

4. *Методическое* руководство по исследованию малодебитных (до $40 \text{ м}^3/\text{сут}$) фонтанирующих скважин и скважин, возбуждаемых компрессором / Г. Д. Лиховол, П. В. Шевелев, В. И. Саулей. Нижневартовск: Западно-Сибирская ОМЭ. 1982. 44 с.
5. *Аметов И. М., Ализаде М. М.* О построении модели пласта по результатам гидродинамических исследований // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1975. № 8. С. 45–48.
6. *Лиховол Г. Д.* Определение коэффициентов продуктивности методом идентификации // Нефтяное хозяйство. 1990. № 2. С. 42–46.
7. *Кульпин Л. Г., Мясников Ю. А.* Гидродинамические методы исследования нефтегазовоносных пластов. М.: Недра. 1974. 200 с.
8. *Щелкачев В. Н.* Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. М.: Гостоптехиздат. 1959. 468 с.

УДК 550.832.54

Т. Е. Меженская
ООО "Нефтегазгеофизика"
С. Ю. Шигапова
ЗАО "Нефтегеотехнологии"

АНАЛИЗ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ С/О-КАРОТАЖА НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБРАБОТКИ ИЗМЕРЕНИЙ В РЕГИОНАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

На производственных материалах Западной Сибири показаны необходимость и пути усовершенствования методики С/О-каротажа и интерпретации данных с целью повышения достоверности.

Методика определения текущей нефтенасыщенности по данным С/О-каротажа в терригенных разрезах Западной Сибири на этапах внедрения претерпевала ряд существенных изменений в ходе обработки порядка полутора тысяч скважин.

Основной проблемой при интерпретации полученных данных была недостаточная достоверность оценки текущего насыщения на качественном и количественном уровнях, что проверялось результатами освоения скважин.

Можно выделить следующие причины подобного явления:

- ложные эффекты нефтенасыщенности в водоносных пластах и пластах, промытых низкоминерализованной нагнетаемой водой;
- неоднозначность оценки текущего насыщения в низкопористых глинистых коллекторах ($k_{п}$ 16–20%, $C_{гд} \geq 0,4$);
- отсутствие обоснованных требований к методике проведения исследований и оценке качества получаемых данных.

Усовершенствование технологий оценки текущего насыщения в дальнейшем проводилось совместно с производственными предприятиями “Нефтегеотехнология” и “Сургутнефтегеофизика”.

Исследования проводились на примере 50 отобранных скважин с характерной геолого-технической ситуацией с целью сравнительного анализа и испытания новых методических решений. Адаптация и тестирование этих решений на каждом этапе исследований проводились в производственном режиме.

Для совершенствования методики использовались измерения на моделях и их систематизация, расчеты методами математического моделирования, обобщение результатов производственного опробования.

Ложные эффекты нефтенасыщенности

Проблема ошибочного эффекта нефтенасыщенности в первоначально водоносных коллекторах и в промытых интервалах наблюдалась в пластах с низкой минерализацией вод.

На основе отобранных материалов выполнялось исследование в рамках оконного варианта обработки – рассматривались различные варианты временных и энергетических окон, сравнивались результаты по спектрам гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) и результаты по спектрам гамма-излучения радиационного захвата (ГИРЗ). В итоге сформировались оптимальные параметры расчета, и стала очевидной необходимость перехода на использование данных спектров ГИНР в качестве основных для обработки, так как отношение Ca/Si , полученное по спектрам ГИРЗ, сильно зависело от минерализации в пласте, что непосредственным образом влияло на каче-

ственную и количественную оценку $k_{\text{пн}}$ по С/О. Погрешность, вносимая в определяемый коэффициент нефтенасыщенности фактором изменения минерализации, достигала 100%.

Использование данных спектров ГИНР при расчете оптимизированных параметров обработки впоследствии при опробовании подтвердилось получением корректного и устойчивого результата.

В коллекторах, первоначально заполненных водой, в случае низкой минерализации вод $k_{\text{н}}$ по С/О, полученный в рамках нового решения, отражает объективную картину. На рис. 1 показан пример, иллюстрирующий два результата: первоначальный результат ($k_{\text{н}}$ -С/О), полученный на основе спектров ГИРЗ, и результат ($k_{\text{н}}$ -С/О), полученный по методике, в основу которой положено использование спектров ГИНР. На диаграмме выведен первоначальный $k_{\text{н}}$ (ГИС). Красными стрелками отмечены водоносные интервалы, на которых по первым результатам [1] наблюда-

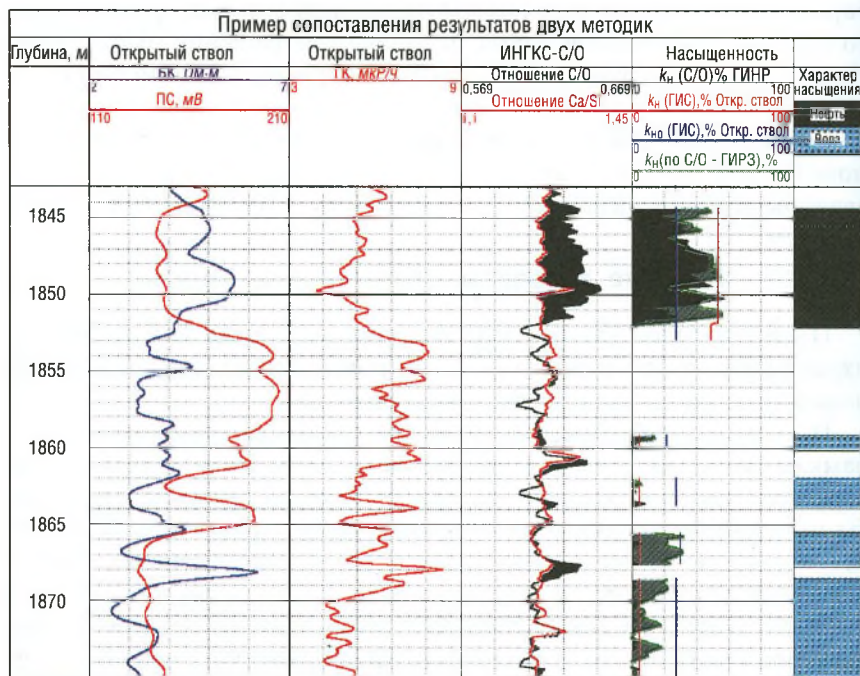


Рис. 1. Пример сравнения результатов, полученных по двум методикам

ется значительное для водоносного участка превышение k_n . При этом в нефтенасыщенной части пласта различие незначительное.

Далее внесение описанных изменений позволило получить достоверный объективный результат в случае опреснения. Зоны обводнения подтверждаются данными термометрии и наличием геохимических аномалий, фиксирующихся методом СКГ. Более того, в сегодняшней технологии используется факт сопоставления k_n , полученного по данным ГИНР и ГИРЗ для установления интервалов, промытых пресной водой. На рис. 2 показан пример опреснения, на котором сопоставляются два $k_n - k_n(C/O-ГИРЗ)$ и $k_n(C/O-ГИНР)$. В пласте 1 наблюдается значительное превышение $k_n(ГИРЗ)$ над $k_n(ГИНР)$

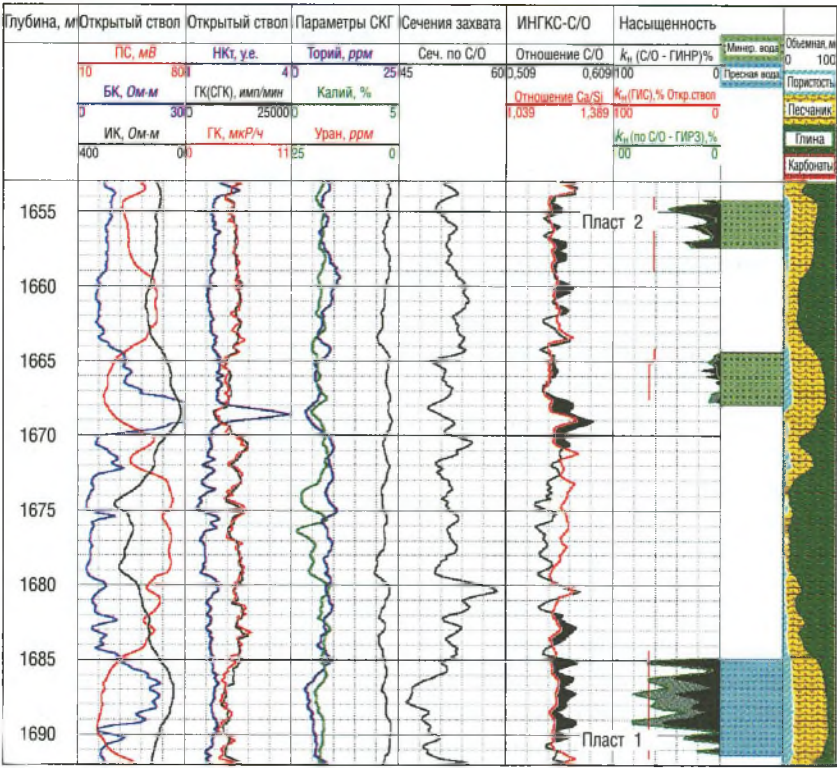


Рис. 2. Пример промывки пласта пресной водой

в то время как в пласте $2 k_n$ (ГИНР) и k_n (ГИРЗ) совпадают. В данном случае этот факт наблюдается в связи с закачкой в пласт пресных поверхностных вод.

На основе расчетов методами математического моделирования была получена оценка погрешности, вносимой влиянием минерализации. Изменение минерализации на 100 г/л вносит погрешность в k_n (ГИНР) – 20%, в k_n (ГИРЗ) – более 100%.

Настоящее методическое решение устранило ряд субъективных факторов, присутствовавших ранее при получении конечного результата. Учет уровня чувствительности “вода/нефть” выполнял интерпретатор, что снижало объективность учета этого фактора. На сегодня чувствительность “вода/нефть” определяется при базовой калибровке аппаратуры. В технологию также включена более корректная нормализация кривых C/O и Ca/Si, которая выполняется по водоносному интервалу, что исключило необходимость ручной корректировки взаимного положения кривых C/O и Ca/Si.

Погрешность, вносимая в k_n по C/O влиянием пористости и глинистости

Исследование результатов, полученных при обработке отобранных скважин в пластах с известными коллекторскими свойствами, показало зависимость получаемых результатов от пористости и глинистости. При уменьшении пористости и увеличении глинистости коллекторов погрешность получения k_n существенно возрастала. Для определения характера этой связи были проведены исследования на натурных моделях в диапазоне пористости 0,8–33,3% и сформированы палеточные зависимости, используемые в дальнейшем для ввода поправки за влияние пористости (рис. 3). В [1] приводятся описание схемы расчета и, в частности, зависимости, используемые для ввода поправки за влияние пористости. Представленная схема расчета и фигурирующие в ней константы убедительно доказывают довольно существенное влияние пористости на результат определения нефтенасыщенности и подтверждают, что абсолютная погрешность ее определения при неучете пористости может достигать в терригенном разрезе 20–30%. Опробование новой технологии в производственном режиме в течение полугодового периода подтвердило, что учет влияния пористости по предложенной схеме позволяет получать коррек-

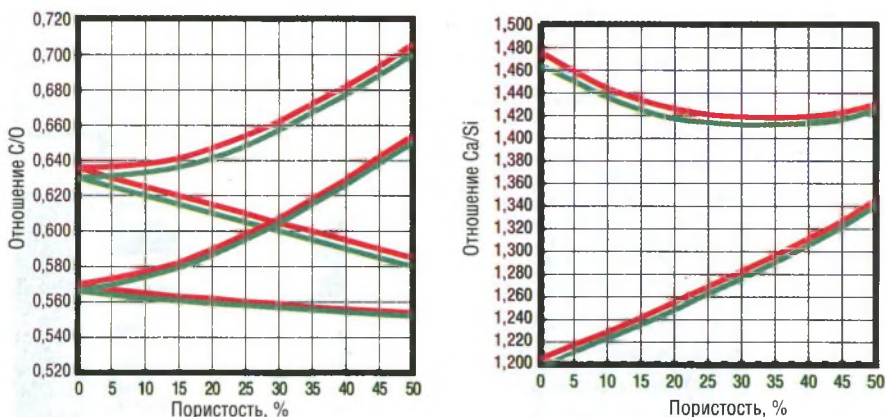


Рис. 3. Палетки для введения поправки за влияние пористости

тный результат в разрезах с существенно меняющейся пористостью коллекторов (от 16 до 27% и выше). Таким образом, порог пористости, допускающий оценку $k_{\text{пн}}$, снижен до 16%.

Влияние глинистости также отражается на точности получения $k_{\text{пн}}$ по C/O. С увеличением глинистости коллекторов погрешность получения $k_{\text{пн}}$ заметно возрастает. Оценить уровень погрешности, вносимой в $k_{\text{пн}}$ влиянием глинистости коллектора, к настоящему времени сложно, но очевиден факт занижения $k_{\text{пн}}$ при увеличении глинистости. Учет глинистости позволяет устранить эту погрешность, что демонстрируют многочисленные примеры. На рис. 4 проиллюстрирован пример сопоставления $k_{\text{пн}}$, рассчитанного без учета влияния глинистости, и $k_{\text{пн}}$, рассчитанного с поправкой за влияние глинистости. На примере наблюдается значительное занижение $k_{\text{пн}}$ (без поправки за глинистость) при увеличении глинистости.

В настоящее время проводятся опытно-методические работы в ЗАО «Нефтегеотехнология» по оценке коэффициентов текущей пористости и глинистости по комплексу методов нейтрон-нейтронного каротажа, интегрального и спектрометрического гамма-каротажа, импульсного нейтрон-нейтронного каротажа.

Более точная оценка указанных параметров позволит существенно уменьшить погрешность определения коэффициента текущей нефтенасыщенности по C/O.

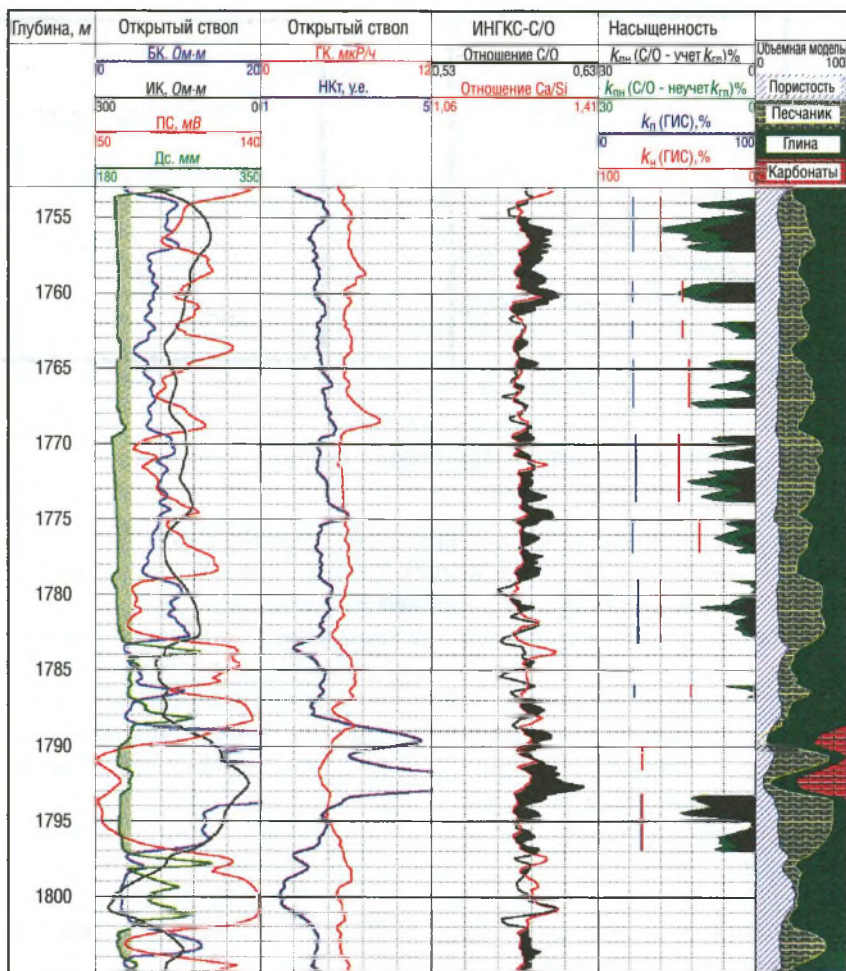


Рис. 4. Пример учета влияния глинистости

**Погрешность, вносимая в k_h по С/О влиянием
ближней зоны пласта**

Дополнительно в точность определения k_h вносится фактор влияния ближней зоны пласта, который может привести к существенным систематическим погрешностям. Приводятся оценки погрешностей,

полученных на основе модельных расчетов методом Монте-Карло при изменении различных характеристик ближней зоны.

Факторами, влияющими на точность определения $k_{н.тек}$, являются состояние цементного камня, заполнение ствола скважины флюидами различного состава, изменение диаметра ствола скважины и колонны.

Указанные оценки позволяют сделать вывод о том, что при изменении параметров ближней зоны текущего пласта по сравнению с параметрами ближней зоны опорного пласта величина погрешности может составлять десятки процентов. Например, изменение плотности цемента на $0,40 \text{ г/см}^3$ против оцениваемого пласта по отношению к опорному приводит к систематической погрешности определения нефтенасыщенности примерно в 20% в скважинах диаметром 196 мм, обсаженных 146 мм колонной. Неконтролируемое изменение диаметра скважины против оцениваемого пласта по отношению к опорному влечет за собой 7%-ную систематическую погрешность определения k_n на каждые 10 мм увеличения диаметра. При изменении минерализации пластовых вод на 100 г/л погрешность, вносимая в определяемый k_n (ГИНР), составляет 20%, k_n (ГИРЗ) – более 100%.

Поэтому при задании опорных пластов для определения нефтенасыщенности необходимо контролировать состояние цементного камня и ствола скважины.

К настоящему времени методика учета поправок за указанные факторы не завершена. В качестве временной меры предлагается выбор опорных водонасыщенных пластов и опорных глинистых со скважинными условиями, близкими к условиям в исследуемых пластах.

Оценка качества первичных материалов

Анализ и обобщение множества скважинных данных показали, что значительные погрешности связаны с несоблюдением требований проведения скважинных исследований и требований к качеству получаемых данных.

На сегодня контролируются следующие оценочные характеристики:

- скорость каротажа;
- стабильность технологических параметров, характеризующих работу телеметрии и генератора;
- уровень выхода генератора (косвенно);
- чувствительность энергетической шкалы;
- нелинейность энергетической шкалы;

- степень деформации энергетической шкалы;
- качество работы аппаратуры по двум замерам.

Остановимся на одной из оценочных характеристик – уровне выхода генератора. В силу того, что скважинный прибор АИМС, чьи результаты анализировались в данной статье, не оснащен монитором выхода генератора нейтронов, эта оценка производилась по косвенным признакам – интегральным загрузкам в спектрах ГИРЗ и в суммарных спектрах ГИНР и ГИРЗ во время вспышки нейтронов. Если рассматривать влияние уровня выхода генератора нейтронов на результат, то становятся очевидными снижение статистики при получении расчетных параметров и понижение устойчивости результата от влияния различных факторов, например, от погрешности, вносимой при стабилизации энергетической шкалы. При расчете интегральных параметров (скоростей счета в энергетических окнах, соответствующих элементам – “O”, “C”, “Ca”, “Si”, и их отношений – C/O, Ca/Si) рассчитываются статистические погрешности этих параметров, которые анализируются на превышение допустимых значений, в результате выдается общий признак, указывающий достаточность статистики для получения качественного результата. На рис. 5 показан пример, иллюстрирующий запись при низком уровне выхода генератора (интегральный счет ГИРЗ занижен в два раза по отношению к требуемому граничному значению). На диаграмму выведены отношения C/O, Ca/Si и $k_n(C/O)$, рассчитанные по двум замерам, а также усредненный результат. При заниженном уровне выхода генератора сходимость замеров заметно падает.

Подобно выходу генератора, таким же образом на результате отражается скорость записи, так как в конечном итоге на статистическую погрешность влияет общее количество γ -квантов, накопленных при данном выходе генератора за квант.

Ввод в технологию обработки расчета оценочных параметров позволил контролировать качество получаемого результата на этапе регистрации. Помимо введения оценки и контроля технологических параметров, достоверность результата повышена путем использования данных двух замеров при получении окончательной текущей нефтенасыщенности по C/O.

Для получения предельных значений оценочных параметров использовались данные математического моделирования. В частности, было исследовано влияние нелинейности энергетической шкалы на

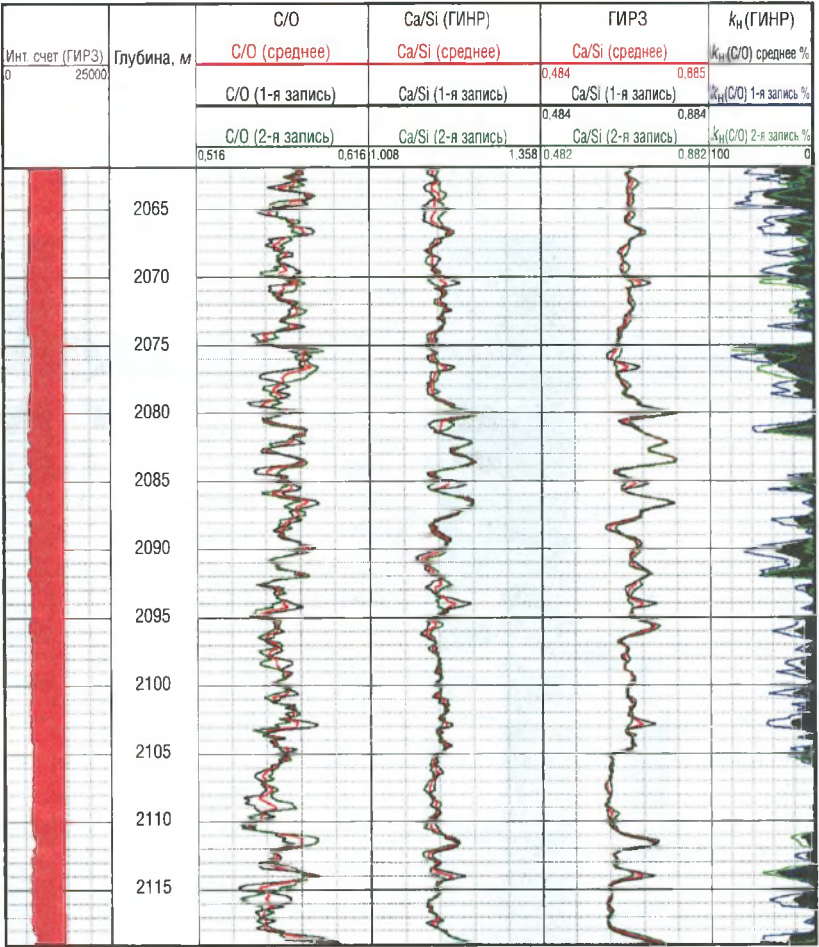


Рис. 5. Пример сходимости результатов по двум замерам при низком выходе генератора

расчетные параметры и выявлена предельно допустимая характеристика этого фактора.

Каждый технологический этап сопровождается получением характеристик, позволяющих контролировать качество прохождения этого этапа.

По результатам проводимых работ оптимальная скорость каротажа в зависимости от выхода нейтронов не должна превышать 40–60 м/ч.

Для уменьшения случайных погрешностей необходимо двойное дублирование записи в интервале исследований.

Усовершенствование программно-методического комплекса при оценке текущей нефтенасыщенности методом ИНГК-С позволило существенно повысить достоверность определения флюидального насыщения на качественном уровне в трех градациях (нефть, нефть с водой, вода). По результатам испытаний 70 скважин Нижневартовского района подтвержденность составила порядка 85–90%. Анализ несовпадений показал, что ошибки имеются, в основном, в пластах с ухудшенными коллекторскими свойствами и в случаях прорыва нагнетаемых вод по маломощным (~10–20 см) пропласткам. В качестве примера на рис. 6 приведены результаты исследования и освоения скважины. В интервале 1800–1804 м перфорирован нефтеводонасыщенный пласт. По результатам освоения получен приток жидкости дебитом 93 м³/сут, из них 53 – нефти и 40 – воды.

Таким образом, переобработка порядка 50 скважин Западной Сибири и опробование усовершенствованной технологии в течение полугодового периода в производственном режиме позволяют уверенно констатировать, что использование методики обработки данных С/О-каротажа, описанной в [1], позволяет:

- увеличить точность определения k_n ;
- исключить зависимость результата от влияния минерализации и увеличить устойчивость результата в ситуациях, усложненных техническими причинами;
- снизить погрешность определения k_n в низкопористых и глинистых пластах;
- контролировать качество материалов и состояние аппаратуры на всех технологических этапах решения задачи оценки нефтенасыщенности пород по данным С/О-каротажа;
- широко применить метод для контроля текущей нефтенасыщенности на качественном и количественном уровне независимо от минерализации пластовых и нагнетаемых вод.

ЛИТЕРАТУРА

1. Велижанин В. А., Меженская Т. Е. Некоторые вопросы методического обеспечения аппаратуры АИМС при определении текущей нефтенасыщенности коллекторов // Геофизический вестник. 2003. № 12.

УДК 550.832.44

*А. С. Варыхалов, Д. В. Белоконов,
В. А. Пантюхин, В. В. Рыбаков
ООО "Нефтегазгеофизика"*

АКУСТИЧЕСКИЙ ТРУБНЫЙ ПРОФИЛЕМЕР-ТОЛЩИНОМЕР АТП-73

Рассматриваются вопросы разработки и применения для контроля технического состояния обсадных колонн приборов акустического каротажа на отраженных волнах, позволяющих измерять внутренний диаметр и толщину колонны. С помощью приборов можно определить первоначальный этап коррозии и где происходит коррозия – изнутри или снаружи колонны. Описан высокочастотный (450 кГц) акустический трубный профилемер-толщиномер. Испытания в Нижневартовске и Сургуте показали возможность определения в сканирующем режиме внутреннего радиуса и толщины обсадных колонн.

В России сегодня имеется огромный парк старых скважин, для которых контроль их технического состояния является актуальной задачей. Эта проблема решается различными методами: радиоактивным, электромагнитным, акустическим. Радиоактивный и электромагнитный методы дают усредненную информацию о толщине колонны и удобны для определения равномерной и широко распространенной коррозии, сквозных отверстий и трещин, погрешность измерения толщины колонны $\pm 0,5$ мм. Механические профилемеры предназначены для измерения профиля поперечного сечения колонны и выявления локальных деформаций колонны. Приборы акустического каротажа на отраженных волнах обеспечивают одновременное измерение внутренних радиусов колонны и ее толщины.

Приборы высокочастотного акустического каротажа имеют многие зарубежные геофизические фирмы.

Прибор CET (Cement Evaluation Tool) [1] фирмы Schlumberger обеспечивает оценку сцепления цементного камня с колонной, измерение толщины и внутренних радиусов обсадной колонны в восьми секторах. Резонансная частота преобразователей – 500 кГц.

Прибор DUST (Digital Ultrasonic Scanning Tool) [2] фирмы Arco Oil & Gas Company – цифровой акустический телевизор. Измеряет

толщину колонны и ее внутренний радиус. Резонансная частота преобразователя – 2 МГц.

Ультразвуковой толщиномер УТТ [3] компании Sondex содержит шесть ультразвуковых преобразователей, смонтированных в прижимных башмаках. Резонансная частота преобразователей – 2 МГц.

Список можно продолжить. Высокочастотные преобразователи обеспечивают лучшее разрешение по размерам определяемого дефекта, но высокочастотный сигнал имеет большее затухание в скважинной жидкости. Точность всех приборов при определении радиусов и толщины примерно одинакова и составляет $\pm (0,1-0,2)$ мм.

Разработки приборов акустического каротажа на отраженных волнах ведутся также и в России.

Аппаратура АРКЦ и САТ-4 производства НПФ “Геофизика” предназначена для контроля качества цементирования обсадной колонны и исследований внутренней поверхности обсаженных и необсаженных скважин [4, 5].

В ООО “Нефтегазгеофизика” разработан и внедрен в производство акустический толщиномер-профиломер АТП-73, аналогичный аппаратуре СЕТ фирмы Schlumberger.

Акустический толщиномер-профиломер АТП-73 содержит электронный блок, измерительный зонд и два центратора. Зонд включает восемь измерительных электроакустических преобразователей, расположенных вдоль образующей зонда прибора со сдвигом 45° , и один опорный, установленный вдоль продольной оси прибора. Резонансная частота преобразователей – 450 кГц. Преобразователи работают в совмещенном режиме, то есть служат как для излучения, так и для приема ультразвукового сигнала. Прибор снабжен блоком акселерометров, измеряющих зенитный угол и угол поворота прибора вокруг продольной оси.

Работа прибора основана на возбуждении преобразователями акустических импульсов и приеме отраженных волновых пакетов, по характеристикам которых вычисляются диаметр и толщина стенки обсадной трубы. Характерная форма отраженного сигнала изображена на рис. 1. Принятые сигналы оцифровываются АЦП непосредственно в приборе с разрешением 12 бит и шагом 200 нс и передаются в наземный регистрирующий комплекс с использованием быстрого канала передачи данных (скорость передачи – 200 Кбод) (см. табл.).

Для измерения радиусов по зарегистрированным волновым пакетам определяются времена прихода отраженного сигнала по макси-

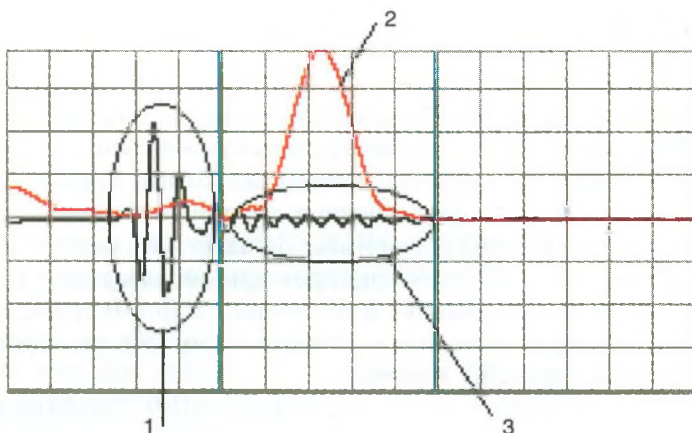


Рис. 1. Характерная форма отраженного сигнала:

1 – импульс, отраженный от внутренней поверхности колонны; 2 – спектр сигнала реверберации; 3 – сигнал реверберации колонны

Таблица

Технические характеристики прибора

Резонансная частота пьезоэлектрических преобразователей, кГц	$450 \pm 15\%$
Диапазон измерений, мм	
диаметра	110–240
толщины	5–10
Погрешность измерений, мм	
диаметра	$\pm 0,2$
толщины	$\pm 0,2$
Напряжение питающего тока частотой 50 Гц, В	220
Потребляемая мощность, Вт	не более 3
Диапазон рабочих температур, $^{\circ}\text{C}$	от -40 до $+120$
Максимальное гидростатическое давление, МПа	80
Максимальный диаметр без центраторов, мм	80
Масса, кг, не более	80
Длина, мм, не более	3100

муму амплитуды первого положительного вступления. Значения этих времен при известной скорости звука, измеренной опорным преобразователем, пересчитываются в расстояния. Измеренные расстояния

от преобразователя до стенки колонны корректируются на эксцентриситет и диаметр прибора. Толщина колонны рассчитывается по спектру сигнала реверберации (рис. 1) с допущением постоянства скорости звука в стали, поскольку основная частота реверберации стенки колонны обратно пропорциональна ее толщине. Полоса пропускания преобразователя 300–600 кГц соответствует диапазону частот реверберации колонны толщиной от 5 до 10 мм. Значительная шероховатость может влиять на качество вычисления толщины, что является не недостатком прибора, а ограничением метода. В случае если в спектре сигнала наблюдается несколько максимумов, для вычисления толщины колонны выбирается тот, которому соответствует значение толщины, наиболее близкое к номиналу. Внешние размеры колонны вычисляются путем сложения соответствующих внутренних радиусов и толщин. Таким образом, аппаратура позволяет определять наличие внутренней и внешней коррозии колонны.

По ослаблению амплитуды отраженного импульса могут быть выявлены дефекты колонны размером менее пятна ультразвукового пучка, падающего на стенку, равного, примерно, 20 мм.

Для обеспечения необходимой точности измерений внутренних радиусов разработана методика калибровки и проверки метрологических характеристик, которая включает:

- измерение и контроль расстояний от поверхности зонда до излучающей поверхности преобразователей;
- измерение радиусов на калибровочных устройствах;
- контрольные измерения в трубах известного диаметра и заданной толщины.

Аппаратура АТП-73 была испытана в Нижневартовске и Сургуте.

На рис. 2 показан пример измерения толщины. В первой колонке изображены значения толщины, внешнего и внутреннего диаметров колонны. Следующая колонка – глубина. Четыре колонки с цветной кодировкой представляют развертки колонны, слева направо: амплитуды отраженных акустических импульсов, средние значения внутреннего радиуса, толщины и внешнего радиуса, как суммы внутреннего радиуса и толщины. Заметим, что качество изготовления труб, применяемых в обсадной колонне, различно. Особенности изготовления труб четко проявляются на приведенном рисунке. Заметна периодичность 0,8 м в интервале 2170–2175 м и 0,45 м в интервале 2167–2170 м отклонения от номинала внутреннего радиуса до 0,4 мм и

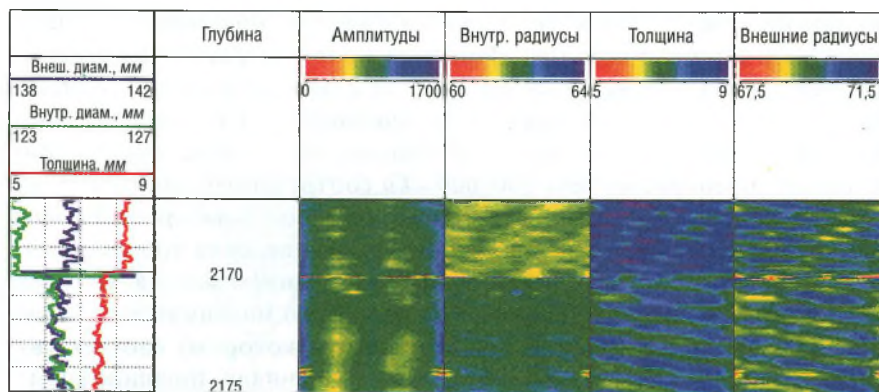


Рис. 2. Определение толщины обсадной колонны

толщины до 1,0 мм. В интервале 2167–2170 м номинальный внутренний диаметр составляет 123,3 мм, толщина – 8,2 мм, в интервале 2170–2175 м – 124,3 и 7,56 мм соответственно.

Встречаются сборки колонн, в которых внутренние радиусы и толщина остаются неизменными в пределах точности метода измерений.

Наличие двух желтых вертикальных полос на амплитудной развертке связано с небольшой расцентровкой прибора.

На рис. 3 изображена диаграмма, демонстрирующая внутреннюю коррозию колонны. В интервале 3074–3078 в секторе седьмого преобразователя отмечается локальное увеличение внутреннего радиуса (синяя область на развертке) с одновременным уменьшением толщины (красная область), что характеризует внутреннюю коррозию. По кривым в первом треке видно, что в этом интервале радиус увеличился, примерно, на 1,5 мм, а толщина уменьшилась на 1,3 мм, при этом наружный радиус в пределах погрешности измерений не изменился. Здесь же вследствие рассеяния наблюдается также ослабление амплитуды отраженных сигналов (красный цвет на развертке).

Ниже выделяется еще несколько участков с незначительным изменением внутреннего радиуса и толщины, но заметным ослаблением амплитуды отраженного сигнала. Можно предположить, что это связано с начинающейся коррозией.

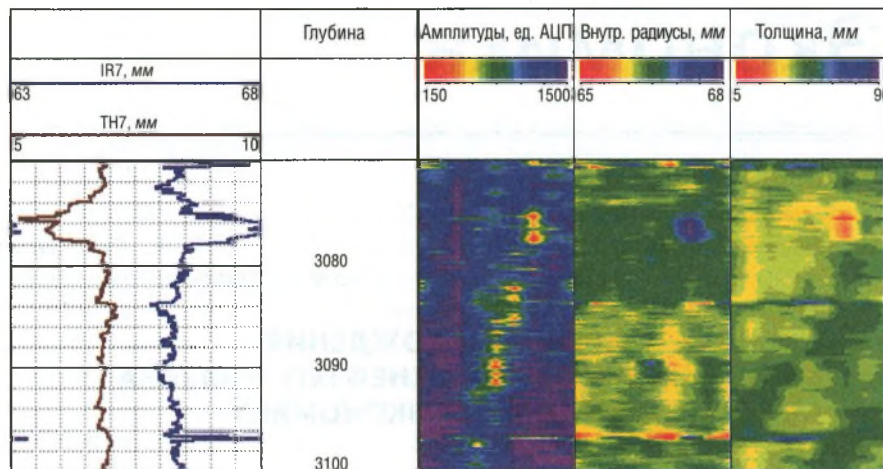


Рис. 3. Внутренняя коррозия колонны

Накопленный в настоящее время скважинный материал позволяет вести работы, направленные на дальнейшее совершенствование прибора в следующих направлениях:

1. Расчет характеристик обсадной колонны (амплитуды, радиуса, толщины) непосредственно в скважинном приборе.
2. Разработка алгоритмов оценки качества цементирования.

Авторы выражают благодарность Базину В. В. за помощь в разработке алгоритмов по оценке толщины колонны и Кочергинскому Б. М. за активную помощь в организации проведения испытаний.

ЛИТЕРАТУРА

1. Havira. R. M. Ultrasonic cement bond evaluation. SPWLA 23-th Symposium. 1982.
2. Katahara K. W., a. o. Detection of external pipe defects with modified borehole televiewer: SPWLA 29-th Symposium. 1988
3. Дж. Басс. Руководство по ультразвуковому толщиномеру UTT01. Sondex Ltd.
4. Стрелков В. И., Загидуллин Р. В., Сулейманов М. А. Скважинный акустический телевизор САТ. НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2001. Вып. 83.
5. Мантров А. В., Стрелков В. И. Ультразвуковая толщинометрия обсадной колонны. НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2003. Вып. 111–112.