



**Schlumberger**

# Flow Scanner



Промысловый  
каротаж в  
горизонтальных  
скважинах с  
многофазным  
ПОТОКОМ

## Применение

- Определение многофазного профиля притока в наклонных и горизонтальных скважинах.
- Определение притока жидкости и газа в скважинах с многофазным потоком или притока жидкости в газовых скважинах.
- Обнаружение циркуляции флюида.
- Обработка данных автономно в реальном времени для подсчета трехфазного профиля притока.

## Преимущества

- Однозначное определение профиля притока в наклонных и горизонтальных скважинах вне зависимости от смешивания фаз и рециркуляции.
- Более точные замеры потока в наклонных и горизонтальных скважинах, чем при использовании стандартных приборов промышленного каротажа.
- Дебиты по трем фазам рассчитываются в реальном времени с помощью специально разработанных алгоритмов подсчета.

## Характерные особенности

- Все сенсоры производят замеры одновременно на одной глубине.
- Совместим с PS Platform\* и другими приборами каротажа в обсаженном стволе.
- Небольшие габариты для спуска в скважины с большой интенсивностью набора угла.
- Прямые, локализованные замеры фазовых скоростей и расчет многофазного профиля скоростей.
- Детальный анализ распределения фаз на одной глубине.
- Распределение сканирующих сенсоров по вертикальной оси ствола для более точного определения границ между фазами.
- Замеры при различных режимах потока: смешанных и расслоенных.
- Независимые замеры скорости потока газа в скважинах с многофазным потоком.
- Обнаружение рециркуляции тяжелой фазы на забое.
- Программная оптимизация и визуализация данных со всех 19 сенсоров в реальном времени.
- Кавернометрия и определение курсового угла для непрерывного мониторинга положения сенсоров.

## Динамика многофазного потока

В вертикальных скважинах и скважинах с углом наклона менее 20 градусов, нефть и вода смешаны по всей площади потока, процентное отношение нефти, как более легкой фазы, увеличивается к верхней части ствола скважины. Профиль скорости потока равномерный, а профиль процентного отношения воды меняется постепенно поперек колонны. Замеры, выполненные по центру колонны, достаточны для определения скорости и процентного соотношения фаз при наличии такой структуры потока.

Как только угол наклона скважины превышает 20 градусов, замеров по центру ствола скважины обычными приборами промышленного каротажа в большинстве случаев недостаточно для определения многофазного профиля притока.

Структура многофазного потока в скважинах с углом наклона от 20 до 85 градусов может быть достаточно сложной, уже при небольших углах начинает проявляться эффект сегрегации флюидов, имеющих разную плотность. Вода, как более тяжелая фаза, стремится заполнить и занять нижнюю часть колонны, оставляя для потока нефти небольшой объем пространства, находящийся в верхней части колонны.

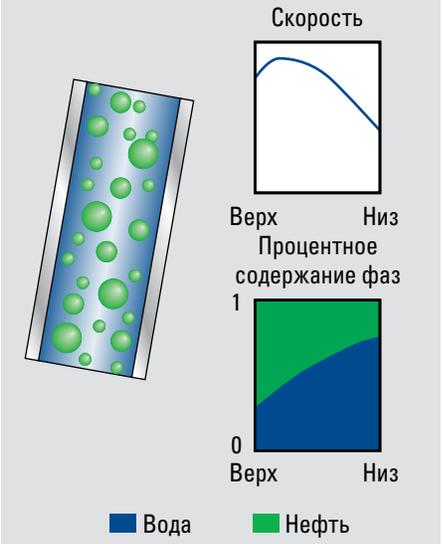
При малых дебитах вода в потоке часто циркулирует и, соответственно, ее скорость может быть отрицательной у нижней стенки скважины. При высоких дебитах, фазы в потоке могут течь с различными скоростями, которые изменяются в зависимости от угла наклона ствола и могут привести к неустойчивости в структуре потока. Такая структура имеет большие перепады профиля скоростей и состава потока.

В скважинах с углом наклона от 85 до 95 градусов, поток нефти и воды преимущественно расслоен. Вода течет по нижней стенке скважины, нефть по верхней. Даже при высоком дебите, более 3000 м<sup>3</sup>/сут в 127 мм колонне, присутствует небольшое смешивание фаз. При низком дебите, поток сильно зависит от наклона скважины. При наличии газа, в зависимости от наклона скважины, может присутствовать до шести режимов потока. При постоянном дебите, профиль скорости и процентное отношение каждой фазы может меняться в зависимости от наклона скважины.

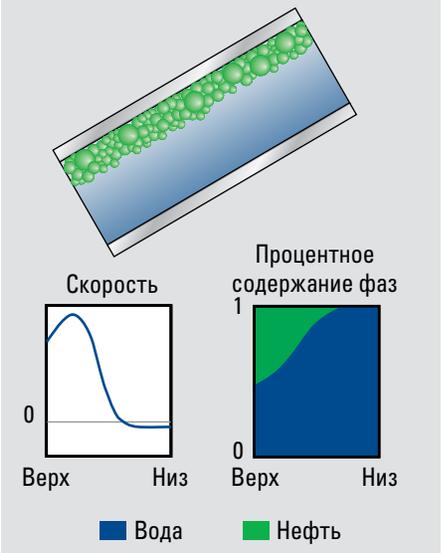
Опыты с двухфазным потоком, проведенные в экспериментальной установке с одинаковыми дебитами по нефти и воде, показали существенное влияние наклона трубы на поведение потока.

При наклоне 90 градусов фазовые скорости и процентное отношение фаз воды и нефти почти одинаковы.

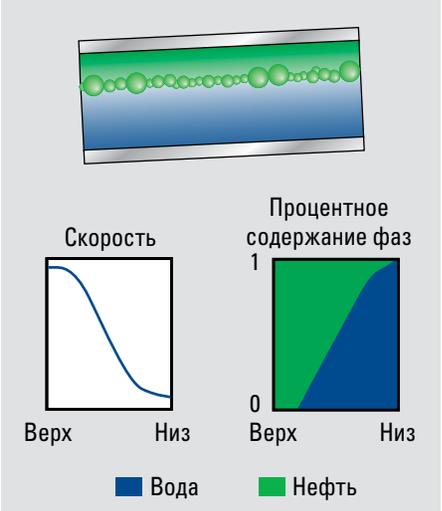
### Режим потока в вертикальной скважине

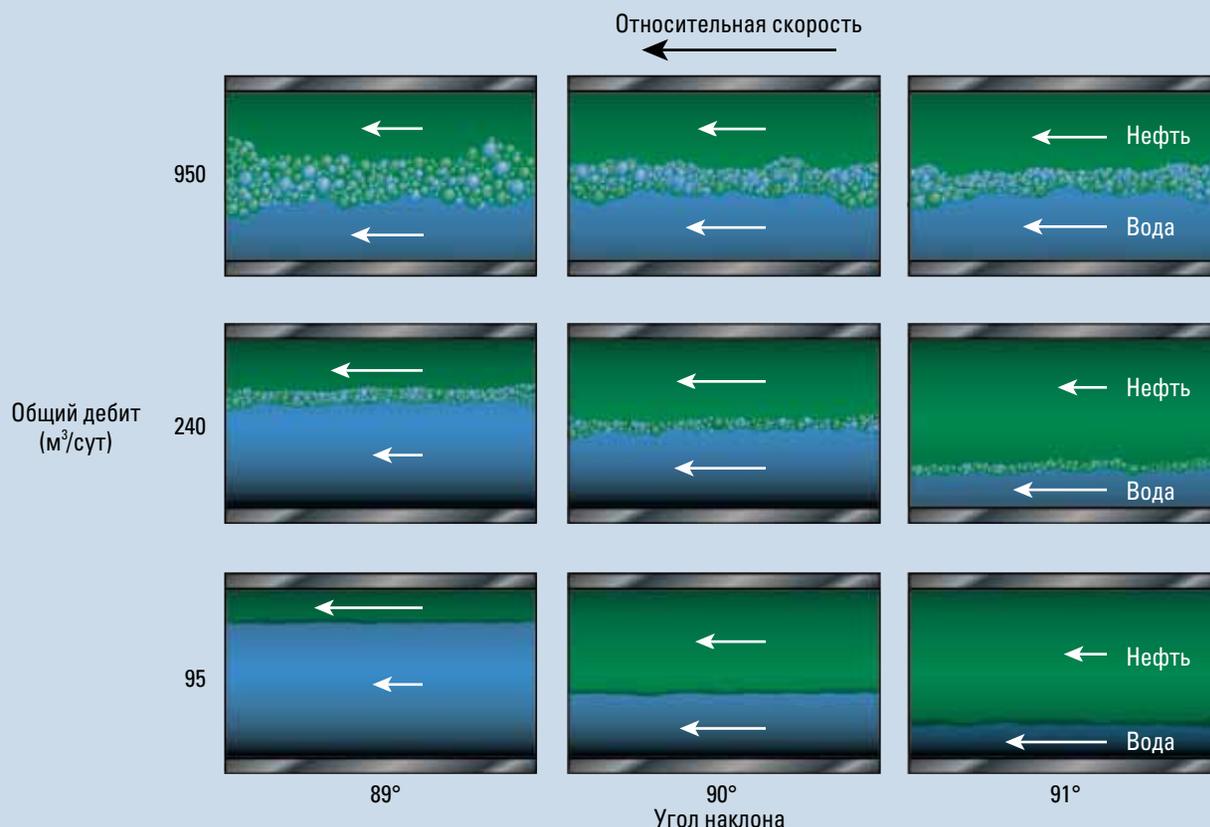


### Режим потока в наклонной скважине



### Режим потока в горизонтальной скважине





Из-за того что нефть более вязкая чем вода, ее фазовая скорость чуть меньше, а процентное содержание в потоке чуть выше.

При отклонении скважины от 90 градусов, нефть и вода начинают течь с разными скоростями.

При высоких дебитах зависимость от угла наклона скважины незначительна из-за преобладания существенной силы трения у стенок скважины и на границе раздела фаз.

При наклоне скважины менее чем на 90 градусов (восходящий поток) скорость воды, как тяжелой фазы замедляется, а нефти увеличивается. Процентное отношение воды увеличивается, а нефти уменьшается. Если присутствует газ, то он начинает течь в виде пузырей по верхней стенке скважины.

При наклоне скважины более 90 градусов (нисходящий поток) поток преимущественно расслоенный. Вода течет

быстрее, чем нефть из-за ее более высокой плотности. В тоже самое время процентное отношение воды уменьшается, тогда как нефти увеличивается.

#### Почему обычные приборы не отвечают требованиям при записи промышленного каротажа в наклонных скважинах

Использование промышленного каротажа, для точного определения профиля притока нефти, газа и воды, очень важно для разработки оптимальной стратегии добычи и планирования ремонтных работ в скважине. Но в наклонных скважинах обычные приборы промышленного каротажа дают неудовлетворительные результаты, из-за того что приборы были разработаны для записи данных в вертикальных скважинах или скважинах с малым углом наклона.

Режимы потока в скважинных условиях могут быть очень сложны и включать в себя расслоенный режим, пу-

зырьковый режим и рециркуляцию. Расслаивание, небольшие изменения наклона скважины и режим течения будут влиять на профиль потока. Проблемы с каротажом возникают когда обычные приборы спускаются в наклонные скважины где встречается эффект рециркуляции тяжелой фазы или расслоенный поток фаз с разными скоростями.

Опыты в экспериментальной установке также показали неэффективность обычных приборов промышленного каротажа в многофазовых потоках. Замеры, сделанные в центре ствола скважины, недостаточны для определения характеристик сложного потока так как его свойства значительно меняются вдоль вертикальной оси ствола скважины. Сенсоры обычных приборов распределены в компоновке на большом удалении друг от друга, что делает анализ сложных режимов течения еще более затруднительным.

## Решение: Прибор Flow Scanner

Прибор Flow Scanner был специально разработан для записи данных промыслового каротажа в горизонтальных скважинах и в скважинах с большим углом наклона.

С одной стороны лапы раскрываемого каверномера расположены четыре миниатюрных расходомера для замера профиля скорости флюида. С другой стороны лапы каверномера установлены в ряд пять электрических и пять оптических датчиков для замера процентного содержания воды и газа, соответственно. Дополнительно в корпусе прибора установлены пятый миниатюрный расходомер и шестая пара электрического и оптического датчиков для определения свойств потока в нижней части трубы. Все замеры датчиками производятся одновременно на одной глубине.

Во время записи прибор Flow Scanner децентрирован, корпус прибора находится в нижней части колонны, а каверномер раскрыт по вертикальной оси ствола скважины. Каверномер позволяет замерять внутренний диаметр колонны, который используется для вычисления площади потока и, соответственно, для расчета фазовых дебитов.

Прибор имеет внешний диаметр 42.9 мм (1.69 дюймов) и может спускаться в скважины диаметром от 73 мм до 228.6 мм на ГНКТ, кабеле или тяговой системе MaxTRAC\*. Малая длина прибора, 4.9 метра, делает его идеальным для спуска в скважины с большой интенсивностью набора угла. Когда требуется еще более короткая компоновка, можно убрать гидравлическую секцию длиной 1.2 метра, которая используется для сканирования и закрытия лапы каверномера. Прибор может работать при температуре до 150 градусов Цельсия и давлении до 1020 атмосфер.

Прибор Flow Scanner совместим с семейством приборов PS Platform и другими приборами для работы в обсаженных скважинах.

## Определение профиля скоростей в многофазном потоке

Прибор Flow Scanner замеряет профиль и изменение скоростей потока по вертикальной оси ствола, что невозможно сделать используя один расходомер по центру. Прибор делает замеры при смешанном и расслоенном режимах потока, включая прямые независимые замеры скорости потока газа в горизонтальных скважинах с многофазным режимом течения. Прибор Flow Scanner также способен выявить рециркуляцию воды на забое.

*Прибор Flow Scanner использует подвижную лапу каверномера для позиционирования сенсоров по вертикальной оси ствола наклонных скважин для замеров скорости и процентного отношения фаз в смешанном и расслоенном режимах потока.*



*Обычный расходомер замеряет поток в середине ствола скважины, вне зависимости от профиля потока, тогда как расходомеры Flow Scanner замеряют скорости на пяти различных уровнях по вертикальной оси ствола. Замеры усредненной скорости обычным расходомером не учитывают отрицательную скорость, которая замеряется нижним расходомером прибора Flow Scanner.*



Каждый из пяти миниатюрных расходомеров делает локальный замер скорости флюида, давая возможность рассчитать профиль скоростей многофазного потока.

### Углеводороды или вода?

Прибор Flow Scanner определяет воду используя шесть низкочастотных датчиков, которые измеряют сопротивление потока. Задается пороговая величина, позволяющая прибору отличить углеводороды от воды (вода проводит электрический ток, а нефть и газ нет). Каждый датчик создает бинарный сигнал, когда пузырьки нефти или газа в воде или пузырьки воды в УВ касаются кончика датчика. Процентное отношение воды определяется долей времени, когда через кончик датчика проходит ток, а профиль процентного отношения воды точно передает режим потока в скважине.

Данная методика позволяет замерить локальное процентное содержание воды вне зависимости от свойств флюида без проведения калибровки. С другой стороны, обычным приборам необходима точная калибровка в нефти и воде. Кроме того замеры скорости счета пузырьков (диаграмма показывающая количество обнаруженных непроводящих событий в интервале исследований) могут использоваться для определения мест поступления флюида. Обычным приборам не хватает для этого точности.

### Газ или жидкость?

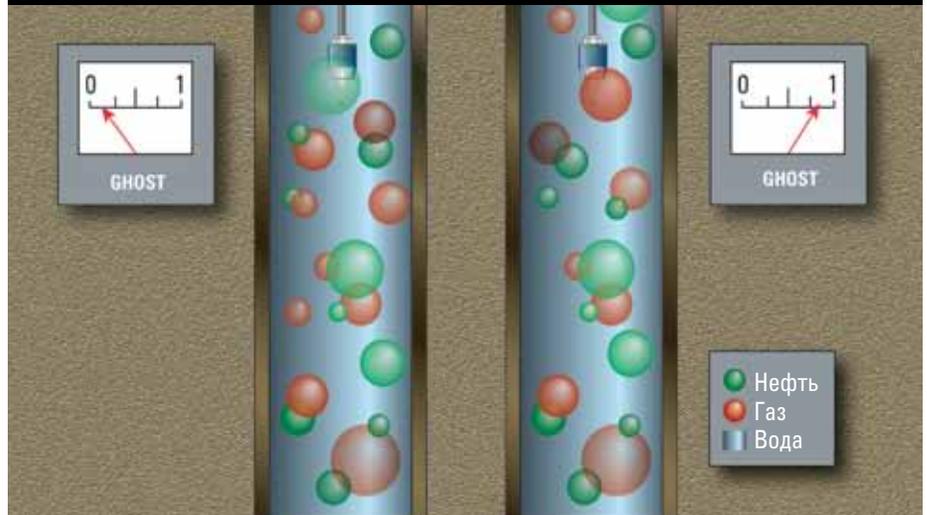
Обычные низкочастотные датчики могут отличить воду от углеводородов, но прибор Flow Scanner также оснащен оптическими датчиками для определения газа.

Шесть датчиков GHOST\* (Gas Holdup Optical Sensor Tool) чувствительны к индексу оптического преломления лучей во флюиде. Обычно у газа индекс около 1, у воды около 1.35 и у нефти около 1.5. Индексы для нефти и воды близки друг к другу, поэтому оптические датчики используются для отличия газа от жидкости.

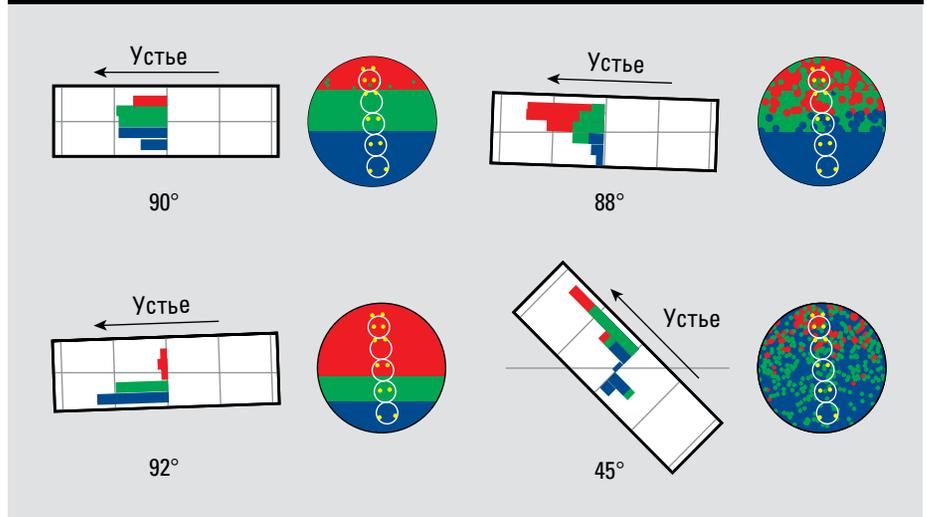
Из регистрируемых параметров также можно получить кривую скорости счета пузырьков и использовать ее для определения глубины первого поступления газа в скважину. Оптические датчики измеряют процентное отношение газа локально без проведения калибровки, так как их сигнал бинарный.

Совместно оптические и электрические датчики предоставляют детальную информацию по процентному содержанию трех фаз на одной глубине.

На основе индекса оптического преломления лучей во флюиде, датчики GHOST делают разграничение между газом и жидкостью.



Данные по скорости потока и распределению фаз оптимизируются и отображаются в реальном времени в программном обеспечении Flow Scanner Monitor Box.



### Программное обеспечение Flow Scanner Monitor Box

Программное обеспечение прибора Flow Scanner оптимизирует и показывает регистрируемые данные расходомеров, оптических и электрических датчиков. Два изображения постоянно обновляются в реальном времени при записи данных.

Первое изображение показывает относительные скорости потока замеренные расходомерами, в то время как второе показывает распределение фаз по площади ствола. На обоих изображениях, ствол скважины поделен горизонтально на 5 частей, это связано с разными комбинациями замеров расходомера, электрических и оптических датчиков.

На изображении расходомеров пять прямоугольников отображаются по длине пропорциональной скорости вращения каждого расходомера. Каждый прямоугольник поделен на секции с разными цветами, ширина секций пропорциональна процентному отношению трех фаз, замеренных электрическими и оптическими датчиками.

На изображении поперечного сечения каждый цветной слой показывает фазу с самым большим процентным содержанием, замеренным датчиками. Процентное содержание остальных фаз представлено пропорциональным количеством и размером пузырей. Относительное положение сенсоров также показано кругами для расходомеров и точками для датчиков.

### Опыт применения: Суэцкий залив

Запасы старых месторождений Суэцкого залива характеризуются высоковязкой нефтью с высоким процентом обводненности продукта, добываемого с помощью горизонтальных и наклонных скважин. Разработка данных месторождений почти достигла предела рентабельности и возникла необходимость проведения работ по изоляции зон водопроявлений и увеличения нефтеотдачи. Однако, традиционные приборы промышленного каротажа не в состоянии работать в сложных режимах течения, наблюдаемых в горизонтальных скважинах и при их использовании невозможно достоверно определить интервалы ремонтно-изоляционных работ.

Одна скважина с углом наклона в 37° вскрывала 6 продуктивных интервалов и эксплуатировалась газлифтным способом. Дебит жидкости составлял 2058 баррелей в сутки, при обводненности в 97%. Там, где традиционные промысловый каротаж не позволял оценить индивидуальный вклад каждого интервала или определить источник поступления воды, был прописан комплекс Flow Scanner на кабеле.

На иллюстрации снизу показано сравнение каротажей, записанных прибором Flow Scanner и традиционным прибором промышленного каротажа. Профиль притока, построенный по данным Flow Scanner показывает, что

примерно 25% всей нефти и 85% воды поступает из отверстий перфорации ниже глубины X400 футов. Оставшаяся часть воды и нефти поступала из перфорационных отверстий на глубине X390 футов. Два перфорационных интервала выше X390 футов работали чистой нефтью и более чем половина от всей добываемой нефти поступала из верхнего интервала перфорации. Традиционные сенсоры, применяемые в промысловом каротаже, не смогли обнаружить поступление нефти из верхнего интервала перфорации ввиду того, что механический расходомер был подвергнут влиянию рециркуляции, а разрешающая способность прибора по замеру плотности флюида была слишком низкой для достоверного определения процентного содержания нефти в потоке. По результатам данных исследований 90% всего притока нефти было ошибочно отнесено к нижним интервалам перфорации. На основании данных Flow Scanner были запланированы ремонтно-изоляционные работы для оптимизации добычи нефти. После сопоставления результатов промыслового каротажа и геологической информации о расположении непроницаемого пласта глин, оператор установил мост на глубине X400 футов для изоляции основных зон водопритока в нижней части скважины.

В результате скважина стала давать

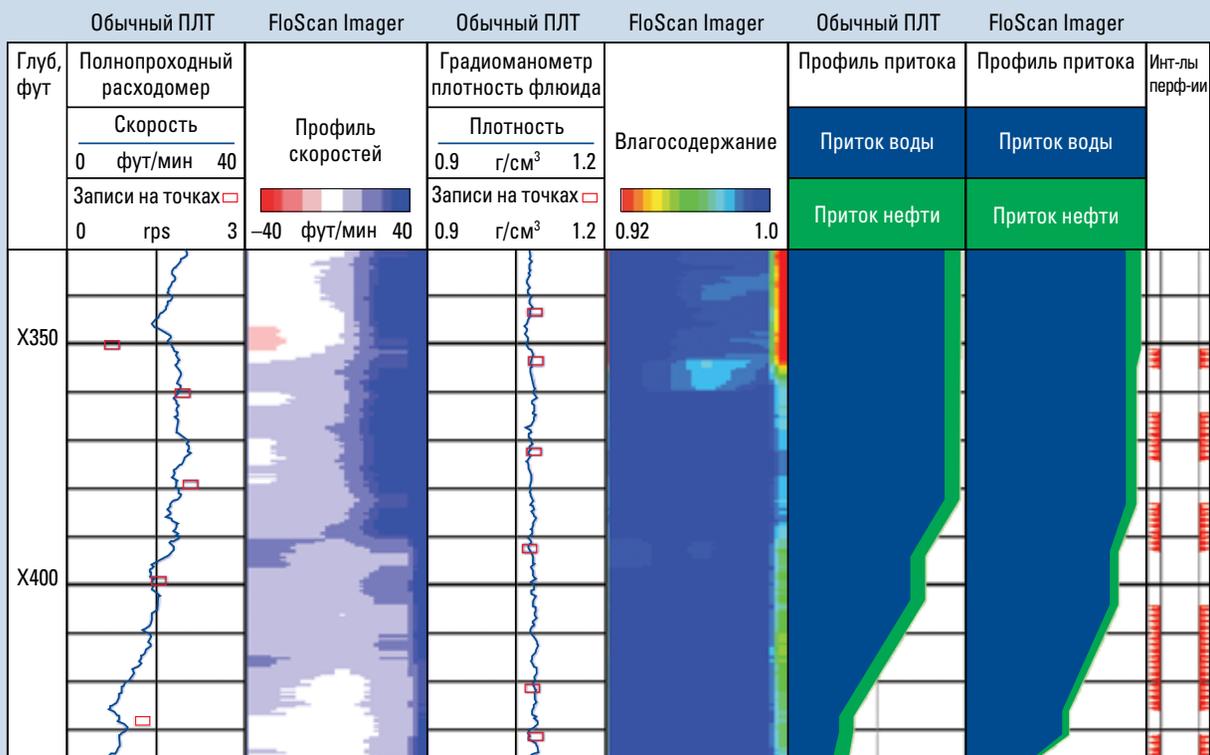
556 баррелей нефти и 2532 барреля воды в сутки, что соответствует девятикратному увеличению добычи нефти, а затраты на исследования окупились менее, чем за неделю.

### Опыт применения: Северное море

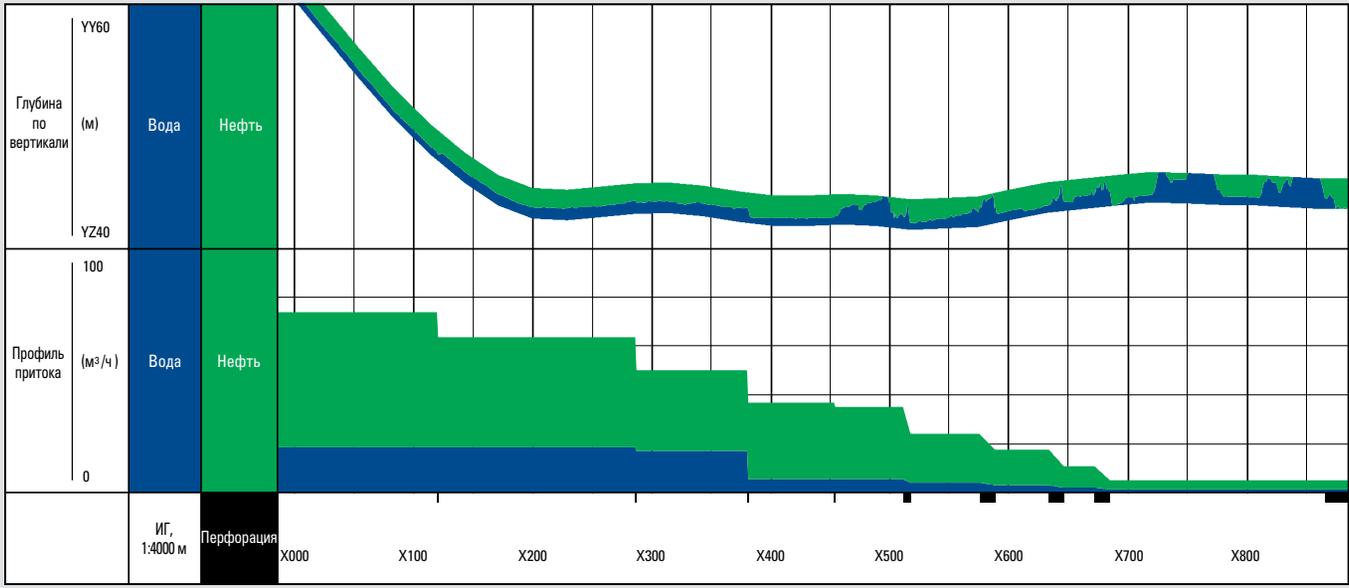
Система Flow Scanner была прописана в скважине в Северном море. В качестве средства доставки прибора на забой использовался ГНКТ. Скважина давала 9800 баррелей нефти в сутки при обводненности 20% и отсутствием газа и работала через 4.5" [114мм] хвостовик. Длина горизонтальной секции более 2300 футов [700 м], максимальный угол наклона - 93°.

На профиле притока, показанном в 1-й колонке, нефть и вода поступали из нижнего интервала перфорации, но основной интервал притока нефти наблюдался на глубине X680 футов. Ближе к пяточной части хвостовика интенсивность притока значительно возрастала. Профиль состава притока, во 2-й колонке, показывает изменение процентного содержания флюидов в потоке в зависимости от угла наклона скважины. При низких скоростях потока наблюдаются сильные изменения состава, а при увеличении скорости течения изменение состава постепенно уменьшается, в конечном счете, достигая точки, когда угол наклона скважины практически не влияет на изменение состава потока. Это доказывает, что лабораторные испытания

Система Flow Scanner идентифицировала и количественно рассчитала поинтервальный приток нефти и воды в скважине на месторождении в Суэцком заливе после того как обычный прибор промышленного каротажа не справился с поставленной задачей. Проведенные ремонтно-изоляционные работы позволили увеличить добычу нефти на 900%.



Система Flow Scanner на примере скважины Северного моря показала, что изменение состава притока в зависимости от угла наклона уменьшается при увеличении скорости течения флюида.



в экспериментальной установке являются хорошим приближением реальных скважинных условий.

#### Опыт применения: Ближний восток

Клиент на Ближнем Востоке хотел испытать работоспособность системы Flow Scanner в скважине с однофазным потоком. Скважина с углом наклона в 52° давала 3300 баррелей нефти в сутки, без воды. Система Flow Scanner была спущена на кабеле. Результат исследований показан на изображении.

Кривая относительного азимута (фиолетовая) в колонке 1 показывает, что в течение всего времени исследования прибор сохранил свою ориентацию вдоль вертикальной оси ствола скважины. Небольшие отклонения от вертикали были в пределах 10°.

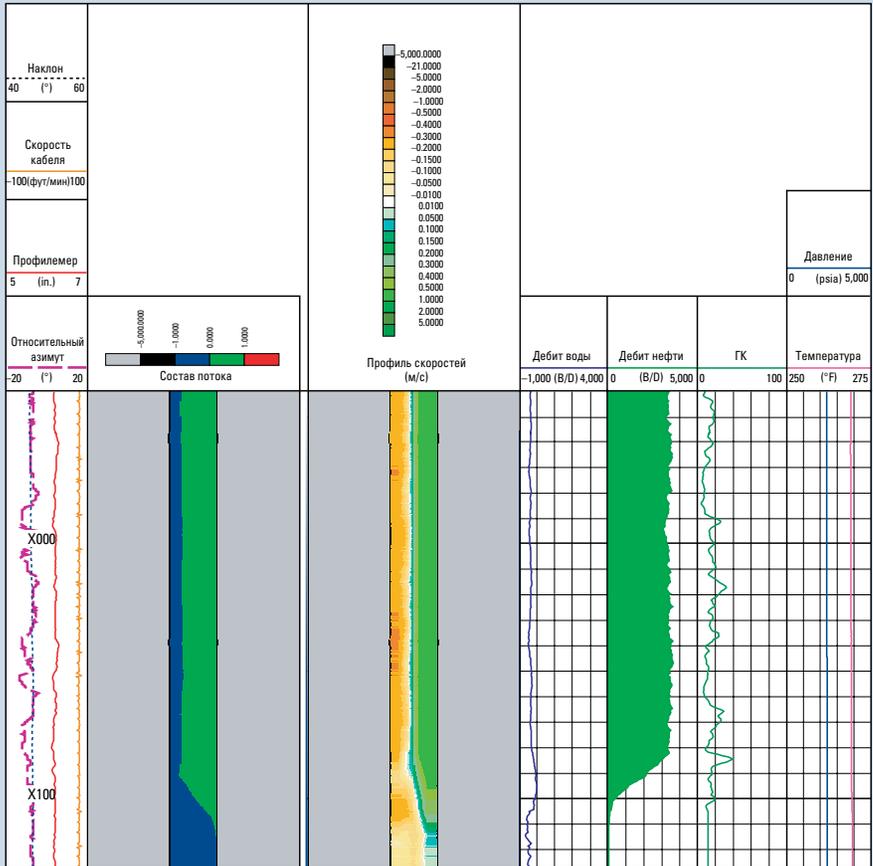
В колонке 2 показано распределение состава каждой фазы в скважине. Хорошо заметна вода в составе скважинного флюида ниже глубины 100 футов от устья.

В 3-й колонке показан профиль скоростей потока. Отрицательная скорость (рециркуляция) показана желтым, оранжевым и красным по мере возрастания скорости. Положительная скорость потока (приток) показана синим, зеленым и темно-зеленым цветом. Движение нефти отмечается по середине и верхней стенке скважины, в то время как вода рециркулирует по нижней стенке. Рециркуляция наблюдалась в интервале до глубины 100 футов от устья.

В колонках 4 и 5 представлены расход по воде (отрицательный) и расход по нефти (положительный), рассчитанные с использованием стандартных калибровок всех 5 миниатюрных расходомеров.

В колонках 6 и 7 приведены показания ГК, давления и температуры, записанные основным измерительным зондом PBMS платформы PS.

Данная Ближневосточная скважина давала 3300 баррелей нефти в сутки при обводненности 0%. Датчики состава потока показали наличие воды в скважине ниже глубины 100 футов, а измеренный профиль скоростей потока показал, что наблюдаемая вода рециркулирует.



---

**Спецификация системы Flow Scanner**

---

Внешний диаметр	429мм
Длина*	4,9 м
Вес	49 кг
Макс. температура	150°C
Макс. давление	103 МПа
Устойчивость к коррозии	Стандарт NACE MR0175
Охват скважины	95% при внутреннем диаметре в 152 мм

---

[www.slb.com/oilfield](http://www.slb.com/oilfield)

06-PR-039 Август 2006  
\*Знак компании «Schlumberger»  
Другие наименования компаний, продукции и сервисов  
принадлежат соответствующим владельцам.  
Copyright © 2013 Schlumberger. Все права защищены.

**Schlumberger**