

Производственный опыт

УДК 550.832

Н. К. Глебочева
Трест "Сургутнефтегеофизика"
В. М. Теленков, Э. Р. Хаматдинова
ООО "Нефтегазгеофизика"

СТРУКТУРА ЕМКОСТНОГО ПРОСТРАНСТВА ЭФФУЗИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГИС И КЕРНА

Рассмотрены способы разделения кислых эффузивных пород по типам на основе данных каротажа. Выделены четыре градации общей пористости и соответствующие им типы коллекторов.

Ключевые слова: скважины, эффузивные горные породы, коллекторы, пористость, геофизические методы, керн.

Кайнотипные эффузивные породы не обладают коллекторскими свойствами. Коэффициент общей пористости таких, в основном плотных пород, составляет 3–5% за счет отдельных изолированных пор. Исключение составляют туфогенные породы, обладающие гранулярной пористостью. Их емкостное пространство составляют пустоты между частицами пепла и обломочного материала. Образование емкостного пространства эффузивных пород происходит за счет растрескивания лавы при ее охлаждении и дальнейших процессов поверхностного выветривания и гидротермально-метасоматических преобразований. Под воздействием поверхностных условий и циркуляции гидротермальных растворов, циркулирующих по трещинам, структура емкостного пространства усложняется, образуются межзерновые и каверновые пустоты [1, 3, 4]. В результате эффузивные коллек-

торы имеют трещинную, кавернозную и гранулярную пористость в различных сочетаниях. С типом пористости связаны фильтрационно-емкостные свойства и потенциальная продуктивность залежей. Многообразии эффузивных пород и изменение их в процессе метасоматических преобразований приводят к многообразию форм емкостного пространства в зависимости от литотипов и расположения в разрезе по вертикали и латерали. С целью установления диапазона изменения коэффициента общей пористости ($k_{п.общ}$) для различных литотипов и определения его вероятных значений проведена статистическая обработка значений $k_{п.общ}$, полученных по 12 разведочным скважинам с отбором керна и последующим контролем за испытаниями гидродинамическими геофизическими методами (рис. 1) [5]. Все приведенные в статье статистические расчеты были получены при обработке данных по этим скважинам.

По частоте появления выделяются три области потенциальных коллекторов. Первый включает породы с преобладающими значениями пористости 6–12%, второй – 12–24%, третий – более 24%. Макси-

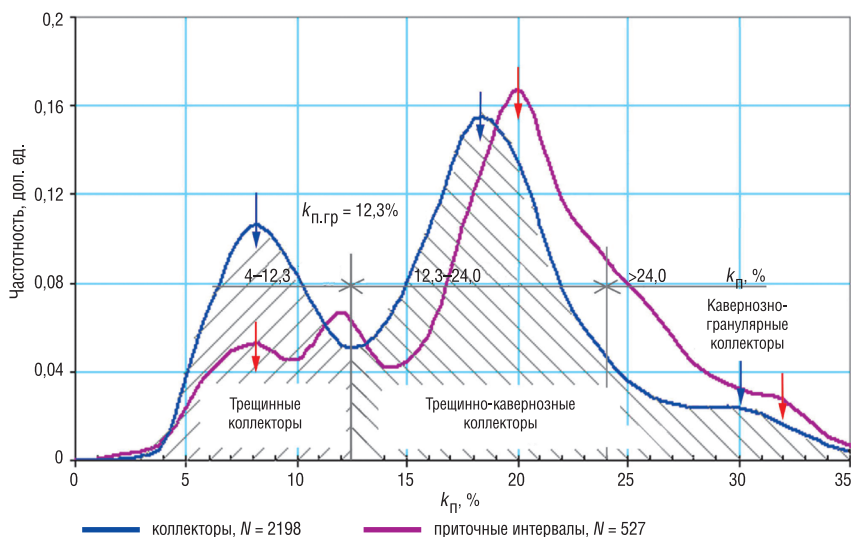


Рис. 1. Распределение значений общей пористости $k_{п}$, рассчитанной по данным ГИС, для всех коллекторов и отдельно для приточных интервалов

мальное количество коллекторов имеет пористость 12–24%, минимальное – более 24%.

Условно первый класс коллекторов можно отнести к преимущественно трещинным, второй к трещинно-кавернозным, третий к кавернозно-гранулярным. Во всех типах коллекторов по данным керна отмечается система разноразмерных трещин, в разной степени осложненных кавернами метасоматического происхождения.

Дополнительно по комплексу ГИС, включающему методы плотностного, нейтронного и акустического каротажа, проводилось определение $k_{п.общ}$ по установленным ранее петрофизическим зависимостям [7, 8]. На рис. 2 [5] приведены статистические распределения коэффициентов общей пористости, определяемых по этим зависимостям.

Отмечается смещение значений пористости при $k_{п.общ} > 24\%$ в сторону увеличения по методу нейтронного каротажа. Данный метод в большей степени отражает состав пород. В процессе метасома-

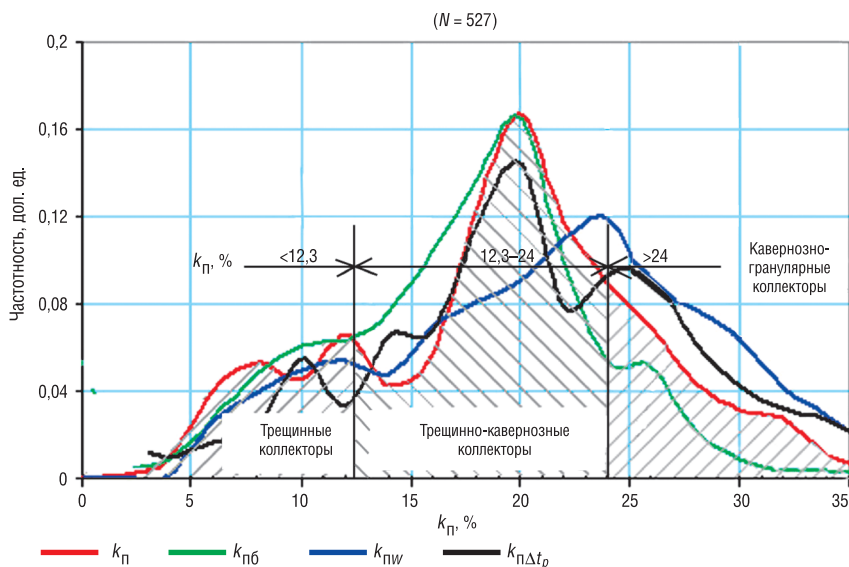


Рис. 2. Распределение значений общей пористости, рассчитанной по комплексу и по данным отдельно взятых методов АК, ГГК-П, НК, для приточных интервалов

тических преобразований эффузивных пород образуется значительное количество вторичных минералов, в частности, хлоритов и гидрослюд, обладающих высоким водородосодержанием [2, 6]. На показания акустического метода минералогический состав пород оказывает влияние в меньшей степени. Изменение показаний этого метода в основном связано со структурой емкостного пространства.

С целью получения количественных и качественных критериев определения типов емкостного пространства проводился анализ комплекса ГИС. За основу были взяты методы нейтронного, плотностного и акустического каротажа. В качестве дополнительного метода использовались данные профилометрии. Условно принимается, что эффузивные породы в процессе бурения не разрушаются, кавернозность образуется за счет наличия трещин и областей максимального метасоматического преобразования пород. Предметом анализа являлись двумерные сопоставления геофизических параметров (γ , г/см³, ω , %, Δt_p и Δt_s , мкс/м) в различных сочетаниях.

Были проведены сопоставления указанных параметров отдельно для эффузивных лавовых, туфогенных и пирокластических пород по 12 разведочным скважинам. Дополнительно сопоставления проведены в отдельной скважине, вскрывшей все указанные литотипы пород.

Для эффузивных лавовых пород (рис. 3) практически все распределения измеряемых параметров между собой связаны линейно. Незначительное отклонение от линейности отмечается для низкопоровых пород ($k_{п.общ}$ – 5–12%; Δt_p – 180–195 и Δt_s – 300–315 мкс/м) при сопоставлении интервальных времен прохождения продольных и поперечных волн. В данном диапазоне коллекторов отмечается максимальная кавернозность ствола скважины. При сопоставлении параметров плотности и водородосодержания отмечается значительный разброс точек, связанный с влиянием на показания радиоактивных методов вторичных минералов. Минимальный разброс показаний имеет место при сопоставлении акустических параметров, отражающих в большей степени структуру емкостного пространства.

При сопоставлении указанных параметров для туфогенных и пирокластических пород (рис. 4) характер распределения показаний аналогичен эффузивным лавовым породам. Зависимости в основном линейные. Нелинейно связаны данные акустического каротажа – низкопоровых пород ($k_{п.общ}$ – 5–12%; Δt_p – 180–195 и Δt_s – 300–315 мкс/м) при

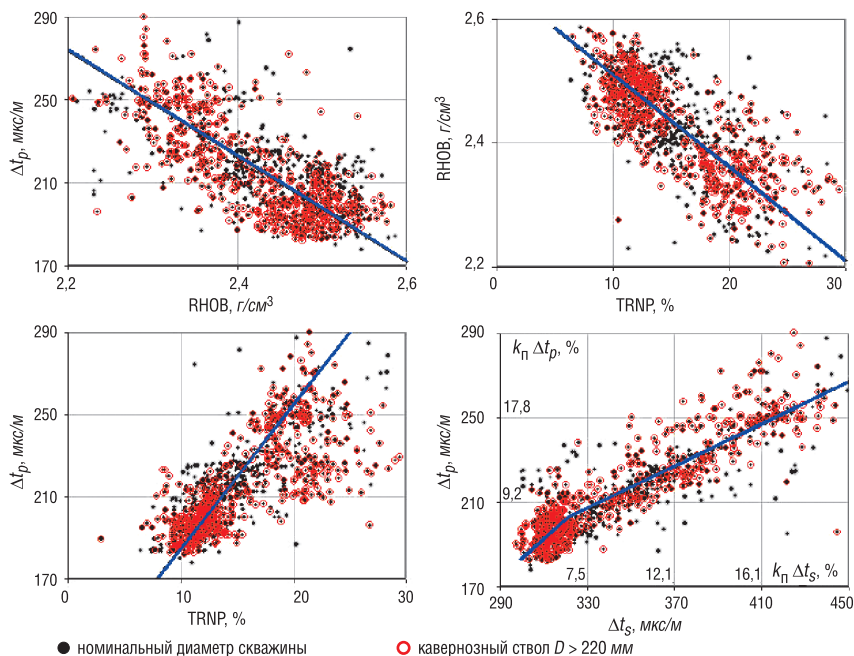


Рис. 3. Сопоставление геофизических параметров эффузивных пород

сопоставлении интервальных времен прохождения продольных и поперечных волн Δt_p и Δt_s .

При значениях коэффициентов общей пористости более 20% Δt_p – 270 мкс/м, Δt_s – 470 мкс/м отмечается изменение характера зависимости. Для пород в интервале пористости $>15\%$ отмечается повышенная кавернозность ствола скважины.

Сопоставления для эффузивных лавовых и туфогенных пород (рис. 3, 4), построены по выборкам из 12 скважин. На рис. 5 представлены подобные сопоставления геофизических параметров по одной из скважин Рогожниковского месторождения, где в разрезе представлены все типы пород и коллекторов. Независимо от общей пористости указанных пород плотность и водородосодержание имеют между собой линейную зависимость.

Нелинейная зависимость по данным акустического каротажа имеет место при сопоставлении времени прохождения продольных и попе-

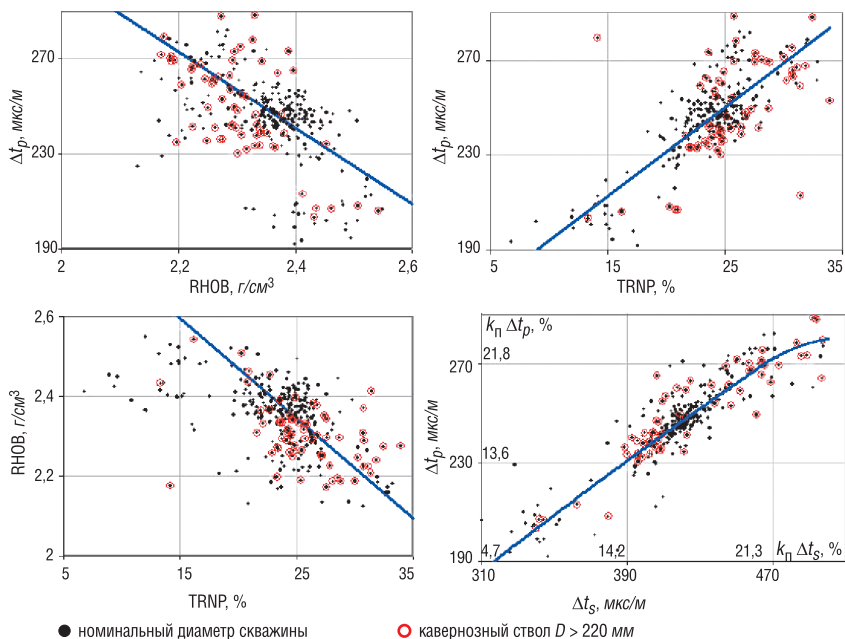


Рис. 4. Сопоставление геофизических параметров туфогенных и пирокластических пород

речных волн и разделяется на четыре отдельных отрезка со значениями общей пористости: 1–6, 6–13, 13–23% и выше 23%, что практически полностью совпадает с выделенными областями статистического распределения $k_{п.общ}$, приведенными на рис. 1. Таким образом, по данной зависимости можно выделить четыре области, соответствующие разным типам емкостного пространства:

- I – плотные породы, неколлекторы;
- II – преимущественно трещинные коллекторы;
- III – трещинно-кавернозные коллекторы;
- IV – кавернозно-гранулярные коллекторы.

В целом следует отметить, что проведенная работа на данном этапе позволила установить следующее:

- кислые эффузивные породы можно разделить по типам емкостного пространства на основе данных акустического каротажа в че-

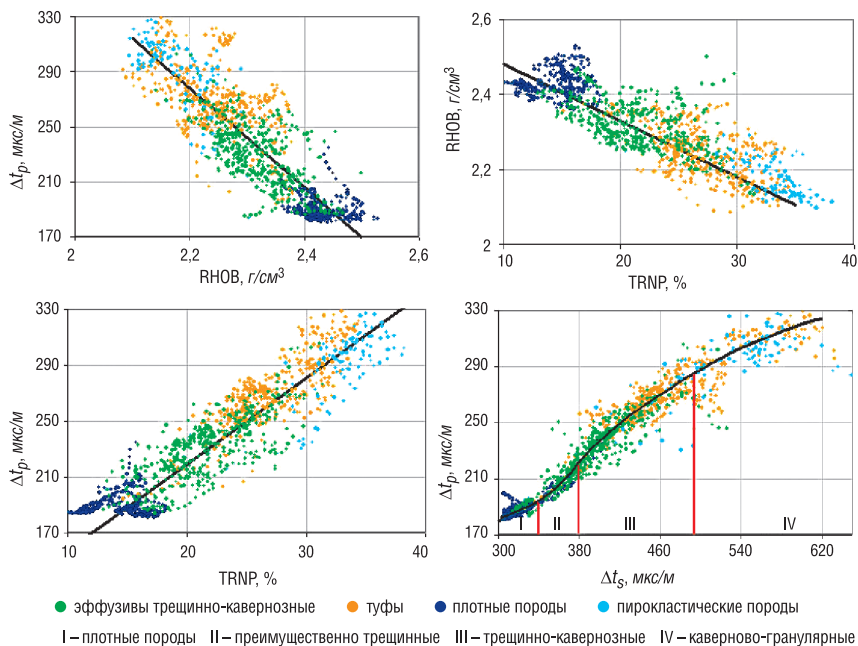


Рис. 5. Выделение литотипов пород с характерными типами емкостного пространства по сопоставлению геофизических параметров по скв. XXX Рогожниковского месторождения

тырех градациях общей пористости. Для каждой градации (кроме первой) характерен определенный тип коллектора;

- учитывая сложность емкостного пространства и наличие различных типов коллекторов во всем диапазоне пористости, а также сложного минералогического состава пород, задача решается с различной степенью вероятности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Белоусова О. Н., Михина В. В. Общий курс петрографии. М.: Недра, 1972.
2. Петрология магматических и метаморфических пород. Л.: Недра, 1973.
3. Результаты изучения керна по скв. 735, 751, 752 Рогожниковской площади Рогожниковского лицензионного участка. Тюмень. Отчеты СургутНИПИ-нефть. Тюменское отделение, 2004, 2005.

4. Результаты изучения керна по скв. 744, 745, 827 Сосновской площади Рогожниковского лицензионного участка. Тюмень. Отчеты СургутНИПИ-нефть. Тюменское отделение, 2005.
5. Совершенствование методики количественной интерпретации данных ГИС триасовых отложений Рогожниковского месторождения. Тверь–Сургут. Отчет ООО “Нефтегазгеофизика” для ОАО “Сургутнефтегаз”, 2008.
6. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). Справочник геофизика / Под ред. Н. Б. Дортман. М.: Недра, 1976.
7. *Хаматдинова Э. Р.* Литологическое расчленение эффузивных коллекторов по данным ГИС // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2008. Вып. 10 (175). С. 66–80.
8. *Хаматдинова Э. Р.* Емкостно-фильтрационные свойства эффузивных коллекторов Западной Сибири // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2008. Вып. 12 (177). С. 19–35.

УДК 550.832

А. С. Бувич, С. Н. Коршиков
ООО "Нефтегазгеофизика"

ВЫСОКОЧУВСТВИТЕЛЬНЫЙ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ПЛОТНОСТНОМЕР УЗИ-П

Разработан и испытан ультразвуковой прибор УЗИ-П для измерения плотности флюида в нефтяных скважинах. Изучена температурная зависимость показаний ультразвукового метода и разработана методика внесения поправок. Приведены результаты испытания прибора в скважинах.

Ключевые слова: скважина, флюид, плотность, измерения, акустика, прибор, температурная поправка.

Предприятием ООО "Нефтегазгеофизика" разработан и выпускается прибор ультразвуковых исследований эксплуатационных скважин (УЗИ).

Модуль УЗИ, работающий в составе комплексной скважинной аппаратуры ГРАНИТ, имеет три измерительных канала:

- канал скорости потока жидкости;
- канал времени пробега ультразвуковых импульсов, отградуированный по шкале плотности флюида при нормальной температуре;
- канал затухания принятых ультразвуковых импульсов, отградуированный по уровню сигнала в воде при нормальных условиях (затухание 0%) и в воздухе (затухание 100%).

Подробно об этом приборе рассказывалось в публикациях [1, 2]. Прибор УЗИ эффективно применяется в нагнетательных скважинах для количественных измерений расхода и плотности флюида. Однако при использовании этого прибора в нефтяных скважинах имеются ограничения, связанные с большим затуханием ультразвукового сигнала в неоднородной среде [3], например, в зонах капельного содержания нефти в гидрофобной среде. В то же время преимущества ультразвукового метода оценки плотности флюида, в частности, высокая разрешающая способность (до $0,003 \text{ г/см}^3$), подтолкнули нас на дальнейшую работу в направлении создания ультразвукового плотностномера, в полной мере работоспособного в нефтяных скважинах.

Влияние температуры на показания ультразвукового плотностномера

На рис. 1 показана реальная зависимость времени пробега ультразвукового импульса от плотности жидкости при комнатной температуре. Расстояние между излучателем и приемником 16 см. На этом графике плотность 1,00 соответствует пресной воде, более высокая плотность – растворам соли NaCl различной концентрации. Точка 0,77 – плотность бензина. Зависимость близка к линейной, во всяком случае, при градуировке она легко может быть сглажена за счет кусочно-линейной аппроксимации градуировочной характеристики.

При использовании ультразвукового плотностномера в скважинах определенные проблемы возникают из-за сильно выраженной зависимости показаний от температуры. Естественно, речь идет о зависимости, связанной с методом измерений, а не с электронной схемой прибора. Для изучения характера этой зависимости с целью разработки метода температурной корректировки проведены специальные лабораторные исследования.

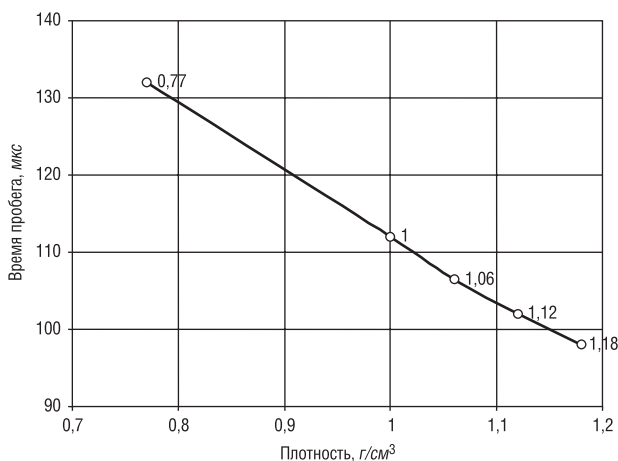


Рис. 1. Зависимость времени пробега ультразвукового импульса от плотности жидкости при комнатной температуре на базе измерений 16 см. Плотность 1,00 соответствует пресной воде, более высокая плотность – растворам соли NaCl. Точка 0,77 – плотность бензина

Предварительно канал измерения плотности прибора УЗИ был отградуирован при комнатной температуре в воде, растворах соли и в бензине.

Данные о скорости распространения упругих волн в воде в диапазоне температуры от 5 до 100 °С опубликованы в справочнике [4]. В том же справочнике приведены данные об изменении плотности пресной воды в зависимости от температуры. По этим данным построены кривые плотности воды (синяя кривая) и кривая расчетных показаний ультразвукового плотностномера УЗИ в указанном температурном диапазоне. Эти кривые, представленные на рис. 2, получены аппроксимацией справочных данных полиномами второй степени.

Для проверки соответствия реальных показаний прибора справочным данным прибор УЗИ был помещен в термостат с пресной водой. Температуру воды подняли до кипения, после этого в процессе охлаждения были зарегистрированы показания прибора при разных

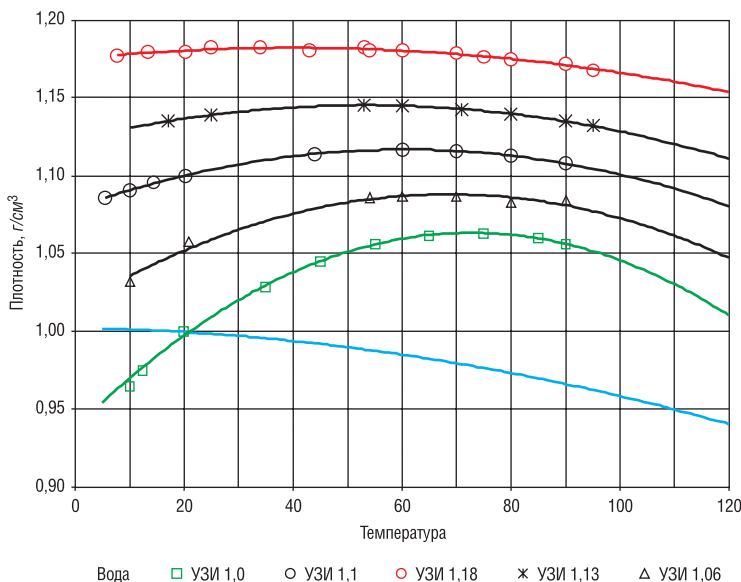


Рис. 2. Зависимость от температуры показаний ультразвукового плотностномера в растворах NaCl различной концентрации. Плотность растворов при температуре 20 °С, г/см^3 . Синим цветом показана истинная плотность воды

температурах. Для охлаждения ниже комнатной температуры в воду добавлялся снег. В результате был получен ряд точек, которые наложены на график, построенный по справочным данным (рис. 2, зеленая кривая). Показания прибора в пресной воде удовлетворительно совпали с расчетной кривой, полученной из справочных данных о скорости звука при разных температурах.

В результате установлено (рис. 2), что в диапазоне температуры от 7 до 75 °С показания прибора в пресной воде увеличиваются с увеличением температуры, затем начинают падать. Указанная тенденция сохраняется до 120 °С, что проверено в термобарокамере при давлении 5 МПа. Максимальное отклонение показаний УЗИ от реальной плотности составило $0,03 \text{ г/см}^3$ при температуре 75 °С.

Затем аналогичные измерения были проведены в термостате, заполненном раствором NaCl плотностью 1,18 г/л, что близко к концентрации насыщения при комнатной температуре. Контролировались температура, показания УЗИ и плотность жидкости (ареометром). Полученные данные приведены на рис. 2 в виде точек, на которые наложена аппроксимирующая кривая (красного цвета). Характер изменения истинной плотности из-за температурного расширения аналогичен изменениям в пресной воде. На рис. 2 приведены еще три кривые (черного цвета) для промежуточных концентраций раствора.

Как видно из графиков, влияние температуры на показания УЗИ значительно уменьшается с ростом концентрации раствора. Тем не менее отмеченная выше абсолютная максимальная погрешность $0,03 \text{ г/см}^3$, приведенная к диапазону изменения плотности (1,00–1,20) г/см³, составляет недопустимую для измерительного прибора величину относительной погрешности (15%). Однако анализ полученных палеток позволил разработать методику коррекции температурной погрешности с учетом того, что одновременно с данными плотностномера регистрируется температура среды.

Для расчета поправки используются две опорные кривые – показания УЗИ в пресной воде $P_{1,00}(t)$ и в растворе максимальной концентрации $P_{1,18}(t)$. Напомним, что указанные зависимости как функции температуры t хорошо аппроксимируются параболами (рис. 2) и поэтому используются в аналитическом виде. Далее определяется нормирующий коэффициент $dP(t) = (P_{1,18} - P_{1,00})/0,18$, представляющий собой чувствительность прибора, зависящую от температуры. Кор-

ректировка показаний в зависимости от температуры производится по формуле:

$$P_{\text{кор}} = P_{\text{вода}} + (P - P_{1,00})/dP,$$

где P – показания прибора; $P_{\text{вода}}$ – реальная плотность воды при температуре измерения.

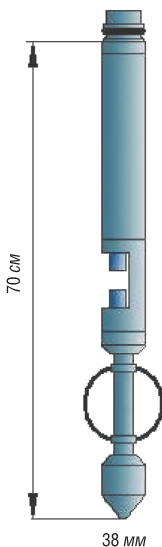
После такой коррекции дополнительная температурная погрешность для крайних значений плотности $P_{1,00}$ и $P_{1,18}$ сводится к нулю, а в середине диапазона плотности $1,00 \dots 1,18 \text{ г/см}^3$ не превышает 1%.

Заметим, что в углеводородной среде (в лабораторных условиях использовались бензин и дизельное топливо) характер температурной погрешности ультразвукового плотностномера кардинально отличается от рассмотренной выше – зависимость близка к линейной и имеет противоположный знак, то есть показания плотностномера отклоняются в меньшую сторону при увеличении температуры. Поэтому методика температурной коррекции предусматривает предварительное выделение на зарегистрированной в скважине кривой плотности участков, соответствующих воде ($P > P_{1,00}$) и нефти ($P < P_{1,00}$). После этого производится температурная коррекция показаний на выделенных участках по различным расчетным выражениям для воды и нефти. В силу упомянутой линейной зависимости погрешности от температуры коррекция показаний в нефти не вызывает затруднений.

Конечные количественные результаты измерений плотности в реальных условиях измерений в скважинах после корректировки сравнивались с данными, полученными при дифференцировании по глубине кривых давления (см. далее). Получены идентичные результаты при условии стабильности распределения давления в скважине.

Характеристики прибора УЗИ-П

Как упоминалось выше, существенным недостатком прибора УЗИ является ограничение работоспособности в неоднородной среде, например, в зоне всплывания частиц нефти в воде. Эта проблема решена в приборе УЗИ-П за счет уменьшения базы измерения до 2 см и многократного увеличения динамического диапазона измерительной системы (по отношению к затуханию сигнала) за счет схемотехнических решений. Поскольку при короткой базе невозможно измерение скорости потока, в приборе УЗИ-П остались канал плотности и канал затухания сигнала.



Основные характеристики прибора УЗИ-П:

длина с центратором – 700 мм;
диаметр – 38 мм;
измерительная база – 2 см;
предельное давление – 60 МПа;
предельная температура – 120 °С;
тип телеметрической системы – ГРАНИТ;
диапазон измерения плотности жидкости – от 0,7 до 1,3 г/см³;
допустимое значение абсолютной погрешности измерения плотности жидкости – не более 0,02 г/см³ (после температурной коррекции);
разрешающая способность по отношению к изменению плотности – не хуже 0,003 г/см³.

Модуль совместим с другими модулями аппаратуры ГРАНИТ и имеет транзитную жилу кабеля.

Примеры использования прибора УЗИ-П в нефтяных скважинах

Испытания прибора УЗИ-П проводились на базе треста “Сургут-нефтегеофизика” ОАО “Сургутнефтегаз”, а также на месторождениях Туркмении.

На рис. 3, 4 приведены примеры замеров модулем УЗИ-П в насосно-компрессорных трубах нефтяной скважины после вызова притока компрессорным способом. Замеры выполнены комплексной аппаратурой ГРАНИТ, что дает возможность сравнить реакцию на пересечение уровней раздела фаз различных датчиков: диэлектрического датчика водосодержания, индукционного резистивиметра, манометра, ультразвукового модуля УЗИ-П.

Датчик водосодержания конденсаторного типа откалиброван по условной шкале (параметр “вода, у. е.”), нулевое значение которой соответствует воздуху, а 100 – воде.

Параметр “минерализация, г/л” получен расчетным путем из проводимости среды, измеренной индукционным резистивиметром.

Параметр “плотность · 100 (УЗИ)” получен из показаний модуля УЗИ-П после ввода температурной поправки. Канал плотности отградуирован при 20 °С в растворах воды различной минерализации

и в нефти ($0,86 \text{ г/см}^3$). Канал плотности обладает высоким разрешением, поэтому для удобства представления на графиках показания умножены на 100, так что показания 100 соответствуют плотности пресной воды при нормальных условиях $1,00 \text{ г/см}^3$. Для того чтобы перейти от процентной шкалы к плотности в единицах г/см^3 , нужно просто разделить показания прибора на 100.

Параметр “затухание, %” характеризует уровень ультразвукового сигнала на входе приемника, причем 100% соответствует отсутствию сигнала (газ или жидкость со значительным содержанием свободного газа). Этот параметр позволяет также контролировать загрязненность блока датчиков. В воде при нормальных условиях затухание обычно находится в пределах 10–15%.

Параметр “плотность $\cdot 100$ (манометр)” получен путем дифференцирования по глубине кривой давления с вводом поправки на наклон скважины в интервале замеров. Полученные данные умножены на 100 для удобства сравнения с данными УЗИ-П.

Уровень нефтегазораздела НГР (рис. 3) отмечается всеми методами, за исключением резистивиметра, для которого как газ, так и нефть

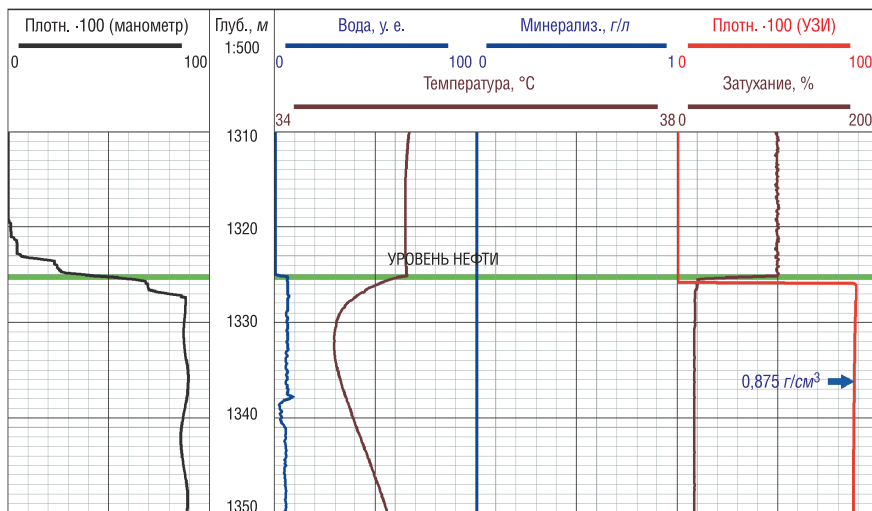


Рис. 3. Замеры в интервале нефтегазораздела, выполненные при спуске со скоростью 1500 м/ч

являются непроводящими средами. Ультразвуковой плотностномер в газе не работает, соответственно канал затухания выше НГР показывает 100%. После пересечения нефтегазораздела затухание приходит в норму, а показания канала плотности соответствуют нефти плотностью $0,875 \text{ г/см}^3$. Эти показания подтверждаются манометром (плотность по градиенту давления $0,88 \text{ г/см}^3$).

Уровень нефтеводораздела (рис. 4) отмечается всеми методами. На кривых индикатора влагосодержания и резистивиметра отмечается некоторое “затягивание” кривой, связанное с постепенным отмыванием датчиков в воде в процессе спуска. Плотностномер УЗИ-П имеет низкую инерционность на изменение среды, поэтому переход из нефти в воду отмечается резкой ступенькой, несмотря на высокую скорость спуска прибора. Изменения затухания не наблюдается. Показания УЗИ-П в воде и в нефти согласуются с данными, полученными из кривой давления.

Приведенные выше примеры простых случаев реакции ультразвукового плотностномера на смену фаз флюида свидетельствуют о “честном” и предсказуемом поведении прибора в скважине. Однако боль-

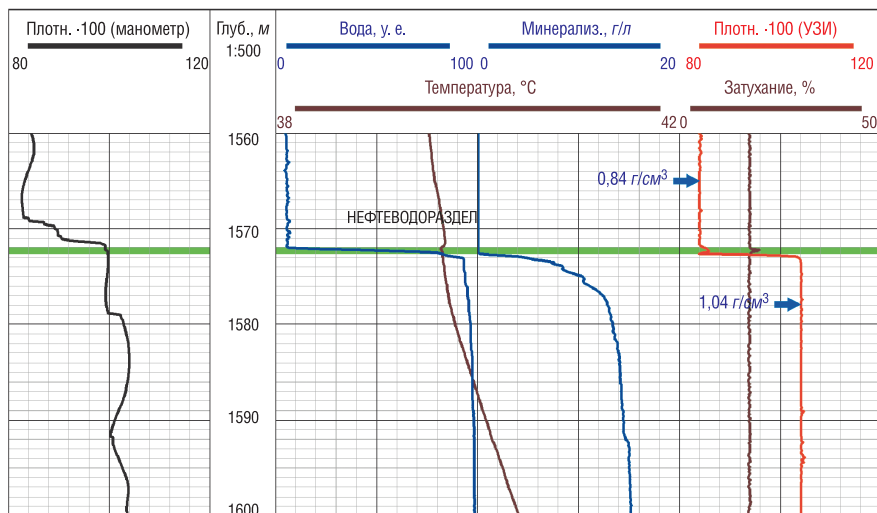


Рис. 4. Замеры в интервале нефтеводораздела, выполненные при спуске со скоростью 1500 м/ч

ший интерес вызывают данные, получаемые прибором в нижней части разреза скважины в районе эксплуатируемых пластов. На рис. 5 приведен пример такого исследования действующей скважины. Перфорация на рис. отмечена толстой линией в колонке глубин. Скважина малodeбитная – $40 \text{ м}^3/\text{сут}$ жидкости при обводненности 10%.

На фоновой термограмме, зарегистрированной во временно остановленной скважине, отмечается остаточная аномалия охлаждения в

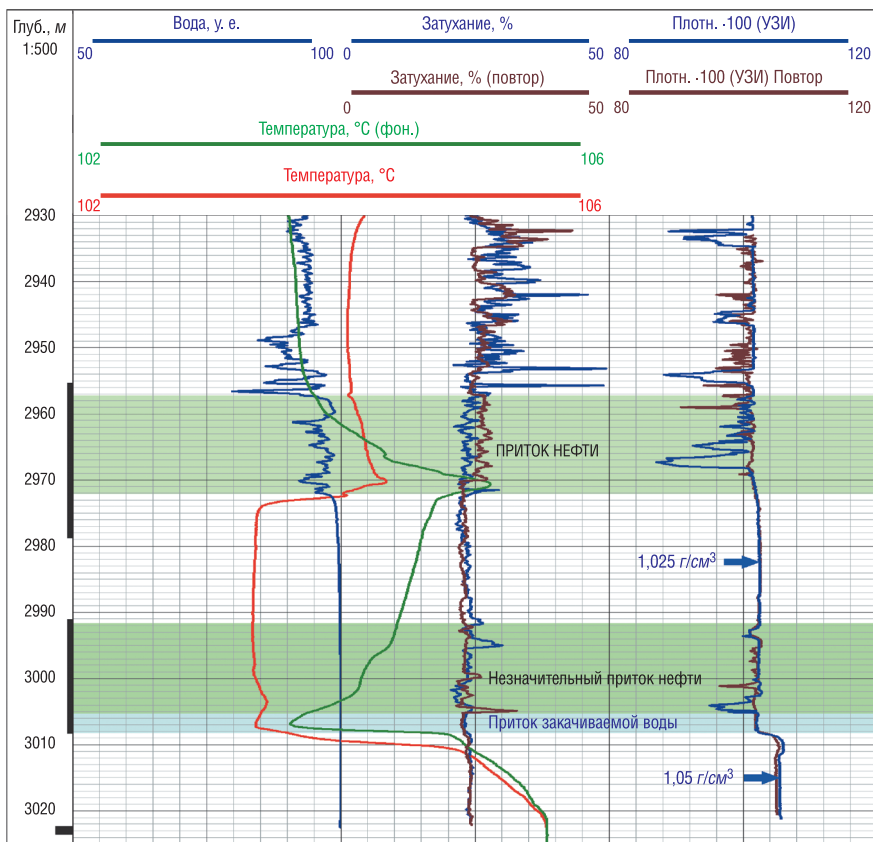


Рис. 5. Замеры в интервале перфорации, выполненные в режиме притока. Дебит около $40 \text{ м}^3/\text{сут}$ при обводненности 10%. Фоновая термограмма зарегистрирована в остановленной скважине

подошве нижнего перфорированного интервала, которую можно связать с прорывом закачиваемой в пласт воды. Охлаждение наблюдается и в работающей скважине. Повышенная фоновая температура в верхнем перфорированном интервале может быть остаточным проявлением дроссельного эффекта, сформировавшемся при отборе нефти в процессе работы скважины. Повышение температуры в этом интервале присутствует и на термограмме работающей скважины.

По данным индикатора влагосодержания (кривая “Вода, у. е.”) ствол скважины заполнен водой. Начиная с глубины 2972 м и выше, отмечается наличие нефти в воде. Ультразвуковой плотностномер подтверждает данные индикатора влагосодержания в районе верхнего перфорированного интервала. На фоне плотности воды $1,01 \text{ г/см}^3$ отмечаются флуктуации в сторону уменьшения плотности вплоть до величины $0,87 \text{ г/см}^3$, что свидетельствует о наличии нефти. В отличие от индикатора влагосодержания, плотностномер показал поступление нефти также из нижнего перфорированного пласта в интервале 2992–3005 м.

Следует иметь в виду, что в данном случае нефть попадает в зону датчика плотности именно в интервале притока, где существенным является перемешивание жидкости в поперечном сечении скважины. Выше интервала притока при небольшом дебите частицы нефти всплывают мимо прибора и не оказывают влияния на показания плотностномера. На рис. 5 дополнительно приведены кривые затухания ультразвукового сигнала. Попадание частиц нефти в измерительный канал приводит к повышению затухания сигнала из-за неоднородности среды. Таким образом, кривая затухания, как и кривая плотности, дает качественную информацию о характере среды.

Возвращаясь к сравнению данных индикатора влагосодержания и модуля УЗИ-П, нужно отметить, что измерительный канал последнего конструктивно выполнен открытым, тогда как датчик влагосодержания закрыт фонарем для защиты от повреждения фторопластового покрытия. Видимо, поэтому индикатор влагосодержания не зафиксировал слабый приток нефти из нижнего перфорированного интервала.

Судя по термограмме, нижняя граница поступления воды в скважину совпадает с подошвой перфорации. Плотностномер подтверждает поступление воды из перфорированного пласта разницей плотности воды в зумпфе ($1,05 \text{ г/см}^3$) и в интервале перфорации ($1,025 \text{ г/см}^3$).

Выводы

1. Разработан и испытан высокочувствительный ультразвуковой плотностномер УЗИ-П для исследования характера жидкости в нефтяных скважинах.
2. Изучена зависимость показаний ультразвукового плотностномера от температуры в различных жидкостях. Показано, что большая температурная погрешность метода является основной проблемой при измерении плотности флюида в скважине. Разработана методика корректировки температурной погрешности.
3. Высокочувствительный плотностномер УЗИ-П по информативности не уступает индукционному резистивиметру и конденсаторному индикатору влагосодержания, а с учетом невысокой эксплуатационной надежности последних вполне может заменить эти приборы в аппаратурных комплексах исследования нефтяных скважин.

Авторы признательны главному инженеру треста “Сургутнефтегеофизика” А. Г. Тихонову за содействие в организации испытаний новой аппаратуры.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бувеч А. С. Модуль ультразвуковых исследований для эксплуатационных скважин // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2006. Вып. 143–145. С. 91–97.
2. Бувеч А. С. Опыт использования модуля ультразвуковых исследований в нагнетательных скважинах // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2007. Вып. 1 (154). С. 21–27.
3. Бувеч А. С. Опыт использования метода ультразвуковых исследований в стволе нефтяных скважин // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2007. Вып. 3 (156). С. 3–8.
4. Физические величины. Справочник. М.: Энергоатомиздат, 1991.