 1051 м³. (б) Диаметр резервуара 65 м, легкая нефть, объем нефтешлама 234 м³.



Рис. 7. Фрагмент двумерного акустического изображения поверхности нефтешлама при установке профилографа в центре крыши резервуара с тяжелой нефтью [6].

приведенных на рис. 3 данных переходные слои отчетливо видны, и их толщины абсолютно непредсказуемы и существенно различаются для разных резервуаров. Разумеется, что не весь объем переходного слоя будет вносить свой вклад в общий объем, однако, располагая только “акустическим” изображением, количественно оценить этот вклад невозможно из-за сложного характера рассеяния звука от переходного слоя с плавными изменениями акустического импеданса. Обзор возможных теоретических подходов к решению подобной задачи акустического обратного рассеяния неровным слоистым дном и их сопоставление с результатами экспериментов приведены в работе [13], из которой следует, что теоретические оценки весьма сложны и могут

быть сделаны только для каких-то частных случаев, и пока что единственный путь — это получение экспериментальных данных.

Нефтяные резервуары являются замкнутыми металлическими конструкциями и содержат множество элементов, хорошо отражающих звук. В результате в полученных данных всегда будут присутствовать мощные эхо-сигналы, вызванные боковым полем излучающей антенны. Причем, учитывая, что эти эхо-сигналы отражаются от металлических элементов, размеры которых много больше длины волны, их уровень, принятый даже по боковому полю, может превышать уровень эхо-сигналов обратного рассеяния при излучении основным лепестком излучающей антенны. Введение аподизации как в режиме излучения, так и в режиме приема, конечно, ослабляет указанные эффекты, однако при этом значительно ухудшается угловое разрешение антенн, причем тем больше, чем выше уровень подавления бокового поля антенн. Ухудшение углового разрешения антенн крайне нежелательно, особенно для антенн небольших волновых размеров, которые можно опускать через втулки стоек крыши. На рис. 7 показан фрагмент акустического изображения поверхности нефтешлама, полученный на частоте 150 кГц при обследовании резервуара с диаметром 52 м с тяжелой нефтью [6].

Прежде всего, видно, что из-за высокого поглощения и увеличения угла скольжения эхо-сигналы от поверхности детектируются только в центральной области резервуара (на рис. 7 эта область показана стрелкой), и акустический контраст этой области достаточно мал. Поэтому для

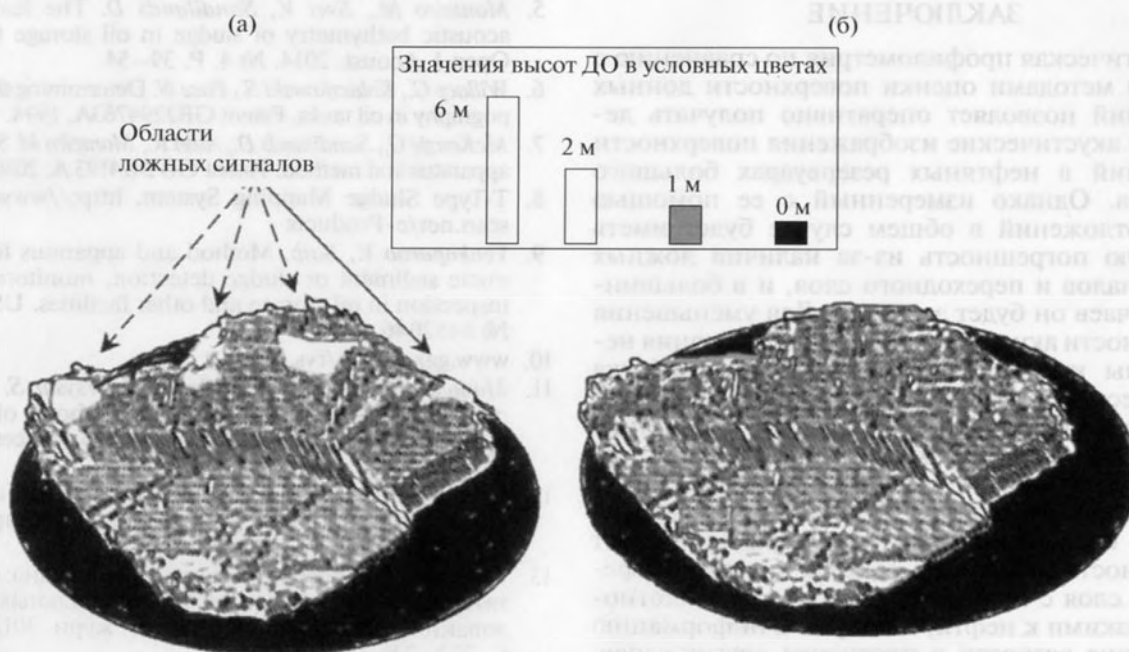


Рис. 8. (а) Изображение области нефтешлама с учетом ложных сигналов, объем равен $V_1 = 1180 \text{ м}^3$; (б) та же область нефтешлама после коррекции, объем равен $V_2 = 860 \text{ м}^3$.

тяжелой нефти обследование производят, как правило, из нескольких точек входа, и полученные изображения сшиваются. На изображении рис. 7 присутствуют отметки сильных эхо-сигналов, отраженных от стоек крыши, на что указывает их дискретность и периодичность. Учитывая наклон приемоизлучающей антенны 45° и заглубление прибора на 0.5 м ниже длины стойки (2 м), с высокой степенью вероятности можно предположить, что эти эхо-сигналы сформированы боковым излучением антенны. Эхо-сигналы от стенки резервуара также хорошо видны. При построении поверхности мешающие эхо-сигналы, попавшие в область рассеянных сигналов, создадут ложные пики, или “ложные” высоты поверхности, причем довольно значительные. А это означает, что вычисленный объем построенной поверхности будет завышен, что иллюстрируется на рис. 8.

Из приведенного рассмотрения следует, что акустический профилограф построит некоторое трехмерное изображение поверхности отложений, по которой можно рассчитать их объем. Но этот объем будет сформирован не только полезными сигналами, но и ложными эхо-сигналами, отраженными от различных металлоконструкций, находящихся в резервуаре, и частично структурами переходного и донного слоев. Иначе говоря, вычисленный объем отложений с учетом мешающих эхо-сигналов по построенной поверхности акустическим профилографом будет всегда завышен.

Заметим, что на практике наиболее важна оценка объема нефтешлама в твердой фазе, который невозможно размыть и откачать.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Акустическая профилометрия по сравнению с другими методами оценки поверхности донных отложений позволяет оперативно получать детальные акустические изображения поверхности отложений в нефтяных резервуарах большого диаметра. Однако измеренный с ее помощью объем отложений в общем случае будет иметь значимую погрешность из-за наличия ложных эхо-сигналов и переходного слоя, и в большинстве случаев он будет завышен. Для уменьшения погрешности акустического профилирования необходимы как дополнительная пост-обработка акустических изображений, которая позволяет устранить ложные эхо-сигналы, так и дополнительные измерения вязкости и плотности содержимого резервуара по всей его глубине хотя бы в нескольких точках для оценки параметров переходного слоя. Измерение этих параметров дает возможность исключить объемы участков переходного слоя с параметрами вязкости и плотности, близкими к нефти, и получить информацию о величине вязкости и плотности других слоев,

включая самый нижний донный слой. В этом случае после слива нефти, зная параметры насосов, можно оценить объем отложений, которые возможно откачать, и только после вскрытия резервуара оценить объем оставшегося нефтешлама в твердой фазе, а следовательно, и трудоемкость его удаления. Иначе говоря, объем твердой фазы нефтешлама можно записать в виде

$$V_{\text{ТФ}} = V_{\text{АК}} - V_{\text{РЭ}} - V_{\text{ПС}}, \quad (4)$$

где $V_{\text{ТФ}}$ — объем твердой фазы нефтешлама, $V_{\text{АК}}$ — объем, измеренный акустическим профилографом, $V_{\text{РЭ}}$ — объем, обусловленный мешающими эхо-сигналами, $V_{\text{ПС}}$ — откачанный объем переходного слоя. Разница между объемом, измеренным акустическим батиметром $V_{\text{АК}}$, и объемом “твердых” отложений $V_{\text{ТФ}}$ может колебаться от 15 до 50% в зависимости от типа нефти, условий эксплуатации резервуара и используемого оборудования для очистки.

Авторы благодарят участников семинара С.А. Рыбака “Акустика неоднородных сред” за плодотворное обсуждение данной работы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Wang Z., Nur A. Ultrasonic velocities in pure hydrocarbons and mixtures // J. Acoust. Soc. Am. 1991. V. 89. № 6. P. 2725–2730.
2. Wang Z., Nur A., Batzle M.L. Acoustic velocities in petroleum oils // J. Pet. Technol. 1990. V. 42. P. 192–200.
3. Bhatti S.S., Wachinger S. Studies of ultrasonic velocity in petrol, diesel and kerosene oil // Acoust. Lett. 2001. V. 8. № 7. P. 105–108.
4. Мунгалимов П.З. Исследования диэлектрических параметров нефтяного шлама // Теплофизика высоких температур. 2009. Т. 47. № 4. P. 606–608.
5. Monteiro M., Svet V., Sandilands D. The features of acoustic bathymetry of sludge in oil storage tanks // Open J. Acoust. 2014. № 4. P. 39–54.
6. Willacy G., Kolaczowski S., Pace N. Determining sludge topography in oil tanks. Patent GB2294763A, 1994.
7. McKenzie G., Sandilands D., Auld R., Monteiro M. Scanning apparatus and method. Patent GB 2474193 A, 2010.
8. T-Type Sludge Mapping System. <http://www.ocean-scan.net/c-Products>
9. Venkoparao V., Saib. Method and apparatus for automatic sediment or sludge detection, monitoring, and inspection in oil storage and other facilities. US Patent № 8452046, 2013.
10. www.gazovic.ru/rvs
11. Monteiro M., Svet V., Sandilands D., Tsysar S. Experimental investigations of various methods of sludge measurements in storage oil tanks // Advances in Remote Sensing. 2015. № 4. P. 119–137.
12. Каблов Г.П., Свердлин Г.М., Яковлев А.Н. Гидролокаторы ближнего действия. С.-Пб.: Судостроение, 2000. 200 с.
13. Ивакин А.Н. Рассеяние звука дном океана: результаты теоретических и экспериментальных исследований последних лет // Акуст. журн. 2012. Т. 58. С. 222–226.