

## Высокочувствительный ультразвуковой плотностномер УЗИ-П

*Разработан и испытан ультразвуковой плотностномер УЗИ-П для нефтяных скважин. Изучена температурная зависимость показаний ультразвукового метода измерения плотности и разработана методика корректировки температурной погрешности. Приведены результаты испытания прибора в скважинах.*

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. 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  $0,003 \text{ г/см}^3$ ), подтолкнуло 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 приёмником 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 погрешность от нелинейности легко может быть уменьшена за счёт кусочно-линейной аппроксимации градуировочной характеристики.

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

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 расчётных 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 поместили в термостат с пресной водой. Воду нагрели до кипения, после этого в процессе охлаждения были зарегистрированы показания прибора при разных температурах. Для охлаждения ниже комнатной температуры в воду добавлялся снег. В результате получили ряд точек, которые наложили на график, построенный по справочным данным (рис.2, зелёная кривая). Показания прибора в пресной воде удовлетворительно совпали с расчётной кривой, полученной из справочных данных о скорости звука при разных темпера-

турах.

В результате установлено (рис.2), что в диапазоне температуры от 7 до 75 °С показания прибора в пресной воде увеличиваются с увеличением температуры, затем начинает 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 г/см<sup>3</sup> при температуре 75 °С.

Затем проведены аналогичные измерения 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 наложены аппроксимирующая кривая (красного цвета). Характер изменения истинной плотности из-за температурного расширения аналогичен пресной воде. На рисунке приведены ещё три кривые (чёрного 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 г/см<sup>3</sup>, приведённая к диапазону изменения плотности 1,00 ... 1,20 г/см<sup>3</sup>, составляет недопустимую для измерительного прибора величину относительной погрешности 15%. Однако анализ полученных пале-ток позволил разработать методику коррекции температурной погрешности с учётом того, что одновременно с данными плотномера регистрируется температура среды.

Для расчёта поправки используются две опорные кривые – показания УЗИ в пресной воде  $P_{1,00}(t)$  и  $P_{1,18}(t)$  в растворе максимальной концентрации. Напомним, что указанные зависимости как функции температуры  $t$ , хорошо аппроксимируются параболой (см. 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, зависящую от температуры. Корректировка 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 ... 1,18 г/см<sup>3</sup> не превышает 1%.

Заметим, что в углеводородной среде (в лабораторных условиях брались бензин и дизельное топливо) характер температурной погрешности ультразвукового плотномера совершенно отличается рассмотренной выше – зависимость близка к линейной и имеет противоположный знак, т.е. показания плотномера 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 расчётным 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). Результаты идентичные при условии стабильности распределения давления в скважине.

## Характеристики прибора УЗИ-П

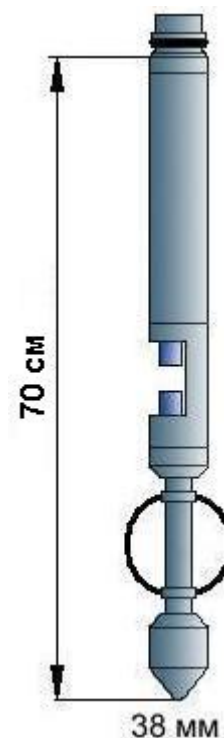
Как упоминалось выше, существенным недостатком прибора УЗИ является ограничение работоспособности в неоднородной среде, например в зоне всплывания частиц нефти в воде. Эта проблема решена в приборе УЗИ-П за счёт уменьшения базы измерения до 2 см и многократного увеличения за счет схемотехнических решений динамического диапазона измерительной системы по отношению к затуханию сигнала. 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/см<sup>3</sup>.
- Допустимое значение абсолютной погрешности измерения плотности жидкости - не более 0,02 г/см<sup>3</sup> (после температурной коррекции).
- Разрешающая способность по отношению к изменению плотности не хуже 0,003 г/см<sup>3</sup>.

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 ОАО «Сургутнефтегеофизика», 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 даёт 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 расчётным путём из проводимости среды, измеренной индукционным резистивиметром.

Параметр «Плотн.\*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 г/см<sup>3</sup>). 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 г/см<sup>3</sup>. Для того, чтобы перейти от процентной шкалы к плотности в единицах г/см<sup>3</sup>, нужно просто разделить показания прибора на 100.

Параметр «Затухание %» характеризует уровень ультразвукового сигнала на входе приёмника, причём 100% соответствует отсутствию сигнала (газ или жидкость со значительным содержанием свободного газа). Этот параметр позволяет также контролировать загрязнённость блока датчиков. В воде при нормальных условиях затухание обычно находится в пределах 10–15 %.

Параметр «Плотн.\*100 (манометр)» получен путём 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 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», 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 как в воде, так и в нефти согласуются с данными, полученными из кривой давления.

Приведённые выше примеры простых случаев реакции ультразвукового плотностномера на смену фаз свидетельствуют о «честном» и предсказуемом поведении прибора в скважине. Однако, естественно, больший интерес вызывают данные, получаемые прибором в нижней части скважины в районе эксплуатируемых пластов. На рис. 5 приведён пример такого исследования действующей скважины. Перфорация на рисунке отмечена толстой линией в колонке глубин. Скважина малодебитная –  $40 \text{ м}^3/\text{сут}$  жидкости при обводнённости 10%.

На фоновой термограмме, зарегистрированной во временно остановленной скважине, отмечается остаточная аномалия охлаждения в 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 по сечению скважины. Выше интервала притока при небольшом дебите частицы нефти всплывают мимо прибора и не оказывают влияния на показания плотностномера. На рисунке 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, даёт 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 фонарём для защиты от повреждения фторопластового покрытия. Видимо поэтому индикатора 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 учётом невысокой эксплуатационной надёжности последних вполне может заменить эти приборы в аппаратурных комплексах исследования нефтяных скважин.

Авторы признательны главному инженеру ОАО «Сургутнефтегеофизика» А.Г.Тихонову за содействие в организации испытаний новой аппаратуры.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Бувевич А.С. Модуль ультразвуковых исследований для эксплуатационных скважин. // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2006. Вып. 143-145.
2. Бувевич А.С. Опыт использования модуля ультразвуковых исследований в нагнетательных скважинах. // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2007. Вып. 1(154).
3. Бувевич А.С. Опыт использования метода ультразвуковых исследований в стволе нефтяных скважин. // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2007. Вып. 3(156).
4. Физические величины. Справочник. М., Энергоатомиздат, 1991.

#### Сведения об авторах

##### **Бувевич Александр Степанович**

Заведующий отделом ГИС-контроль ООО «Нефтегазгеофизика», г.Тверь, д.т.н. Окончил физический факультет Башкирского государственного университета в 1971 г. Основное направление научной специализации – геофизические методы исследования эксплуатационных нефтегазовых скважин. Разработчик программно-управляемой модульной скважиной аппаратуры ГРАНИТ, регистрирующего и обрабатывающего комплекса ОНИКС. Автор 50 научных работ.

##### **Коршиков Сергей Николаевич**

Ведущий научный сотрудник отдела ГИС-контроль ООО «Нефтегазгеофизика», г.Тверь, к.т.н. Окончил физический факультет Тверского государственного университета в 1992 г. Специалист в области программирования. Разработчик базового программного обеспечения комплекса ГРАНИТ-ОНИКС для исследования эксплуатационных скважин. Автор 4 научных работ.



Тел. (4822) 324365

E-mail: [buevich@karotazh.ru](mailto:buevich@karotazh.ru)

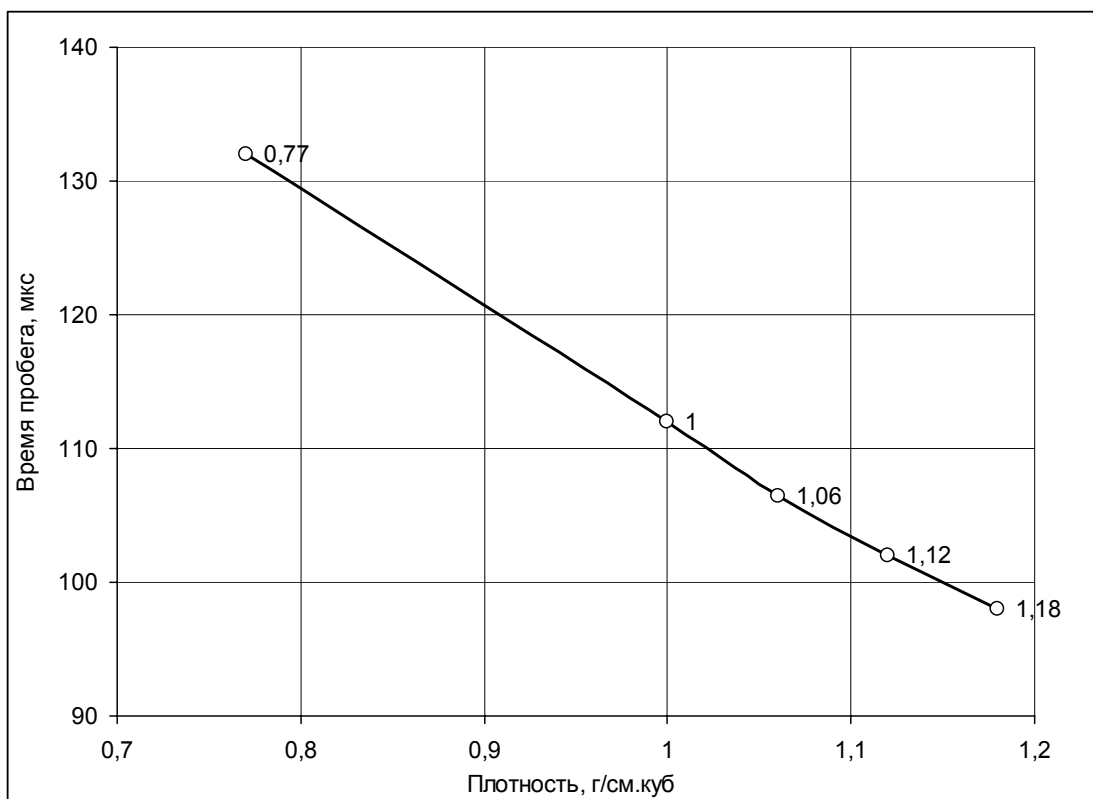


Рис. 1. Зависимость времени пробега ультразвукового импульса от плотности жидкости при комнатной температуре на базе 16 см. Плотность 1,00 соответствует пресной воде, более высокая плотность – растворам соли NaCl. Точка 0,77 – плотность бензина.

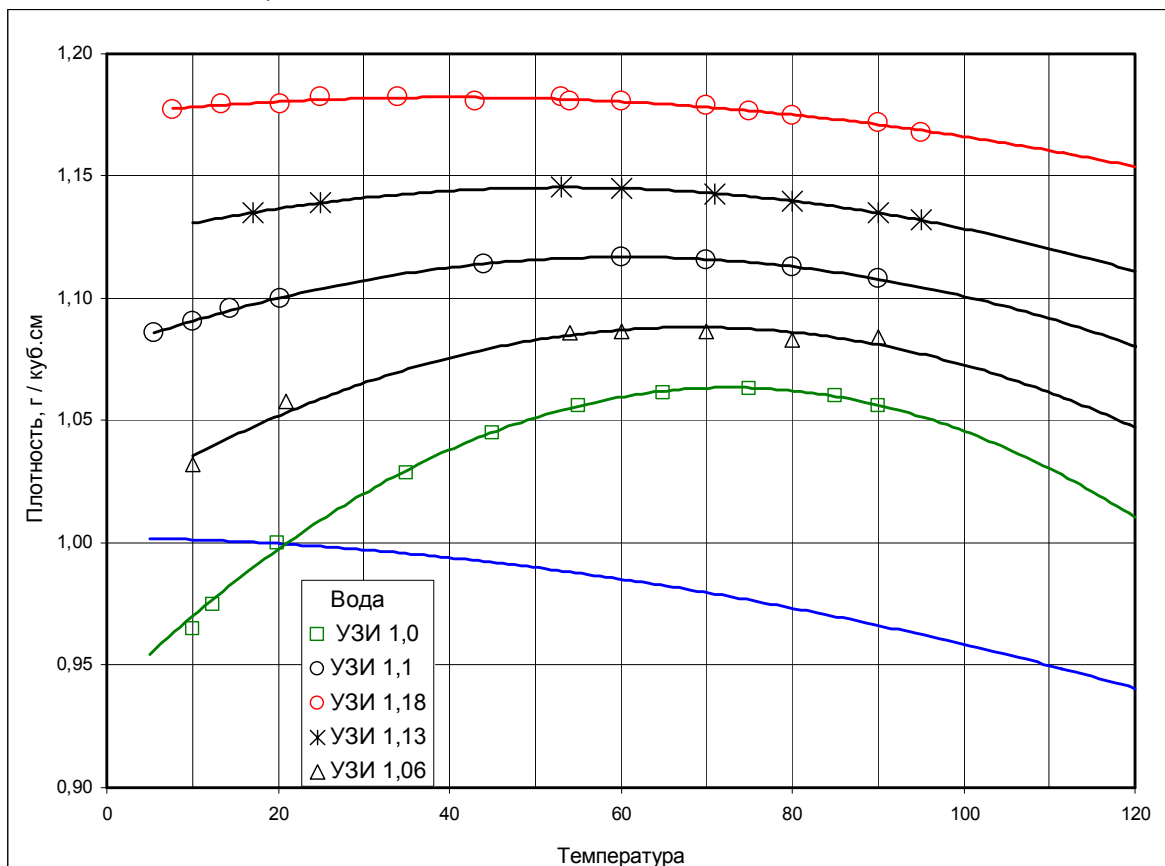


Рис.2. Зависимость от температуры показаний ультразвукового плотномера в растворах NaCl различной концентрации. Плотность растворов при температуре 20°C указана в табличке. Синим цветом показана истинная плотность воды.

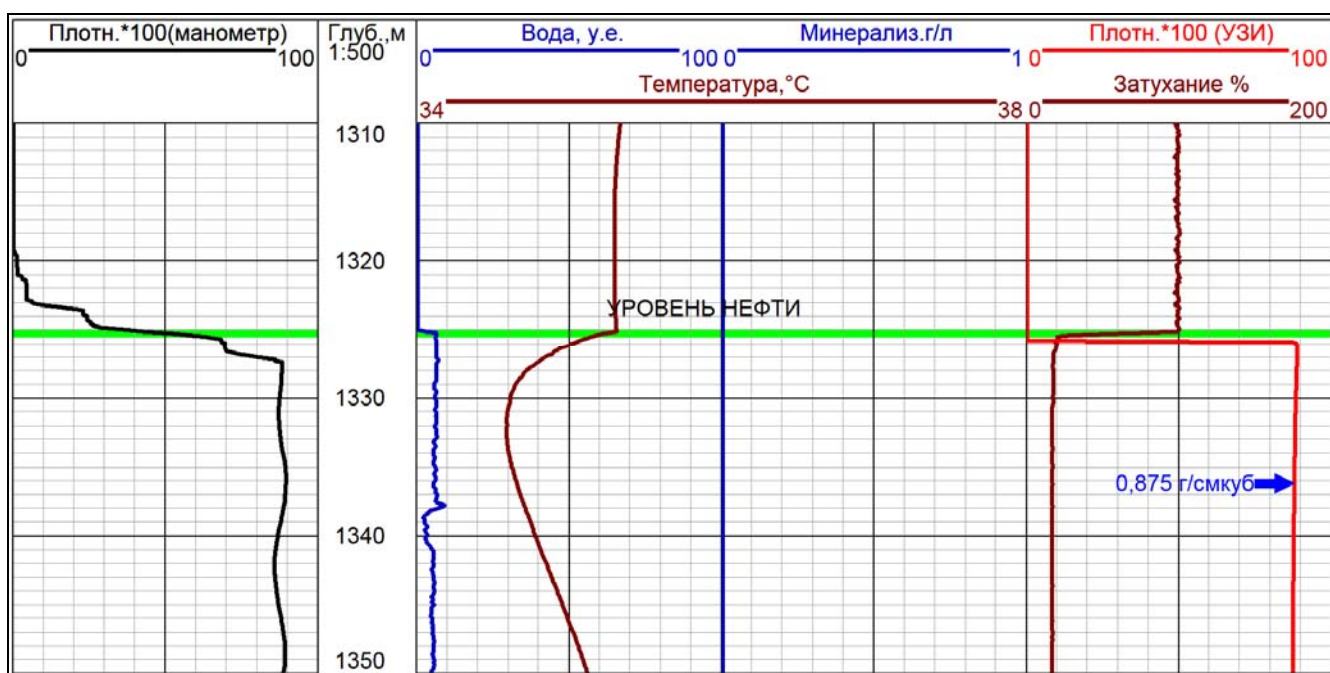


Рис.3. Замер в интервале нефтегазораздела, выполненные при спуске со скоростью 1500 м/ч.

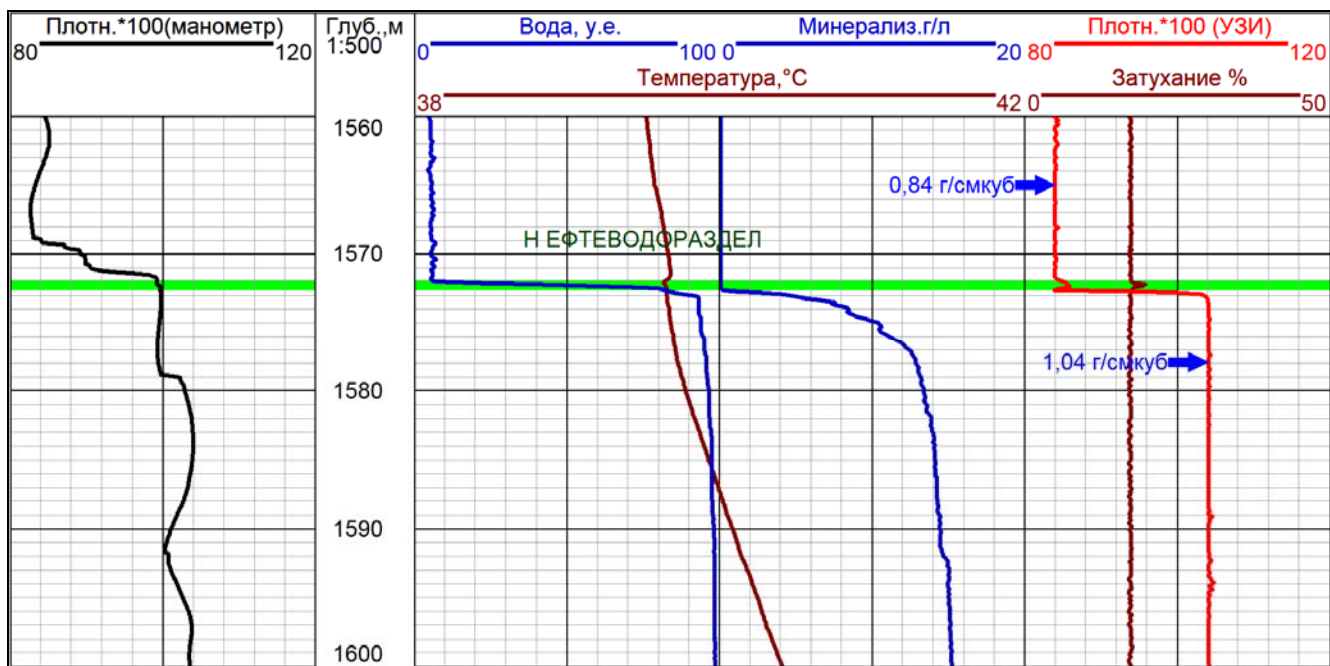


Рис.4. Замер в интервале нефтеводораздела, выполненные при спуске со скоростью 1500 м/ч.

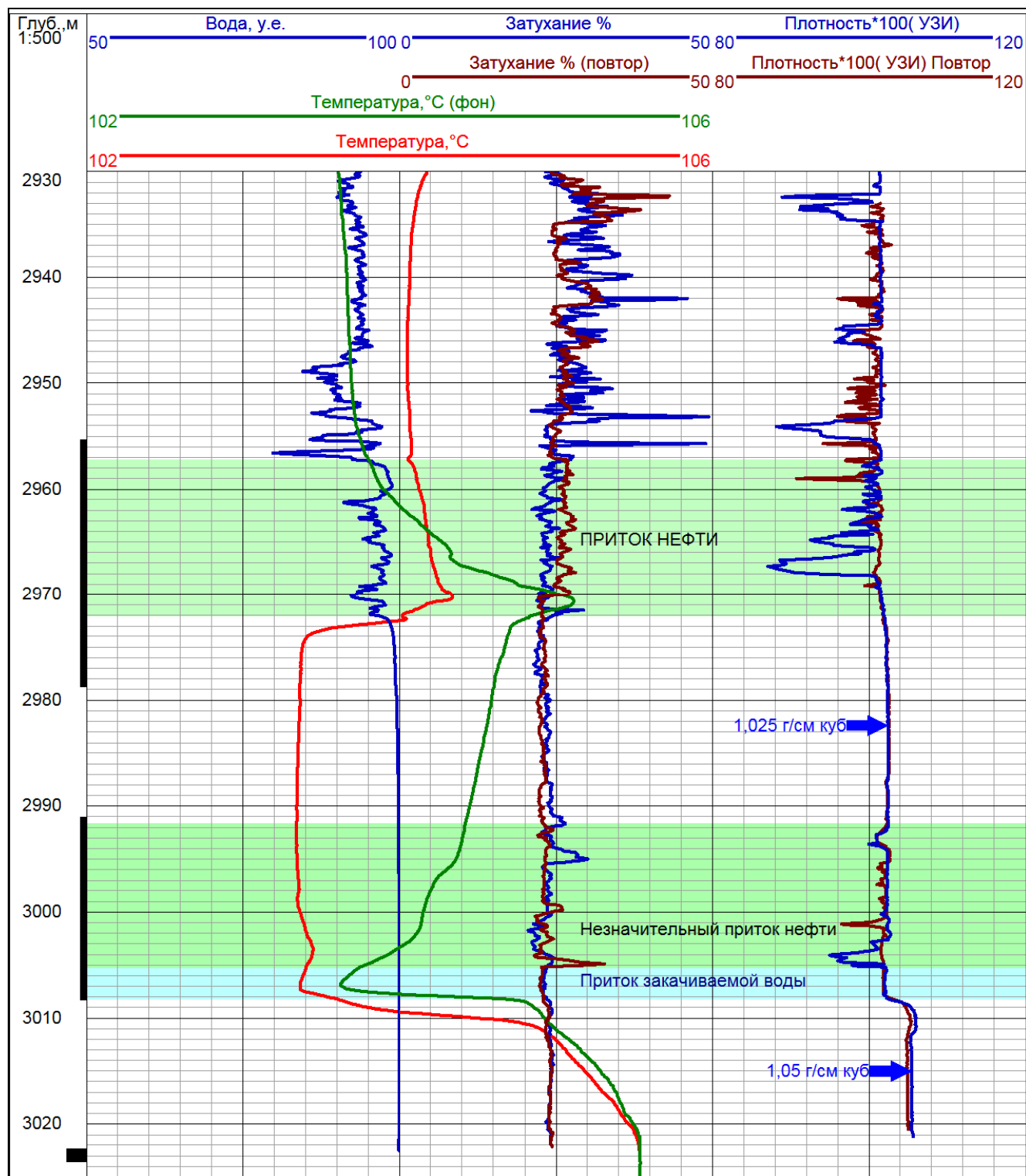


Рис.5. Замеры в интервале перфорации, выполненные в режиме притока. Дебит около  $40 \text{ м}^3/\text{сут}$  при обводнённости 10 %. Фоновая термограмма зарегистрирована в остановленной скважине.



**Опубликовано:**  
**Каротажник №183(6) июнь 2009.**