

Примеры использования модуля УЗИ-П в нефтяных скважинах.

На рис. 1, 2 приведены примеры замеров модулем УЗИ-П в нефтяной скважине в процессе компрессирования. Замеры выполнены комплексной аппаратурой ГРАНИТ, что даёт возможность сравнить реакцию на пересечение уровней раздела фаз различных датчиков: диэлектрического датчика водосодержания, индукционного резистивиметра, манометра, ультразвукового прибора УЗИ-П.

Датчика водосодержания (параметр «Вода, у.е.») откалиброван по условной шкале, нулевое значение которой соответствует воздуху, а 100 – воде.

Параметр «Минерализация, г.л.» получен расчётным путём из измеренной индукционным резистивиметром проводимости среды.

Параметр «Плотность*100» получен из показаний модуля УЗИ-П после ввода температурной поправки. Канал плотности откалиброван при 20 °С в растворах воды различной минерализации и в нефти (0,86 г/см³). 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/см³.

Параметр «Затухание %» характеризует уровень ультразвукового сигнала на входе приёмника, причём 100% соответствует отсутствию сигнала (газ, жидкость со значительным содержанием свободного газа). Этот параметр позволяет также контролировать загрязнённость блока датчиков. В воде при нормальных условиях затухание обычно находится в пределах 10–20 %.

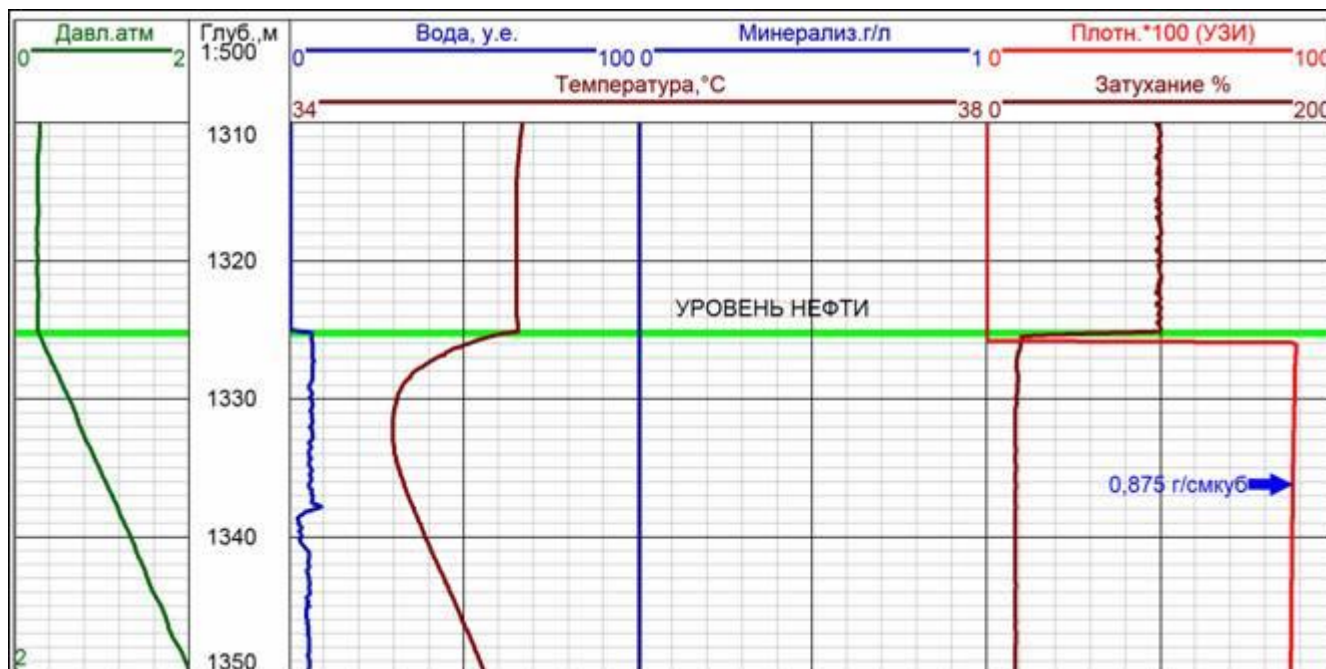


Рис.1. Замеры в интервале нефтегазораздела, выполненные при спуске со скоростью 1500 м/ч.

Уровень нефтегазораздела (рис.1) 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 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 $0,88 \text{ г/см}^3$).

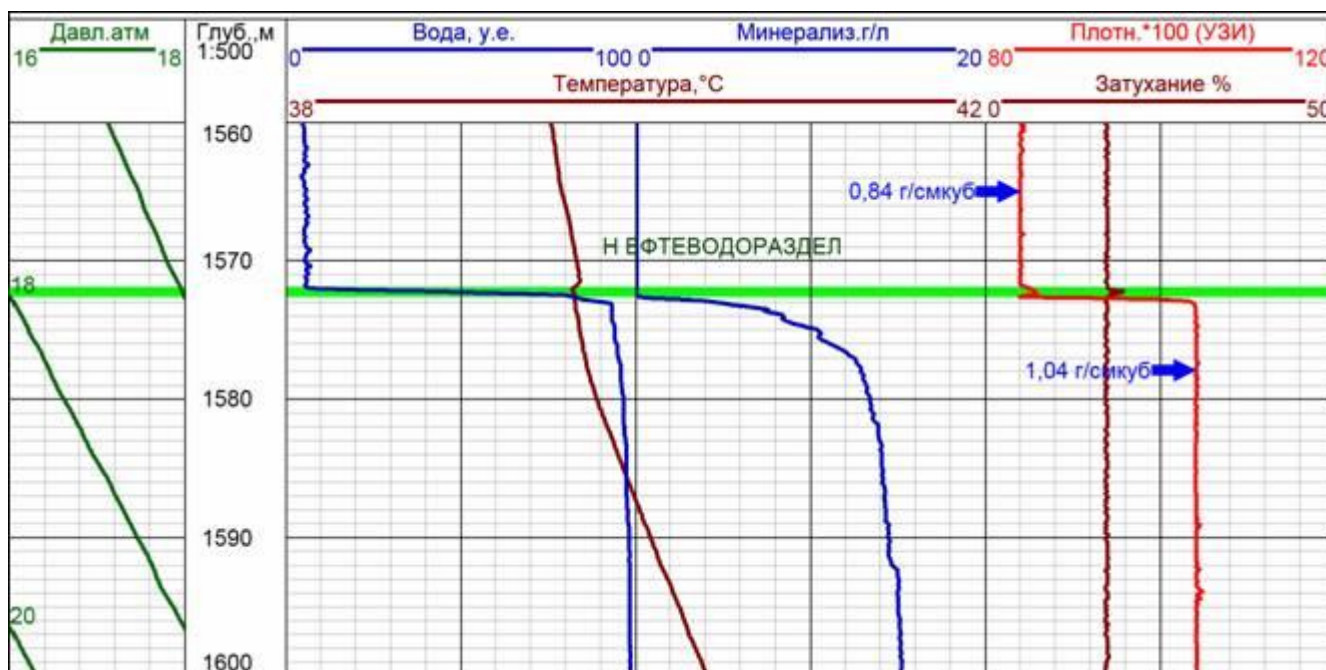


Рис.2. Замеры в интервале нефтеводораздела, выполненные при спуске со скоростью 1500 м/ч.

Уровень нефтеводораздела (рис.2) отмечается всеми методами. На кривых влагомера и резистивиметра отмечается некоторое «затягивание», связанное с постепенным отмытием датчиков в воде. Плотностномер УЗИ-П имеет высокую скорость реакции на изменение среды, поэтому переход из нефти в воду отмечается резкой ступенькой, несмотря на высокую скорость спуска прибора. Изменения затухания не наблюдается.

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. 3 приведён пример такого исследования действующей скважины. Перфорация на рисунке отмечена толстой линией в колонке глубин.

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 проявлением дроссельного эффекта при отборе нефти в процессе работы скважины. Повышение температуры присутствует и на термограмме работающей скважины.

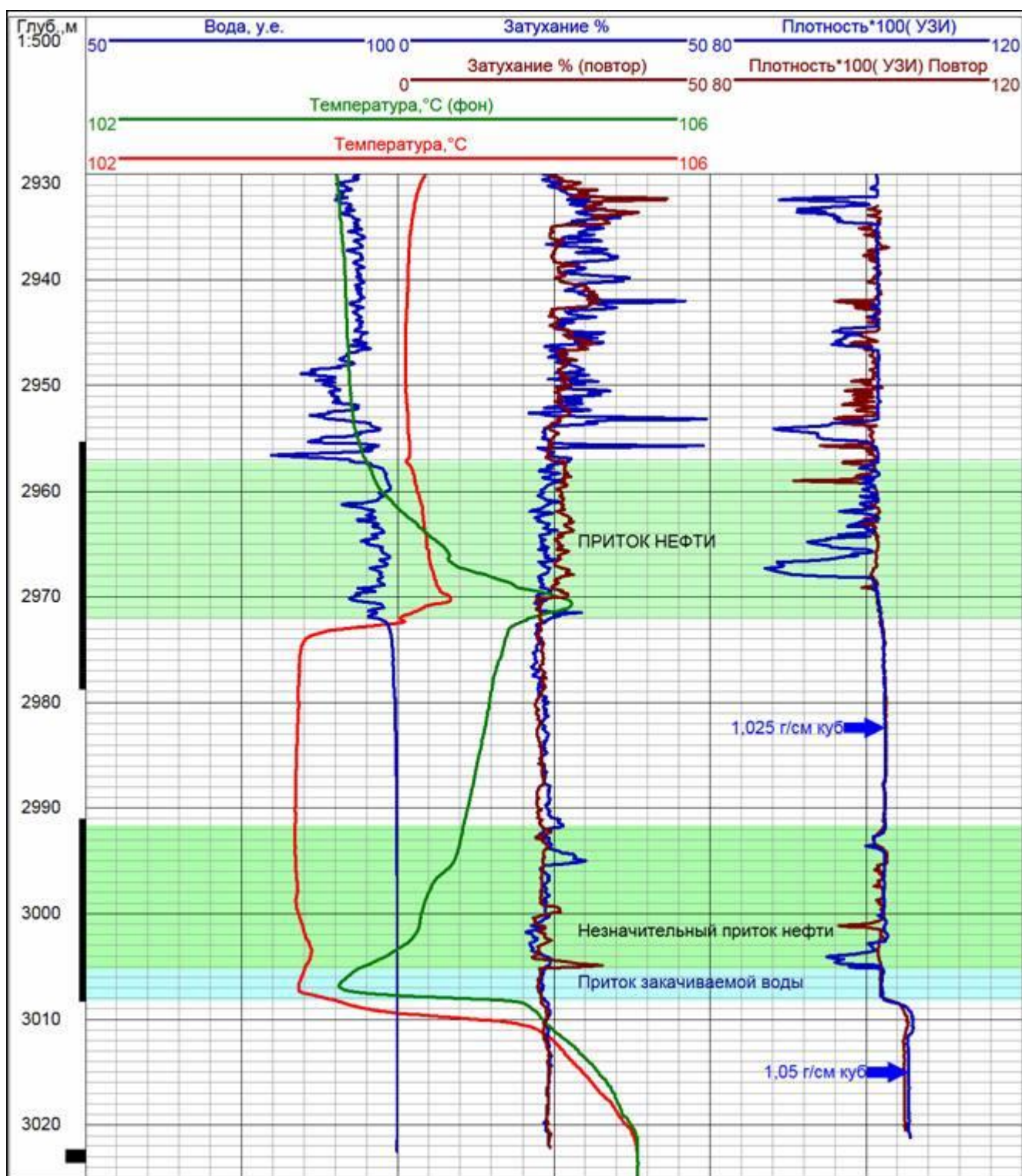


Рис.3. Замеры в интервале перфорации, выполненные в режиме притока. Дебит около $40 \text{ м}^3/\text{сут}$ при обводнённости 10 %. Фоновая термограмма зарегистрирована в остановленной скважине.

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. Ультразвуковой плотностномер УЗИ-П имеет высокую разрешающую способность, позволяющую эффективно использовать прибор для исследования характера жидкости в нефтяных скважинах.
2. В отличие от радиоактивного плотностномера прибор УЗИ-П не требует применения радиоактивного источника и обладает высоким быстродействием, позволяющим работать при высоких скоростях регистрации.
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 аппаратных комплексах исследования нефтяных скважин.