

## ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДА УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СТВОЛЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

*Модуль ультразвуковых исследований УЗИ аппаратурного комплекса ГРАНИТ успешно эксплуатируется в нагнетательных скважинах. Не менее интересные результаты применения этого прибора получены в нефтяных скважинах. Ниже приведены примеры опытных исследований двух нефтяных скважин.*

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 в процентах от плотности пресной воды при нормальной температуре;
- канал затухания принятых ультразвуковых импульсов, отградуированный по уровню сигнала в воде при нормальных условиях (затухание 0 %) и в воздухе (затухание 100 %).

Другие сведения о модуле УЗИ приведены в публикациях [1,2].

При изучении эффективности использования прибора УЗИ в нефтяных скважинах сразу же нужно иметь в виду следующее обстоятельство. На распространение ультразвукового сигнала в жидкости оказывает сильное влияние неоднородность среды по плотности. В неоднородной среде, представленной, например, частицами нефти в воде, резко возрастает затухание сигнала и происходит «размывание» акустического импульса. Так происходит, в частности, в интервалах всплывания нефти через застойную воду. Это накладывает ограничение на использование прибора УЗИ для решения задачи количественного определения профиля притока. С другой стороны, практика промысловых исследований малодебитных скважин показывает, что применяемыми в настоящее время комплексами методов задача выделения интервалов притока и определения характера флюида даже на качественном уровне далеко не всегда решается успешно и однозначно. Поэтому включение в комплекс исследований прибора УЗИ может способствовать более эффективному решению данной задачи.

Ниже приведены два различных примера исследования фонтанирующих нефтяных скважин методом УЗИ в комплексе с другими методами. Замеры выполнены аппаратурой «Гранит» в составе: термометр, манометр, ГК, локатор муфт, индикатор влагосодержания, индукционный резистивиметр (кривая «Минерализация»), термоанемометр (кривая «СТД»), механический расходомер (кривая «Поток»), УЗИ.

### Пример 1 .

Скважина эксплуатируется в режиме фонтанирования. По промысловым данным общий дебит скважины 21 м<sup>3</sup>/сут при обводнённости 20 %. Угол наклона скважины в районе перфорации 12°. В колонке глубин показан проектный перфорированный интервал и положение воронки НКТ.

Нижняя граница притока жидкости в скважину отмечается по термограмме и кривой СТД на глубине 2048 м. По показаниям индикатора влагосодержания и резистивиметра начиная с глубины 2046,6 м и выше, вплоть до кровли перфорированного интервала в скважину поступает нефть. Реакция модуля УЗИ на поступление нефти характеризуется снижением показаний по каналу плотности от 1,124 г/см<sup>3</sup> в обводнённой части до 0,814 г/см<sup>3</sup> в интервале выше перфорации.

В самой зоне притока нефти на кривой плотности наблюдаются характерные пики, соответствующие, видимо, местам наиболее интенсивного притока нефти. На кривой затухания эта зона характеризуется значительным ослаблением сигнала вплоть до 90 % из-за неоднородности и высокой турбулентности потока, поэтому абсолютным показаниям канала плотности здесь доверять не следует. Однако на качественном уровне показания УЗИ в смысле выделения интервалов притока нефти выглядят достаточно убедительно и согласуются с данными других методов. Дублирующие замеры позволяют отметить в данных условиях высокую повторяемость, как кривой плотности, так и кривой затухания сигнала.

На той же диаграмме показано изменение конфигурации кривых плотности и затухания после остановки скважины. Аномалии в зоне перфорации, как и следовало ожидать, исчезли.

Показания механического расходомера, как это часто бывает в зоне притока нефти в воду, неустойчивы, а низкое положение воронки НКТ не позволяет произвести количественную обработку кривых. Показания канала скорости потока УЗИ в интервале перфорации также не могут быть использованы для обработки по указанным в начале статьи причинам. Обработка данных расходомера УЗИ в НКТ дала результат, совпадающий с промысловыми данными ( $21 \text{ м}^3/\text{сут}$ ).

## Пример 2 .

Скважина эксплуатируется в режиме фонтанирования. По промысловым данным общий дебит скважины  $6 \text{ м}^3/\text{сут}$  при обводнённости 60 %. Таким образом, дебит нефти не превышает  $3 \text{ м}^3/\text{сут}$ , что представляет интерес с точки зрения исследования малодебитных обводнённых скважин. Угол наклона скважины в районе перфорации  $7^\circ$ .

В колонке глубин показан проектный перфорированный интервал. При анализе результатов исследования сразу же выявлено, что фактически перфорация произведена примерно на метр ниже проектного. По термограммам остановленной и работающей скважины, обнаруживается движение жидкости (воды) за обсадной колонной ниже перфорации. Это следует из характера изменения температуры после остановки скважины и подтверждается значительным превышением температуры в зумпфе по сравнению с геотермической. Источником воды является водоносный (по данным каротажа) пласт на глубине 2300\_\_2302 м.

Нижнюю границу поступления воды в колонну можно определить на глубине 2294 м по термограмме и по кривой минерализации. Это подтверждается показаниями УЗИ по каналу скорости потока. Верхняя часть кривых скорости на рисунке обрезана в связи с искажениями, возникающими в зоне притока нефти в воду (см. выше).

На кривой плотности (*Плотн. УЗИ 3*), продублированной в подробном масштабе в той же колонке, что и минерализация, отмечается аномальное уменьшение плотности выше глубины 2294 м, связанное, видимо, с небольшим содержанием нефтяной фракции. Уменьшение плотности в интервале, помеченном на рисунке как «Приток воды», небольшое, всего от 1,13 до  $1,10 \text{ г}/\text{см}^3$ , однако благодаря высокой разрешающей способности прибора фиксируется уверенно. Это не «затягивание» показаний при переходе из зоны притока нефти в воду, поскольку замер выполнен при подъёме прибора. Плотность воды в зумпфе практически точно совпадает с плотностью поступающей в скважину воды, что подтверждается кривой плотности, зарегистрированной после остановки скважины – в этом случае плотность одинакова во всём рассматриваемом интервале глубин. Указанная кривая не приведена на рисунке в связи с перегруженностью последнего.

Поступление нефти в скважину уверенно отмечается индикатором влагосодержания и индукционным резистивиметром начиная с глубины 2293,6 м и выше. Характерные флуктуации в верхней части кривых этих методов связаны с капельной структурой гидрофобной смеси.

В отличие от Примера 1, кривые плотности, зарегистрированные модулем УЗИ в зоне притока нефти, имеют ярко выраженный неповторяющийся характер, возможно, связанный с пульсирующим характером притока нефти. Лишь несколькими замерами удаётся выделить три аномальные зоны. Если нижние две зоны можно связать с локальными притоками нефти, то верхняя зона находится за пределами перфорации и её происхождение пока трудно объяснить. По кривым затухания, которые также слабо воспроизводятся, чётко отмечается нижняя граница поступления нефти, но вышележащие зоны притока практически не выделяются.

## Выводы.

1. Метод и аппаратура ультразвуковых исследований имеет хорошие перспективы при исследовании нефтяных скважин, в том числе малодебитных с высокой обводнённостью продукции.
2. Зоны притока нефти в ствол скважины отмечаются ярко выраженными аномалиями по каналам плотности и затухания, что позволяет на качественном уровне решать задачи выделения работающих интервалов и характера поступающего флюида.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Бувеч А.С. Модуль ультразвуковых исследований для эксплуатационных скважин. // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2006. Вып. 143-145. с 91-97.

2. Буевич А.С. Опыт использования модуля ультразвуковых исследований в нагнетательных скважинах. // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2007. Вып. 1(154).

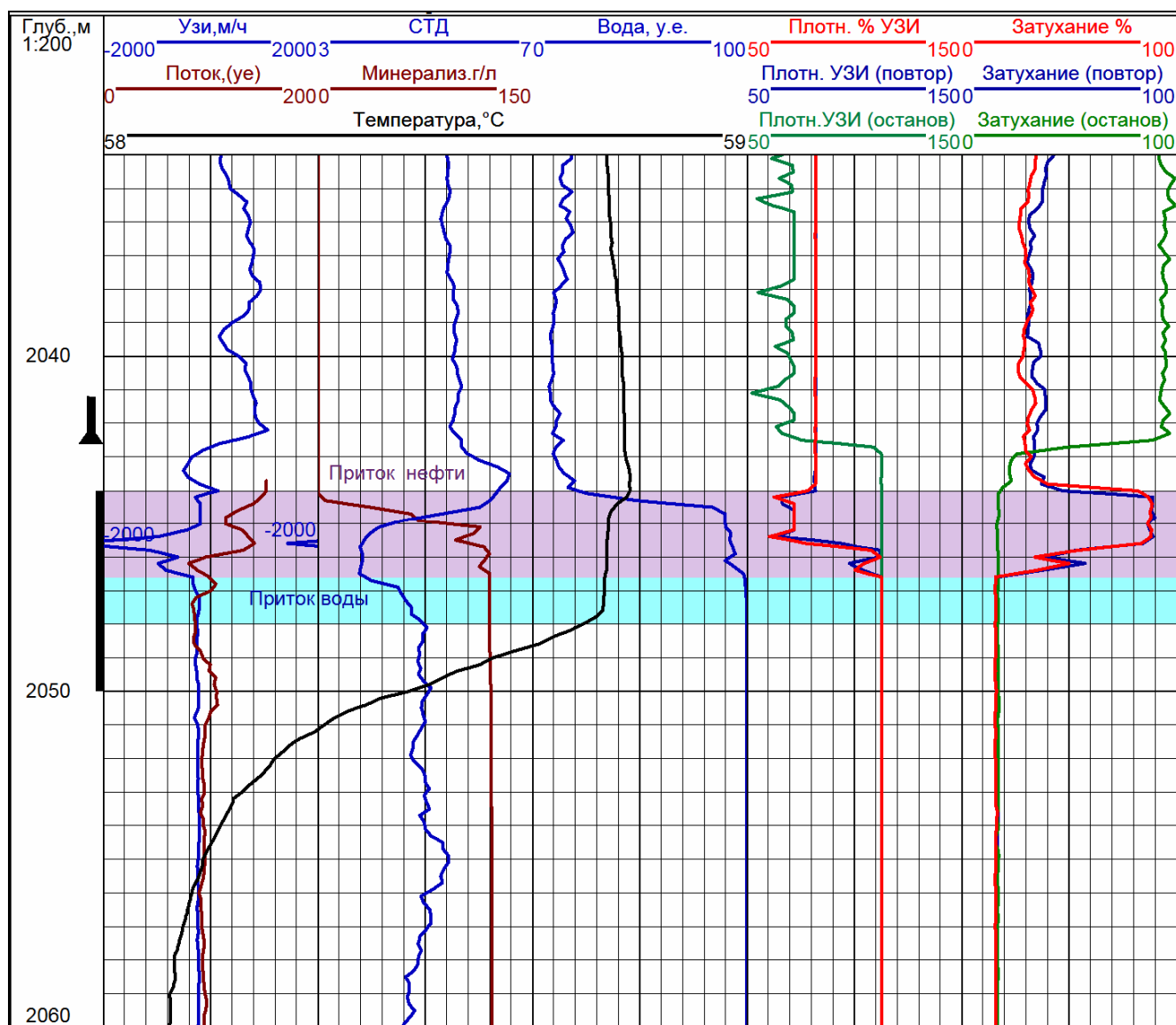


Рис. 1. Пример 1. Замеры прибором УЗИ в работающей и остановленной нефтяной скважине в комплексе с другими методами. Замеры выполнены при спуске со скоростью 200 м/ч.

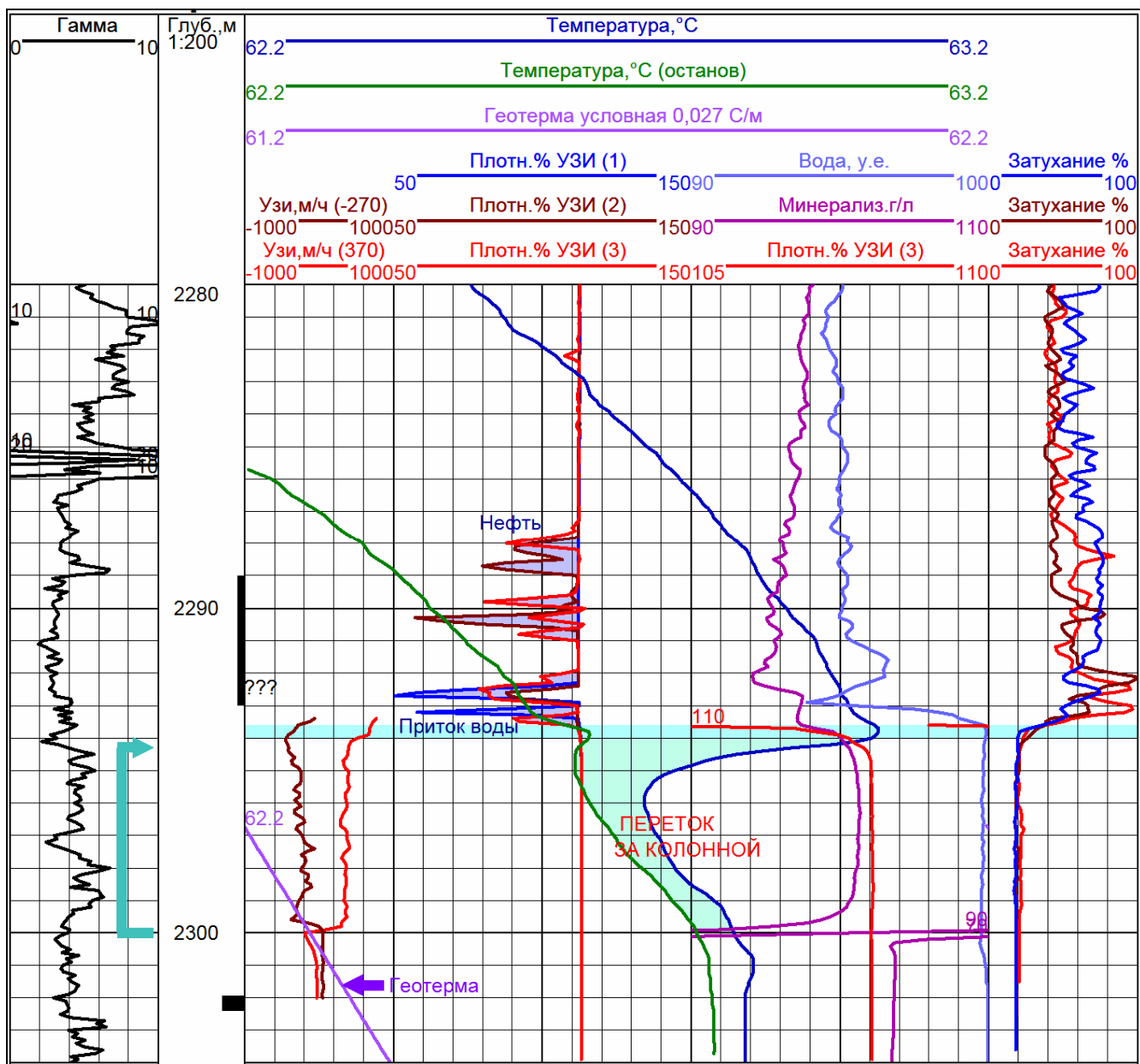


Рис. 2. Пример 2. Результаты исследования малodeбитной нефтяной скважины прибором УЗИ в комплексе с другими методами.