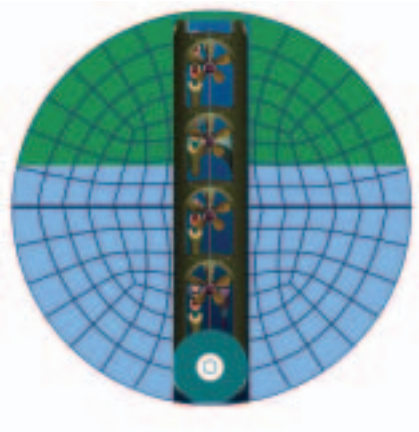
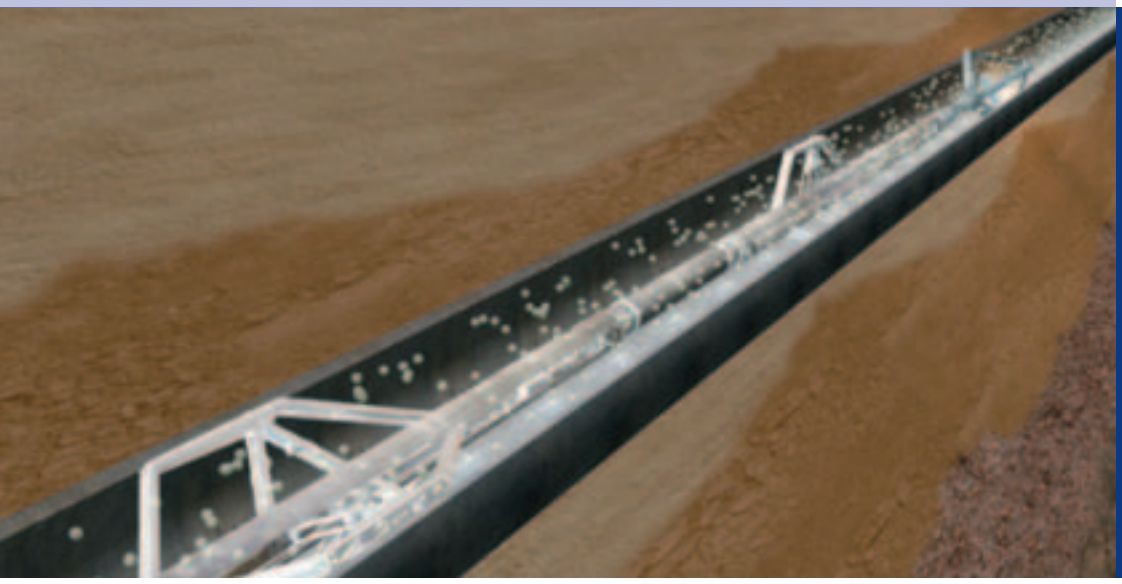
Schlumberger

ПРОМЫСЛОВЫЙ КАРОТАЖ ГС





Новые разработки в области промыслового каротажа горизонтальных скважин

Сегодня все больше внимания уделяется методам интенсификации разработки нефтяных и газовых месторождений. В связи с этим бурение горизонтальных скважин (ГС) стало широко применяться в мировой нефтяной отрасли. В настоящее время в России многие нефтяные компании (НК) проводят бурение горизонтальных или наклонно-направленных скважин (ННС) с большим зенитным углом, заканчиваемых открытым стволом или нижней трубой обсадной колонны со щелевидными продольными отверстиями. До недавнего времени проведение измерений в ГС для анализа продуктивного пласта или дебита было затруднительным из-за большой длины скважины, пробуренной в пласте, и проблем, связанных с измерениями и интерпретацией результатов.

Существенный прогресс в области исследований и технологии проведения измерений позволяет сейчас решать комплексную задачу по профилированию потока в ГС, проводить диагностику поведения и дебита скважин.

В настоящей работе обсуждаются проблемы, связанные с оценкой работы ГС, которая, в отличие от вертикальных (ВС) и наклонных скважин (НС), требует использования другого теоретического подхода и новых научно-технических средств. Рассматриваются различные режимы течения в ГС, дается анализ популярной технологии промыслового каротажа Flagship* («флагманская» технология), а также приводятся некоторые примеры ее использования при исследованиях эксплуатационных скважин.

Крис Ленн,
Джон Каденхэд,
Рэм Сандер,
Владислав Ашуров

Schlumberger

Общий обзор состояния горизонтальных скважин

Опыт эксплуатации ГС показывает, что отбор в них в среднем не более чем в два раза превосходит дебит ВС. Иначе говоря, ГС не используют весь свой потенциал. Причинами этого могут быть:

- неравномерное распределение давления в продуктивном пласте по стволу скважины, т.к. большинство ГС были пробурены на уже действующих промыслах;
- неоднородность коллектора по площади, особенно для очень длинных скважин;
- ухудшение коллекторных свойств продуктивного пласта по стволу скважины при бурении;
- длинные, змеевидные законченные стволы скважины, затрудняющие процесс ее очистки, особенно по направлению к сужающейся части скважины;
- местные водопоглотительные колодцы и газовые ловушки по стволу скважины;
- недостаточное и/или некачественное завершение скважины или неподходящий процесс очистки.

На режим потока в скважине может оказывать влияние наличие водопоглотительных колодцев и газовых трапов (например, в том случае, когда давление в стволе скважины ниже давления насыщения). Вскрытая поверхность забоя и стенок скважины в песчаном пласте может быть значительно уменьшена за счет стоячих вод. По этим причинам важно установить профиль потока для достижения требуемого дебита скважины и эффективности потока. Задача каротажа эксплуатационных скважин заключается в том, чтобы определить профиль притока в скважине, фазовые содержания флюидов, скорость течения флюидов, а также давление, температуру флюида в стволе скважины для оценки:

- профиля добычи как функции длины скважины, что показывает, какое влияние на дебит скважины оказывает каждый перфорационный или необсаженный интервал;
- типов флюидов (нефть, вода и газ) в каждом из интервалов притока;

- зоны поглощения или перетока в стволе скважины между продуктивными интервалами;
- механических проблем добычи, например утечки в колонне или за ней.

Установлено, что в России наблюдается резкое ухудшение работы ГС в результате быстрого обводнения скважин или спада продуктивности. Это вызвано рядом причин — частично из-за дренажных скважин, оказывающих влияние на уровень добычи, быстрого спада давления в продуктивном пласте, повышения обводненности и блокировки дренажных скважин. Поэтому не следует недооценивать важность получения данных каротажа на ГС. Полученная информация поможет проводить диагностирование причин снижения продуктивности скважин и вырабатывать необходимую стратегию для улучшения эксплуатационных параметров скважин. Мы надеемся, что результаты программы проведения геофизических исследований в скважинах помогут в планировании создания ГС в будущем.

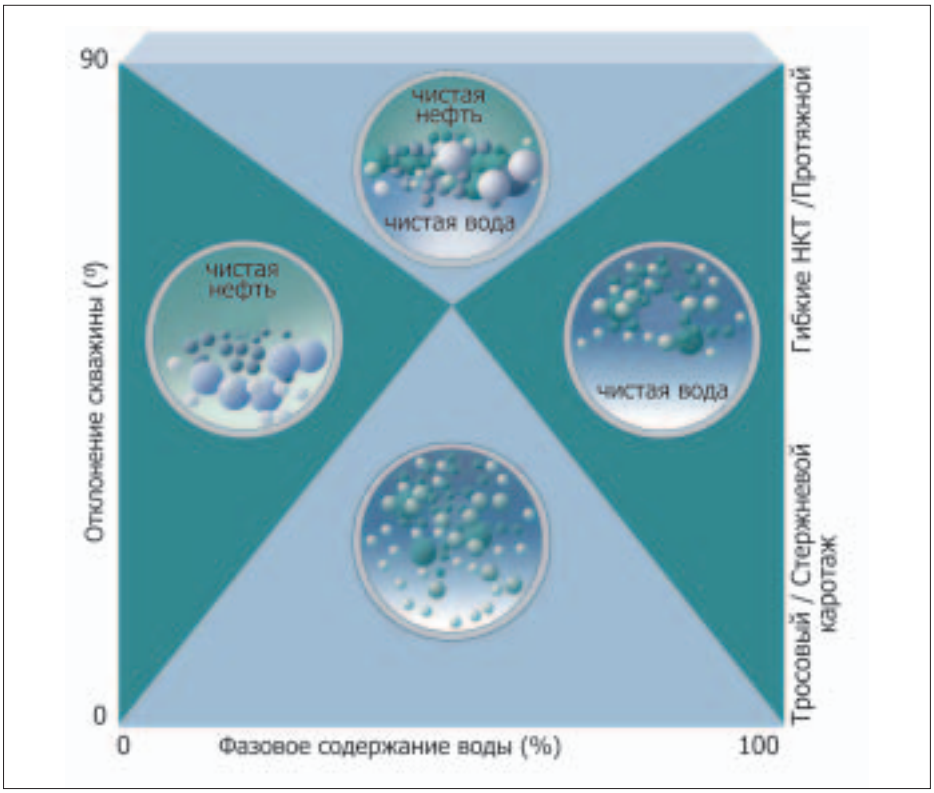


Рис. 1. Основные режимы течения нефть–вода

Режимы течения и гидродинамика в горизонтальных скважинах

В последние годы многофазные потоки в добывающих скважинах изучаются более детально. Проведение оценок режимов течения нефти, воды и газа в ВС, НС и ГС подтолкнуло развитие новых методов геофизических исследований, позволяющих улучшить работу скважин, даже при наличии наиболее проблематичных условий потока в скважине.

Режимы течения являются специфичными для различных фаз потока (например, двухфазный поток нефти и воды, газа и нефти, трехфазный поток нефти, воды и газа и т.д.), расходов потока каждой фазы и для геометрии ствола скважины, особенно при изменении ее наклона. Различные режимы течения приводят к возникновению ограничений, отражающихся на работе обычных датчиков общего измерения расхода, таких как вертушечные расходомеры и плотномеры, а также на применении традиционных методов интерпретации результатов измерений.

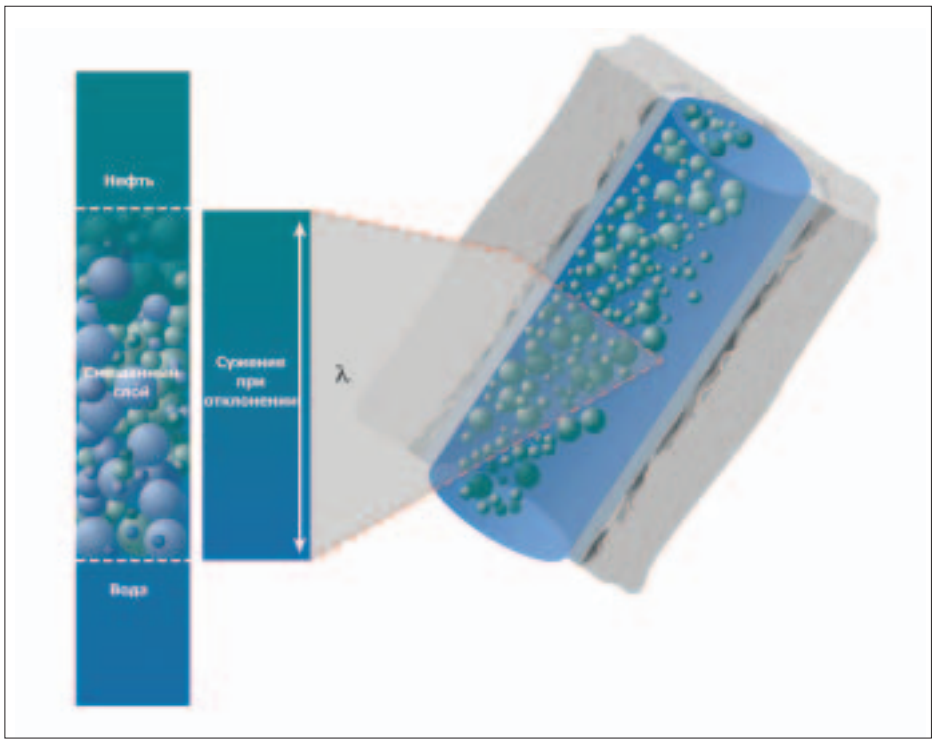


Рис. 2. Смешанный слой в наклонном потоке нефть–вода

Режим течения нефть–вода

На *Рис. 1* представлены четыре основных режима течения нефть–вода, встречающихся в нефтедобывающих скважинах. Показано, что принципиальный характер потока может меняться при изменении наклона скважины и водосодержания (участок поперечного сечения трубы заполненный водой).

В ВС и НС потоки в основном пузырьковые. При этом одна фаза дисперсная, а другая непрерывная. Часто наблюдается инверсия фаз, при которой непрерывный поток воды заменяется на непрерывный поток нефти при увеличении поступления нефти. За счет силы тяжести менее плотная нефтяная фаза переносится быстрее, чем водная фаза. Различие в скорости течения воды и нефти определяется как скорость скольжения потока и является причиной важного явления, при котором возникает различие между отношени-

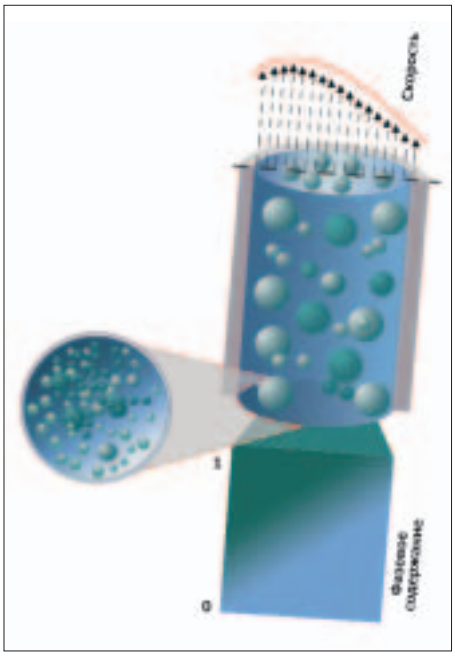


Рис. 3. Структура потока нефть–вода при незначительном отклонении ствола скважины от вертикали

ка, а также профиля фазового содержания по всему диаметру скважины. Кроме того, создается смешанный слой между нефтью в верхней части скважины и водой в ее нижней части. В наклонных скважинах может даже наблюдаться однофазный слой воды в нижней части скважины при высоком фазовом содержании воды в потоке.

На *Рис. 2* показаны две отличительные особенности смешанного потока. Толщина смешанного слоя изменяется при изменении угла наклона скважины. Смешанный слой перемещается к верхней части трубы при повышении фазового содержания воды. Как показано на *Рис. 3*, при незначительном отклонении ствола скважины от вертикали нефть и вода хорошо смешиваются по всему поперечному сечению трубы. Профиль скорости является сглаженным, а профиль фазового содержания носит почти линейный характер. При изменении наклона ствола скважины может наблюдаться весьма сложный профиль потока1.

На *Рис. 4* показан режим потока флюида при высоком фазовом содержании воды. Дисперсный поток нефти наблюдается в верхней части ствола скважины, а однофазный поток воды — на низкой стороне. Наблюдается большое фазовое содержание воды и значительный градиент скоростей. Обычно в нижней части наблюдается обратный поток воды, как видно из профиля скоростей, особенно при низких скоростях/расходах потока (менее нескольких тысяч баррелей в день для 7-мидюймовой обсадной колонны). Обратный поток может оказывать большое влияние на показания датчика расхода, например вертушечного расходомера, в первую очередь при большом диаметре обсадной колонны, когда скорость потока является относительно низкой даже при высоких дебитах потока.

При дальнейшем наклонении ствола скважины к горизонтали происходит формирование расслоенного двухфазного потока при появлении однофазного потока нефти в верхней части и однофазного слоя воды внизу. Между этими двумя слоями образуется локализованный смешанный слой, толщина которого варьируется в зависимости от расхода потока и степени наклона ствола скважины, как показано на *Рис. 5*. Было проведено моделирование потока этого типа.

Существенной особенностью расслоенных потоков является влияние незначительных изменений наклона в сторону горизонта-

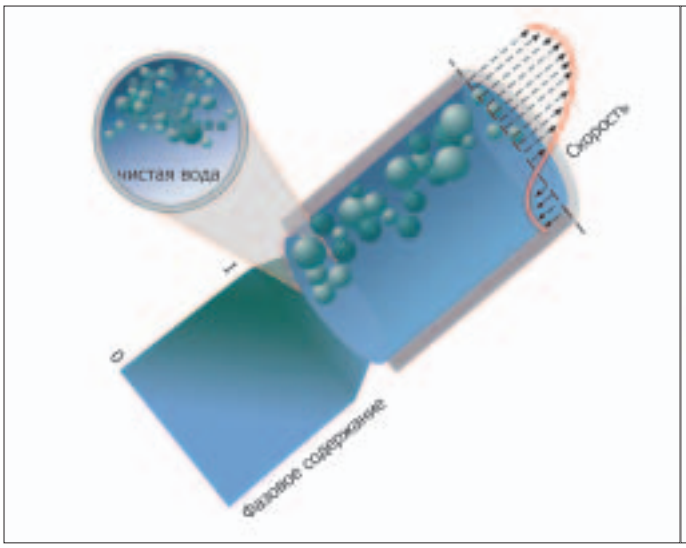


Рис. 4. Структура потока при высоком объемном содержании воды в потоке нефть–вода в наклонной скважине

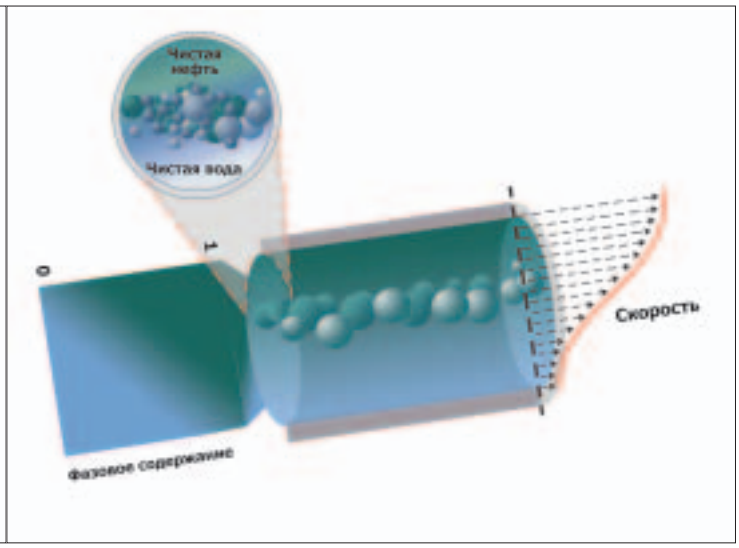


Рис. 5. Многослойная структура квази-горизонтального потока нефть–вода

ем дебитов различных фаз и отношением их фазовых содержаний. При отклонении ствола скважины от вертикали выталкивающая сила повышает разделение фаз.

При непрерывных потоках воды более легкие капельки нефти скапливаются на высокой стороне ствола скважины. Наоборот, при непрерывных потоках нефти более тяжелые капельки воды скапливаются на низкой стороне ствола скважины.

Разделение фаз, вызванное выталкивающей силой и скоростью скольжения потока, приводит к возникновению весьма искаженной усредненной по времени скорости потоки, как на фазовое содержание воды, так и на скорость течения нефти и воды.

Это обстоятельство отражено на *Рис. 6*, на котором показаны потоки нефти и воды с одинаковыми расходами (120 м^3 в сутки для каждой фазы) в кольцевой трубе. Незначительные изменения наклона приводят к снижению скорости потока воды при ее подъеме вверх (наклон менее 90°) и повышению скорости течения нефти; обратный эффект наблюдается при движении потока вниз (наклон более 90°).

В восходящих потоках в ГС нефть может перемещаться очень быстро относи-

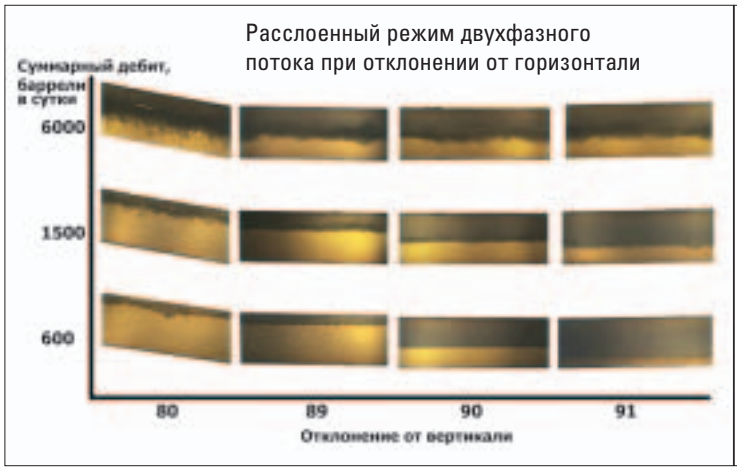


Рис. 6. Поведение расслоенного потока при отклонении

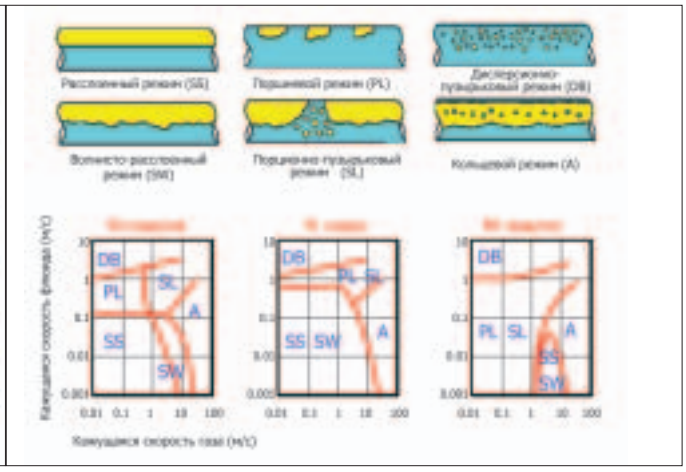


Рис. 7. Основные режимы течения потока нефть-газ

тельно более медленного, или даже «стоячего» слоя воды. Это часто является причиной того, что скорость проскальзывания потока между нефтью и водой намного выше в ГС, чем в ВС. При этом скорость проскальзывания может менять свой знак по длине скважины, когда траектория ствола изменяется от 90°. Это также означает, что во многих ГС, пробуренных при незначительном отклонении от горизонтали, вертушечный расходомер будет регистрировать только замедленный поток слоя «застойной» воды и не будет реагировать на слой нефти, находящийся в верхней части ствола скважины.

Модель двухфазного потока со скольжением фаз для ГС — StratFlo

Модель двухфазного потока со скольжением фаз для ГС StratFlo*, разработанная Кембриджским исследовательским центром компании Schlumberger, базируется на теоретическом принципе создания перепада давления за счет шероховатости стенок трубы и учитывает межфазное трение между слоями нефти и воды.

Модель использует две фундаментальные аксиомы:

1. Градиент давления для нефтяной и водной фазы должен быть одинаковым.
2. Сумма сил внутри каждой фазы должна быть равной нулю.

Модель двухфазного потока со скольжением фаз может быть реализована различными способами.

1. Там, где скорость воды и фазовое содержание (а следовательно, и расход потока воды) известны, модель будет предоставлять значения скорости и расхода нефти.
2. Наоборот, там, где скорость нефти и ее фазовое содержание (а следовательно, и расход потока нефти) известны, модель будет предоставлять значения скорости и расхода воды.
3. Когда известны скорости нефти и воды, а измерения фазового содержания невозможны, модель будет предоставлять значения фазового содержания для потоков нефти и воды.
4. Когда суммарный расход потока (или скорость) и фазовое содержание известны, модель будет предоставлять значения расходов потока нефти и воды.

В редких случаях, когда вертушечный расходомер может отслеживать только одну фазу, с помощью данной модели можно осуществлять простое вычисление скорости и расхода потока по двум фазам. Когда же расходомер дает смешанную интерпретацию картины потока, целесообразно проводить независимые измерения скорости фаз, например каротажа для определения скорости воды (WFL).

Режимы течения потока нефть–газ

Присутствие свободного газа в стволе скважины создает серию структур потока, на которые оказывают сильное воздействие относительные расходы потока газа и флюида (нефть и/или вода), а также степень наклона ствола скважины. Некоторые режимы течения свойственны только скважинам с незначительным отклонением от вертикали, другие — скважинам с незначительным отклонением от горизонтали. На *Рис. 7* показаны основные режимы течения потока нефть–газ. Даже для ГС наблюдаются 2 основных режима течения, существенно зависящие от вертикального отклонения в ту или иную сторону.

При наклоне менее 90° (восходящий поток) газ обычно перемещается в виде порционно-пузырькового режима. Это может положительным образом сказаться на проведении комплексных эксплутационных измерений. При этом скорость потока газа будет измеряться как скорость порционно-пузырькового режима.

При наклоне более 90° (нисходящий поток) основным режимом является расслоенный режим двухфазного потока, при котором слои нефти, газа и воды движутся относительно друг друга с различной скоростью. Диаграммы структуры потока отражают основные режимы для наклона 89°, 90° и 91°. Фактическое нарушение расслоенного режима двухфазного потока наблюдается при восходящем потоке и подтверждается данными измерений, полученными при проведении каротажа с помощью технологии Flagship, разработанной специально для ГС.

В российских ГС сложность решения проблем обостряется наличием ряда факторов. Главная проблема в том, что большинство скважин не являются самотечными и требуют механизированного подъема флюида.

Другим важным фактором является характер завершения скважины — обсадная колонна со щелевидными продольными отверстиями или незаполненное или неравномерно заполненное затрубное пространство из-за присутствия остатков пород в продуктивном слое.

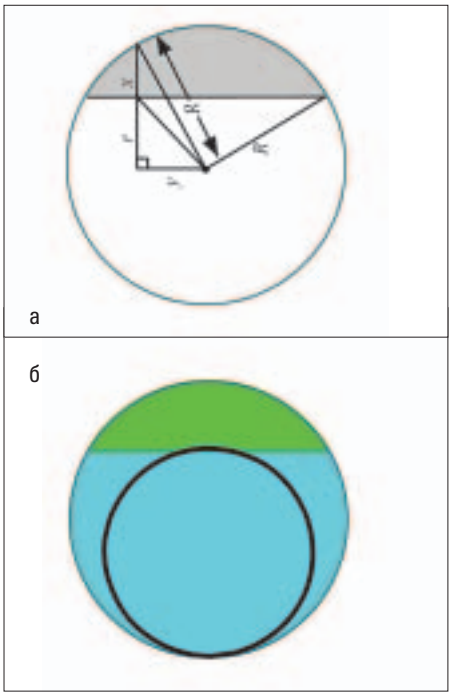


Рис. 8а, б. Фазовое содержание флюида над внутренним диаметром обсадной трубы (6,425/24,9 = 25%)

Можно предположить, что вероятно образование затрубного пространства в верхней части скважины, в котором может происходить течение флюидов, в случае если обсадная труба не центрирована по оси ствола скважины.

Знание фазового распределения в поперечном сечении на горизонтальном участке внутри и снаружи обсадной колонны со щелевидными продольными отверстиями является весьма важным. Средства проведения каротажа позволяют обычно исследовать поток флюида внутри трубы, упуская из виду поток в затрубном пространстве. В случае скважин с высокой обводненностью вероятно, что нефть из обсадной колонны проникает в затрубное пространство верхней секции (также при очень низкой обводненности вода может проникать в нижнее кольцевое пространство, если обсадная колонна отцентрирована), как показывают результаты моделирования, представленные в следующем разделе. Незначительное изменение наклона ствола скважины может оказывать дальнейшее воздействие на распределение фаз в трубе. Для идентификации флюида и измерения потока в затрубном пространстве необходимо при проведении каротажа наряду с традиционными дебитомерами использовать и датчики, способные контролировать пространство за обсадной колонной.

Анализ профиля потока в горизонтальных скважинах с обсадной колонной со щелевидными продольными отверстиями — Моделирование StratFlo

В *табл. 1* представлены результаты моделирования фазового содержания флюида при заданном расходе потока и обводненности скважины. В данном случае поток поступает в затрубное пространство, что приводит к увеличению рабочего поперечного сечения, через которое осуществляется поток.

Поток за обсадной колонной

Фазовое содержание фракции в движущемся по скважине потоке выше определенной высоты в поперечном сечении скважины (затемненная зона на *Рис. 8а*) может быть представлено следующей зависимостью:

$$[R^2\, tg^{-1}[\sqrt{((R/r)^2 - 1)}] - r\sqrt{(R^2 - r^2)}]/(\pi R^2),$$

при предположении, что:

радиус ствола скважины (R) = 5,63'',

наружный диаметр трубы (CSOD) = 4,5'',

внутренний диаметр трубы (CSID) = 3,91''.

Для эксцентричного расположения обсадной колонны со щелевидными продольными отверстиями:

— высота затрубного пространства (выше внутреннего диаметра обсадной трубы) равна X = 1,72'', а радиус R = 1,095'';

— площадь над внутренним диаметром трубы равна 6,426 дюйм^2. Площадь ствола скважины — 24,9 дюйм^2;

Табл. 1. **Моделирование StratFlo — при обсадной колонне со щелевидными продольными отверстиями**

Поток в обсадной трубе и затрубном пространстве (внутренний диаметр трубы (CSID) = 143 мм (5,63''))				
Q_w	Q_o		Наклон	H_w (фазовое содержание воды)
м^3/сутки	м^3/сутки	%	градусы	%
262	33,33	88,7	86,5	92,3
			87,0	92,1
			87,5	91,9
			88,0	91,8
			88,5	91,5
			89,0	90,8
			89,5	89,9
			90,0	85,3
			90,5	54,8
			91,0	40,6
			91,5	35,7

— фазовое содержание флюида над внутренним диаметром обсадной трубы равно 6,426/24,9=25% (эта зона дана на *рис 8а* не в реальном масштабе).

Для упрощения толщина стенок обсадной трубы не учитывалась. При предположении о наличии расслоенного режима двухфазного потока можно заключить, что фазовое содержание флюида за пределами внутреннего диаметра обсадной трубы составляет 25% в том случае, когда труба смещена и сужается книзу. Это означает, что мы «теряем» при оценке фазового содержания нефти 25% или меньше, если нефть поступает за обсадную колонну в затрубное пространство *(Рис. 8b)*.

При наличии кольцевого режима течения в затрубном пространстве при помощи модели StratFlo для заданных параметров потока мы можем увидеть, что течение нефти внутри обсадной трубы не наблюдается, если наклон составляет менее 90,25°. Течение нефти наблюдается только при наклоне более 90,25°.

Для скважин с умеренной обводненностью из-за высокого фазового содержания воды важно попытаться повысить точность определения фазового содержания внутри обсадной колонны при увеличении плотности образца внутри обсадной колонны. Для двухфазного потока точное определение границы фаз внутри обсадной трубы (при ее наличии) существенно облегчит проведение анализа.

Дебитомер реагирует только на поток внутри обсадной трубы. Показания дебитомера зависят от площади поперечного сечения трубы. Скважинный полнопроходный расходомер с большой вертушкой и линейные вертушечные расходомеры имеют различные площади поперечного сечения, а поэтому могут фиксировать различные фазы в зависимости от их фазового содержания.

Многофазный каротаж в ГС

До 1995 г. отсутствовали эффективные методы проведения промыслового каротажа в эксплуатационных скважинах для анализа профиля потока, фазового содержания и определения эффективного (рабочего) участка добывающих скважин, которые часто бывают намного меньше, чем фактическая пробуренная длина ГС. Традиционные методы проведения каротажа, применяемые для ГС, недостаточно хорошо подходят для этого. Многофазный поток на горизонтальных участках является значительно разделенным по фа-

зам флюида, которые перемещаются с различными скоростями, что создает проблемы при использовании современных моделей двухфазного потока со скольжением фаз. Например, при использовании плотномера для измерения плотности скважинных флюидов полностью теряется точность измерения. Вертушечные же расходомеры и приборы для измерения фазового содержания флюида по емкостному сопротивлению существенно зависят от расслоенных режимов двухфазного потока, присутствующих в ГС при наклоне ствола более чем на 70°. Незначительные изменения наклона ствола могут вызвать значительные изменения скорости течения флюида и фазового содержания, особенно при низком расходе потока. Измерение любого из этих параметров в изолированном слое может привести к ошибочной оценке притока пластовых флюидов в скважине. Кроме того, ГС, добывающие чистую нефть в продуктивных поверхностных пластах, могут иметь водяные зумпфы и газовые ловушки, нарушающие работу традиционного каротажного измерительного оборудования.

Такое оборудование, например вертушечные расходомеры или плотномеры, осуществляет глобальную оценку флюида — одновременные измерения для более чем одной фазы. Разделение фаз может быть полным в скважинах с незначительным отклонением от вертикали, что означает невозможность интерпретации данных измерения, полученных с помощью вертушечных расходомеров и даже ядерных измерительных приборов, так как их работа зависит от геометрии скважины.

Новый подход предусматривает применение глобальных датчиков расхода вместе с датчиками, реагирующими на поток флюида локально. Если эти датчики имеют незначительные размеры и способны быстро реагировать, они могут предоставить данные только по той фазе, в которую они погружены в данный момент. Такие датчики, электрического или оптического типа, должны иметь сравнительно небольшие размеры для правильной интерпретации результатов измерения. Совокупность данных, полученных при интерпретации результатов, регистрируемых локальными датчиками вместе с результатами, регистрируемыми глобальными датчиками, позволяют провести комплексную оценку поведения флюида. Дополнительным преимуществом

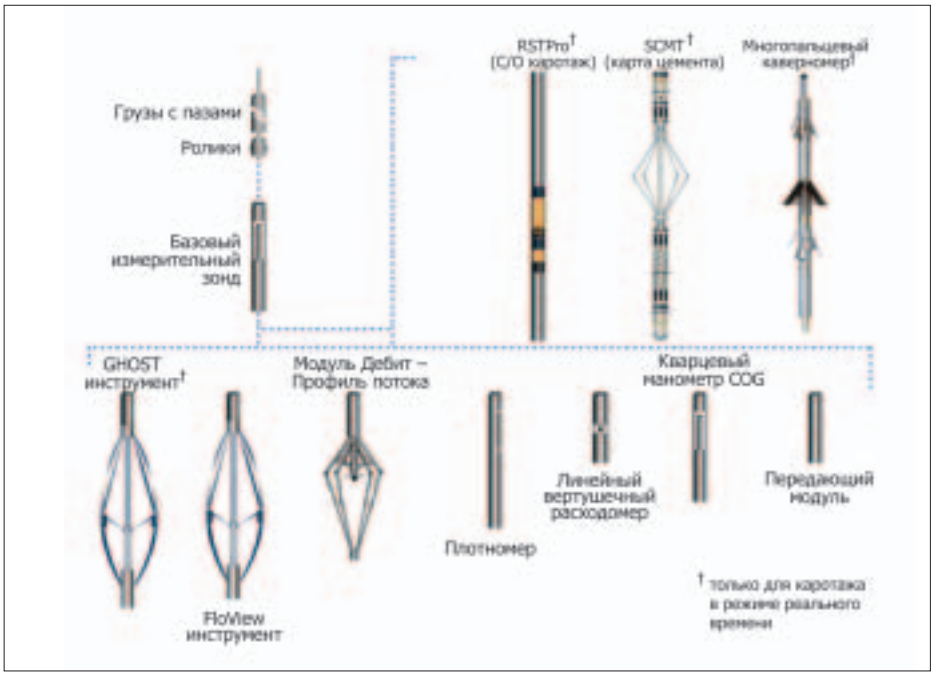


Рис. 9. Комбинация Платформы PSP

использования небольших местных датчиков является то, что данные могут быть получены для каждого отдельного слоя. За счет этого разрешающая способность определения притока пластовых флюидов значительно улучшается. Такой подход отражает изменения в методах проведения промыслового каротажа и дает значительные преимущества при получении интерпретируемых диаграмм в скважинах для любой многофазной среды.

Использование передовой технологии значительно облегчило проведение анализа профиля добычи в ГС с однофазным и двухфазным потоком. Этому существенно способствовало внедрение в 1998 г. комплексного прибора промыслового каротажа для исследований в эксплуатационных скважинах (PS Platform). Он представляет собой высокоинтегрированный комплект датчиков, значительно упрощающий выбор измерительного оборудования для проведения промысловых исследований в добывающих ГС. Данный комплексный прибор объединяет местные электрические и оптические датчики, X-Y (двухкоординатный) скважинный профиломер, скважинный полнопроходный расходомер с большой вертушкой и линейный расходомер, которые могут работать как в запоминающем режиме, так и в режиме реального времени. Достижения в области измерительной технологии одновременно с повышением надежности измерительных приборов позволили удовлетворить современные требования промыслового каротажа в скважинах. Новая платформа PSP* прошла аттестацию, используемую ранее для оборудования, применяемого для каротажа в процессе бурения (LWD). Это способствовало повышению уровня надежности, превышающему промышленные стандарты.

«Флагманская» (Flagship) технология

Конфигурация Платформы для исследований в эксплуатационных скважинах (PSP) *(Рис. 9)* обеспечивает базу для инструментария Flagship. Набор инструментов Flagship обеспечивает проведение традиционных измерений — давление, температура, плотность, дебит (с использованием вертушечных расходомеров с высокой точностью измерений и разрешающей способностью), а также новых датчиков. Например, местных электрических и оптических датчиков для измерения фазового содержания, устанавливаемых совместно со встроенным X-Y (двухкоординатным) скважинным профиломером, что обеспечивает эффективное реагирование в случае сложных режимов течения флюида. Данная конфигурация платформы прибора в дальнейшем может включать новые и совершенствующиеся датчики.

С помощью различных датчиков могут быть проведены следующие измерения:

- PBMS — ГК, давление, локатор муфт, температура;

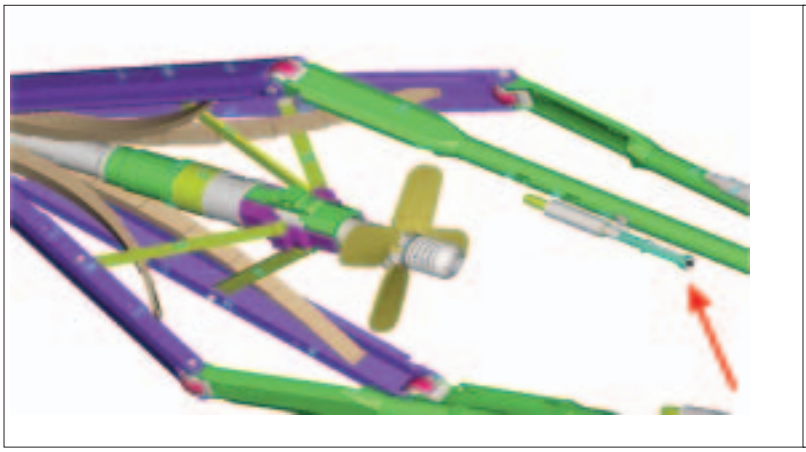


Рис. 10. Полноприводный скважинный расходомер с большой вертушкой направленного действия с высоким разрешением

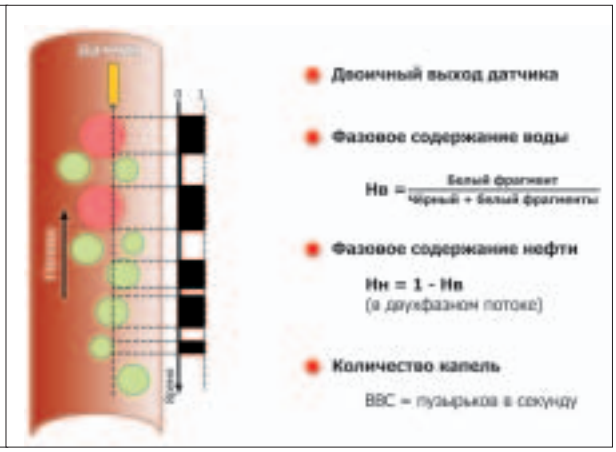


Рис. 11. Принцип измерения с помощью локального датчика

- PUCS — кварцевый манометр (дополнительное оборудование);
- PGMC — плотномер, наклонные скважины (не требуется для ГС);
- PILS — линейный вертушечный расходомер (внутренний диаметр 1,6875 дюйма);
- PCMS — натяжение, сжатие при контроле перемещения, трехкоординатный акселерометр для наклонных скважин;
- PFCS — полнопроходный расходомер с большой вертушкой, прибор с 4 датчиками для измерения фазового содержания воды, X-Y (двухкоординатный) скважинный профиломер, кривая относительного азимута;
- DEFT — 4 дополнительных датчика измерения фазового содержания воды;
- GHOST — прибор для измерения фазового содержания газа (требуется не для всех случаев);
- RST — прибор для измерения фазового содержания трехфазного флюида и скорости течения воды (наблюдаемого за обсадной трубой).

Обсудим детально некоторые важные компоненты этих измерений.

Модуль PFCS, показанный на *Рис. 10*, представляет собой чрезвычайно компактный прибор, длина которого составляет всего 1,59 м (5,2 фута). Он включает в себя:

— 4 электрических датчика, измеряющих фазовое содержание воды и количество углеводородных пузырьков, а также предоставляющие возможность получать развертку (имидж) потока;

— датчик определения кривой относительного азимута, позволяющий регистрировать пространственную ориентацию четырех датчиков, расположенных в поперечном сечении обсадной трубы;

— полнопроходный скважинный расходомер с большой вертушкой направленного действия с высоким разрешением и складывающимися лопастями, обеспечивающими его безопасное перемещение через препятствия;

— взаимосвязанные X и Y скважинный профиломеры, предназначенные для измерения диаметра и геометрии ствола скважины.

Комбинация этих устройств обеспечивает чрезвычайную точность проведения замеров и точное определение местонахождения проявлений различных пластовых флюидов.

Принцип метода FloView для определения фазового содержания воды

Принцип определения водосодержания при помощи модуля PFCS основан на применении четырех низкочастотных электрических датчиков. Каждый датчик генерирует бинарный выходной сигнал при попадании на него пузырьков нефти или газа, когда он помещен в непрерывную водную фазу, или, наоборот, при попадании капелек воды в непрерывную нефтяную фазу. Так как вода является электропроводящей средой в нефти или газодобывающих скважинах, датчики могут только различать воду и углеводороды.

Сигналы, полученные от датчиков, позволяют определять местное фазовое содержание воды и количество пузырьков углеводородов, проходящих через каждый датчик.

Местное фазовое содержание воды определяется по каждому датчику. Этот параметр определяется как отношение времени погружения датчика в воду к суммарному периоду сканирования, как показано на *Рис. 11*. Наоборот, фазовое содержание нефти определяется как отношение суммарного времени определения углеводородов датчиком к общему периоду сканирования. Количество капель углеводородов определяется как количество капель, выявленных датчиком за период сканирования.

Средние значения фазового содержания и количество капель определяются по четырем отдельным датчикам.

Датчики имеют очень маленькие размеры — менее 0,6 мм в диаметре. Следует иметь в виду, что при двухфазном потоке может быть определено как фазовое содержание нефти, так и фазовое содержание газа, т.е.:

$H_н$=1-$H_в$ (для нефти и воды),

$H_г$=1-$H_в$ (для газа и воды).

В обычных скважинах датчики применяются для подсчета капель углеводородов и определения фазового содержания флюида. В ГС датчики применяются для определения высоты границы раздела углеводороды — вода. Для каротажа таких скважин рекомендуется использовать больше чем 4 датчика. При установке второго измерительного комплекта (измерение с помощью методики FloViewPlus) количество датчиков, устанавливаемых в стволе скважины, возрастает до восьми. Измерения, проводимые с помощью восьми датчиков, осуществляются при установке четырех датчиков скважинного расходомера с большой вертушкой (PFCS) и четырех датчиков другого измерительного комплекта *(Рис. 12)*. Это позволяет определять границу раздела с большой точностью. Кроме того, вертушечный расходомер позволяет проводить измерения в одной фазе или в смеси двух фаз.

В настоящее время большинство датчиков регистрируют непрерывную фазу углево-

дородов или воды, однако датчик, расположенный вблизи границы раздела углеводороды–вода, может регистрировать и некоторые пузырьки углеводородов.

Далее может быть применена обработка полевых данных с помощью системы MapFlo *(Рис. 13)* для отображения поперечного сечения ствола скважины и определения фазового содержания воды. На рисунке показаны значения дебита скважин, полученные с помощью системы FloView* для различного наклона ствола скважин.

Оптический датчик для определения фазового содержания газа GHOST*

Оптический датчик для определения фазового содержания газа обладает уникальной способностью непосредственно осуществлять измерение фазового содержания газа в стволе скважины при анализе газосодержащих режимов течения. Этот модуль также является составной частью Платформы PSP*, и проведенные с его помощью измерения дополняют измерения, проводимые по традиционной методике промыслового каротажа.

Независимо от типа завершения скважин или наклона ствола скважины, система измерений GHOST, основанная на волоконно-оптической технологии, использует оптические свойства жидкостей (коэффициент преломления) для разделения газовой и водной фазы в нисходящей скважине. Источником света в датчике является светодиод (СИД) *(Рис.14a)*. Свет проходит по волоконному оптическому кабелю, защищенному от какого-либо постороннего воздействия в скважине, и поступает к миниатюрному сапфировому датчику. Когда луч света достигает кончика датчика, часть света проходит через флюид, находящийся в стволе скважины, а другая его порция отражается и поступает обратно по волоконному кабелю. Отраженная порция света проходит через Y-образное соединение и преобразуется фотодиодом в электрический сигнал. Величина отражения зависит от коэффициента преломления среды (газ или жидкость) и от формы датчика. Конструкция датчика разрабатывается таким образом, чтобы количество отраженного света было больше, когда датчик помещается в газовую среду, чем при его помещении в водную среду.

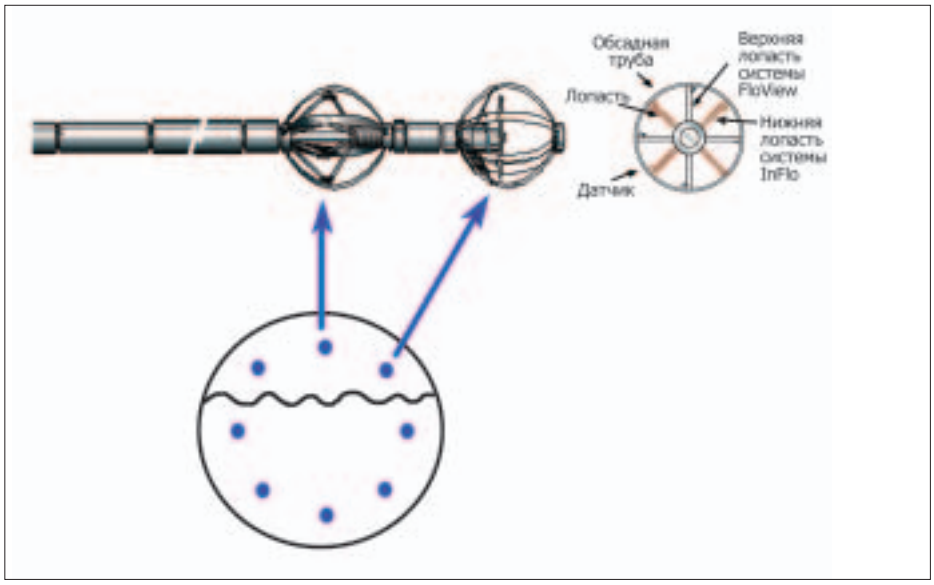


Рис. 12. Измерения осуществляются с помощью 4-х датчиков PFCS и 4-х датчиков другого измерительного комплекта

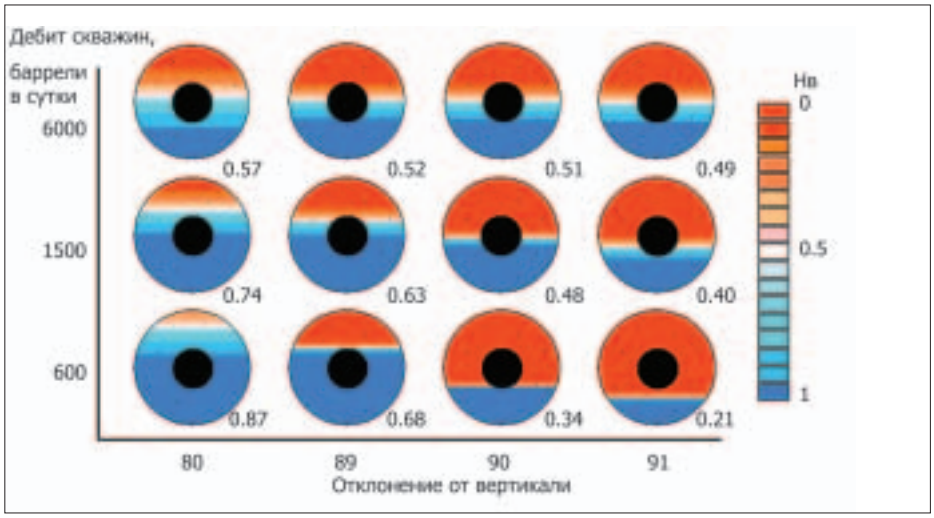


Рис. 13. Отображение режимов течения нефте–водного потока с помощью системы InFlo/FloView

В воздушной или газовой среде отражается почти 100% света *(Рис. 14b)*. В водной среде отражается менее 40% света. Из-за существенного различия свойств жидкости и газа разделение этих двух фаз осуществляется относительно легко. Это измерение осуществляется с помощью четырех оптических датчиков. При проведении промысловых исследований скважин датчики фиксируют капли газа в жидкой непрерывной фазе или капли жидкости в непрерывной газовой фазе. Пороговое значение, устанавливаемое программой или оператором при проведении каротажа, определяет уровень газа или жидкости по форме сигнала датчика. Все пиковые значения, превышающие пороговые значения, определяют наличие газовой фазы, а все значения ниже — наличие жидкой фазы. Такое прямое измерение фазового содержания газа и воды является полностью независимым от температуры в скважине, давления, степени минерализации воды, плотности, диэлектрических свойств, вязкости, удельного сопротивления, ядерного взаимодействия, фазовой скорости и наклона ствола скважины. Такая независимость обеспечивает точность результатов измерения без необходимости глубинной калибровки или учета окружающих условий. Процентное содержание газа на заданной глубине, называемое объемным содержанием газа, выражается как отношение времени нахождения датчика в газовой среде к суммарному периоду сканирования. Для качественного определения притока фазы определяется количество пузырьков (количество капель, поступивших за период сканирования) по каждо-

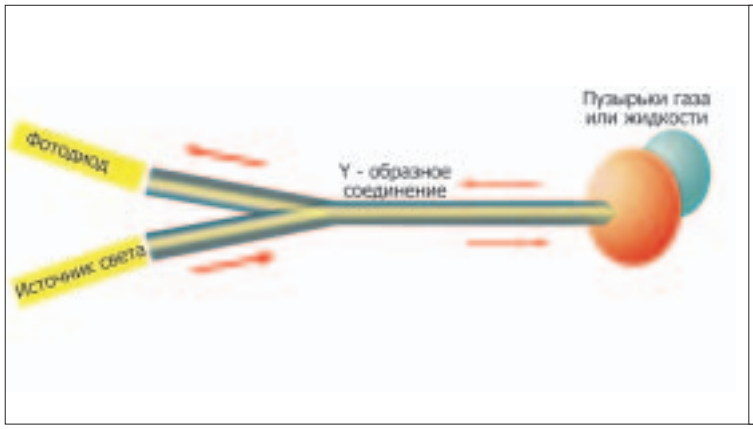


Рис. 14a. Оптический датчик для определения фазового содержания газа

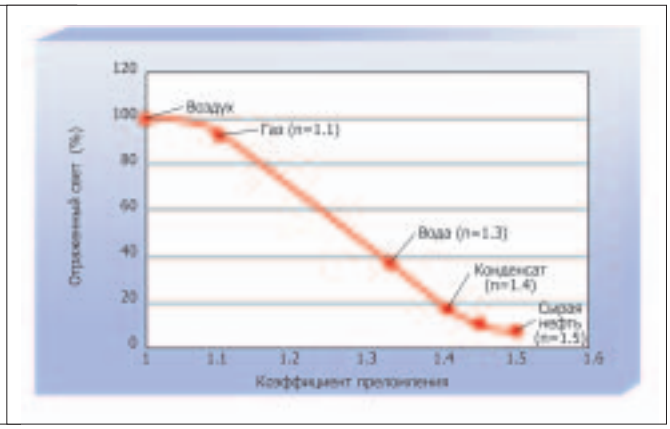


Рис. 14b. График отражения света в различных средах

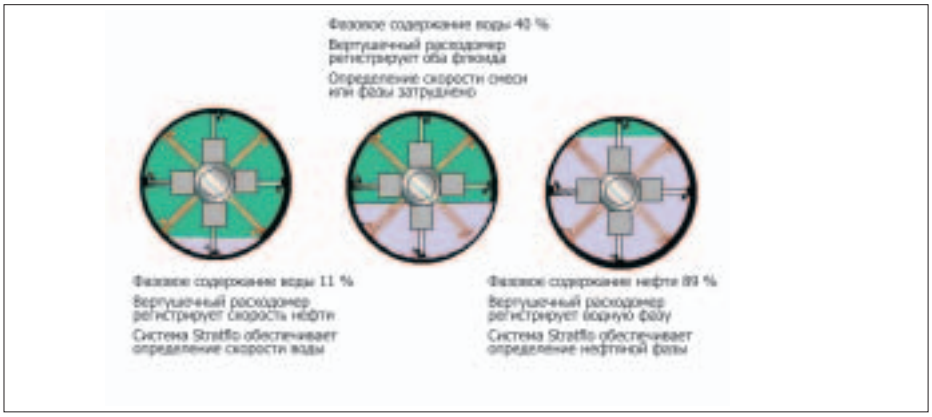


Рис. 15. Сценарий, включающий регистрацию промежуточных значений фазового содержания обеих фаз

му датчику. Средние значения фазового содержания газа и количества пузырьков, поступивших за период сканирования скважины, определяются по каждому отдельному датчику.

Чувствительность вертушечных расходомеров при работе в ГС

Идеальные условия для осуществления данного метода наблюдаются в том случае, когда вертушечный расходомер способен регистрировать только однофазный поток или при очень низких или очень высоких фазовых содержаниях. Однако наиболее характерный сценарий включает регистрацию промежуточных значений фазового содержания обеих фаз *(Рис. 15)*. Поэтому определение чувствительности вертушечных расходомеров не является тривиальной задачей.

Лучше всего проводить независимый каротаж для определения скорости водной фазы (WFL), не только позволяющего получить дополнительную информацию к оценке дебита по расходомеру, но и помогающего определить наличие потока в заколонном пространстве. Это можно осуществить при помощи использования прибора импульсно— нейтронного каротажа, например RST.

Использование прибора RST при проведении промыслового каротажа скважин

Прибор RST *(Рис. 16)* является неотъемлемой частью технологии Flagship, так как он помогает получать важную информацию при проведении независимых измерений и определять фазовое содержание различных компонентов в трехфазных потоках внутри обсадной трубы, а также в затрубном пространстве (метод TPHL). Этот прибор спускается в центрированном состоянии.

Определение трехфазного содержания флюидов (TPHL)

Прибор RST* предназначен для определения фазового содержания различных компонентов в трехфазных потоках (TPHL) при осуществлении непрерывного каротажа или при проведении измерений в стационарном режиме. Это дополняет информацию, полученную с помощью системы FloView Plus для заколонного пространства и облегчает измерение фазового содержания различных компонентов в трехфазном потоке в ГС.

Система TPHL позволяет следить за потоками флюидов в заколонном пространстве, поскольку нейтроны могут проходить беспрепятственно через стенку обсадной трубы. Поэтому данный метод измерения имеет критическое значение при проведении каротажа в условиях российских скважин, заканчиваемых обсадной колонной со щелевидными продольными отверстиями.

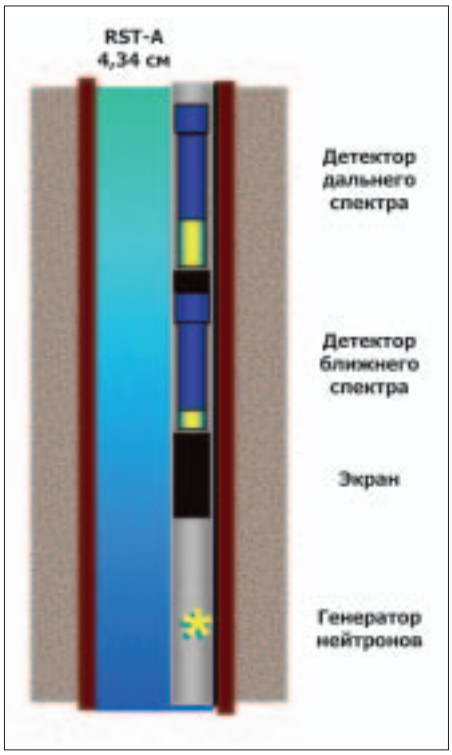


Рис. 16. Прибор RST

Результаты измерений TPHL *(Рис. 17)* получают из неупругого спектра. При интерпретации результатов измерения используются соотношения, полученные для участка, близкого к неупругой зоне спектра к отдаленному участку, измеренные с помощью прибора RST и являющиеся исходными данными для численного расчета, проводимого для определения фазового содержания нефти, газа и воды. Эти соотношения, полученные для неупругого спектра, используются для определения фазового содержания газа. Далее при помощи модифицированного соотношения С/О (углерод/кислород) после корректировки на фазовое содержания газа получают фазовое содержание нефти и воды.

Прибор RST может быть откалиброван для проведения анализа фазового содержания компонентов трехфазного потока.

Применение системы RST для определения скорости течения воды (WFL*)

Диаграмма скорости течения воды *(Рис. 18)* может быть получена с использованием метода WFL при помощи прибора RST и при наличии течения воды и активации потока кислорода пульсирующими нейтронами. После активации кислород быстро распадается при образовании гамма-излучения, пик которого улавливается гамма-детектором некоторое время спустя после нейтронной атаки. Период с середины нейтронной атаки до пикового гамма-излучения, зафиксированного гамма- детектором, измеряется. Зная расстояние от детектора нейтронов (Minitron) до гамма-детектора, можно определить скорость воды.

Система нескольких детекторов (как показано на рисунке) позволяет измерять скорость в широком диапазоне. При горизонтальных или однофазных режимах течения измеренные значения скорости соответствуют средней скорости потока воды. При благоприятных условиях площадь, находящаяся под воздействием пикового гамма-излучения, также оценивается для получения расхода потока воды (известного также как «показатель текучести»).

График на *Рис. 19* отражает потоки воды в скважинах и погрешности при проведении измерений, как они выглядят в режиме реального времени. Значения скорости, полученные на различных глубинных станциях, корректируются с учетом присутствия прибора в скважине.

Последние достижения в области промыслового каротажа в эксплуатационных скважинах

*Система формирования изображений потока FloScan**

Система формирования изображений FloScan при проведении каротажа в ГС и НС оптимизирована для трехфазного потока и позволяет проводить комплексный анализ сложных скважинных режимов течения.

Система формирования изображений FloScan *(Рис. 20)* устанавливается в стволе скважины с эксцентриситетом у стенки ствола скважины с нижней стороны. Усовершенствованные электрические датчики позволяют разграничивать фазовое содержание нефти и воды. Оптические датчики, в свою очередь, позволяют разграничивать фазовое содержание газа и жидкости. Это позволяет осуществлять прямые измерения фазового содержания компонентов трехфазного потока.

Система FloScan позволяет осуществлять:

- непосредственное измерение фазового содержания фазы;
- непосредственное измерение скорости течения фазы;

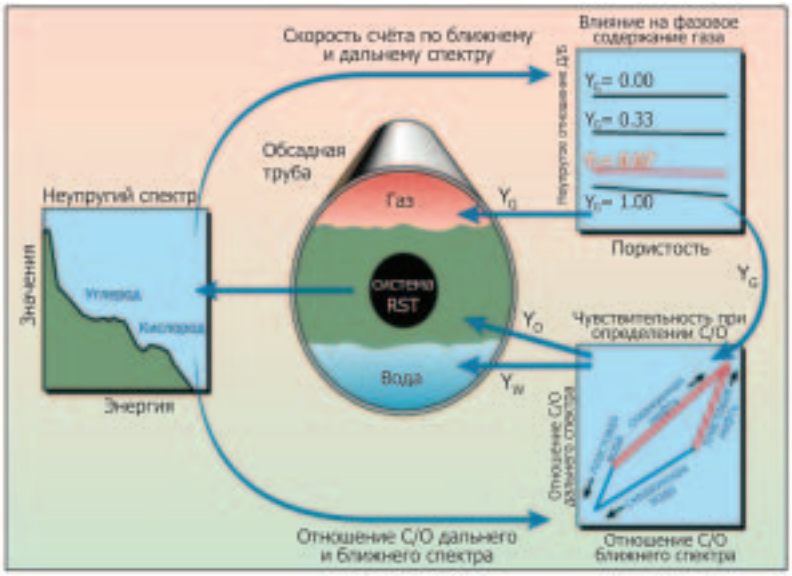


Рис. 17. Соотношения, полученные для участка, близкого к неупругой зоне спектра, к отдаленному участку спектра

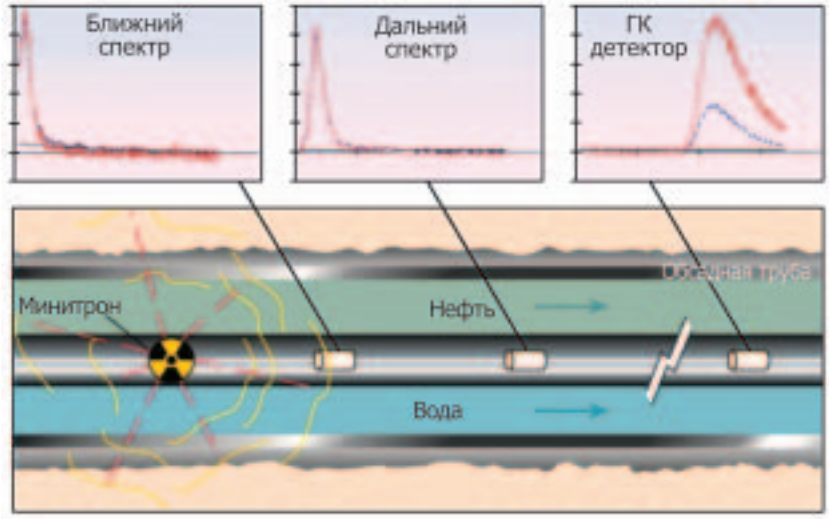


Рис. 18. Диаграмма скорости течения воды

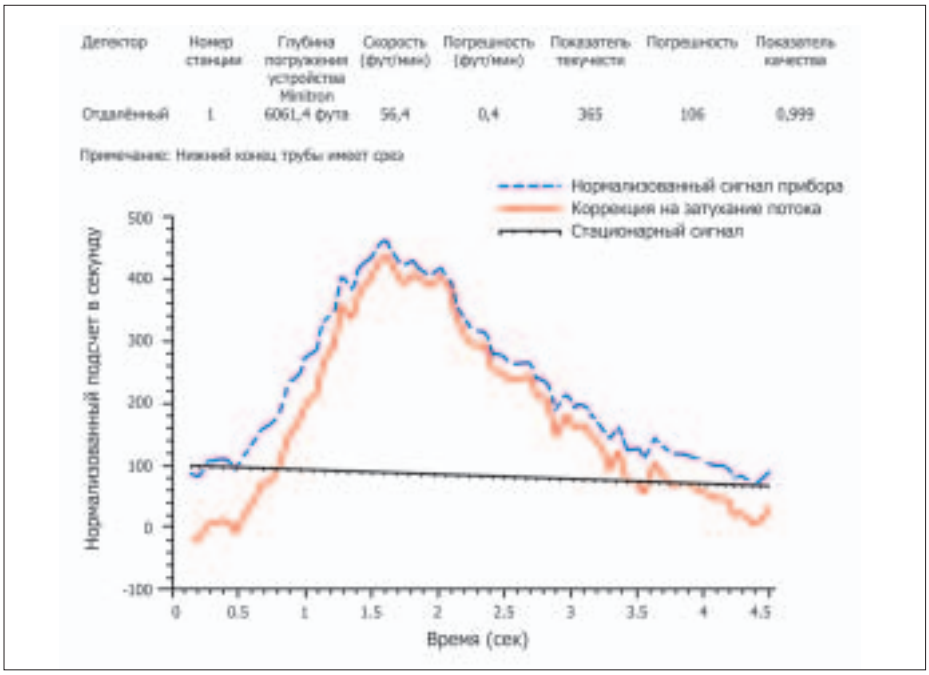


Рис. 19. Сводные данные RST-WFL

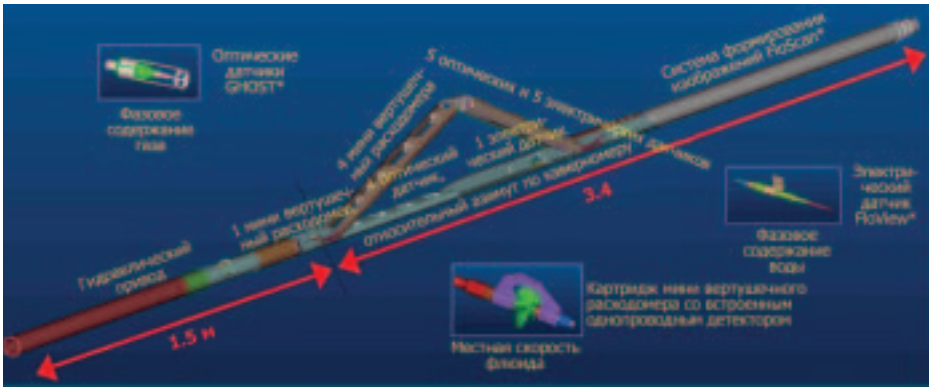


Рис. 20. Система формирования изображений потока FloScan

- измерение диаметра (или использование подходящего диаметра при использовании хвостовика со щелевидными отверстиями);
- расчет расхода потока, равного произведению фазового содержания, скорости и площади поперечного потока.

Данная система позволяет измерять скорость течения различных фаз и определяет их профили скоростей. При объединении этой информации с данными по фазовому содержанию можно определять многофазовые расходы потока в реальном времени, что облегчит процесс принятия решений по оптимизации дебита скважин. Только в случае, когда нефть проскальзывает в заколонное пространство обсадной колонны со щелевидными продольными отверстиями, она может быть не зарегистрирована, и, следовательно, тогда должны применяться другие системы измерения. Например, RST — TPHL, а в ряде случаев и модель StratFlo*.

Система формирования изображений FloScan *(см. Рис. 21)* имеет следующие датчики:

- шесть оптических датчиков, использующих технологию GHOST;
- шесть электрических датчиков, использующих технологию FloView;
- пять мини-вертушечных расходомеров для измерения фазовой скорости.

Система формирования изображений FloScan может беспрепятственно использоваться с другими каротажными приборами в обсаженных скважинах, например RST, а также совместно с обычными модулями Платформы PSP, использующими технологию Flagship.

Она работает при температуре до 149°C и давлении до 103,4 кПа и может быть опущена в скважину с диаметром в диапазоне от $2^7/_8$ до 9 дюймов на тросе, может устанавливаться на гибких НКТ или монтироваться как интегральная часть тяговой скважинной системы MaxTRAC*.

Система формирования изображений FloScan позволяет определять фазовое содержание компонентов трехфазного потока в поперечном сечении и профиль скоростей в режиме реального времени. На *рис. 22* показан профиль течения трехфазного потока при различном наклоне ствола скважины. Впервые с помощью данной системы можно провести прямое измерение фазовой скорости газа. Эта система способна определять поток в двух направлениях, что может потребоваться при возникновении условий рециркуляции в наклонных скважинах. Для определения поведения потока в затрубном пространстве обсадной трубы необходимо использовать систему FloScan совместно с системой RST.

Система закачки маркировочного флюида GMET

Система закачки маркировочного флюида (GMET) разработана для впрыскивания нерадиоактивного маркировочного флюида в эксплуатационных скважинах. Данный модуль устанавливается дополнительно в прибор RST и регистрирует скорости течения жидкостей (нефти и воды). Методология основана на определении скорости жидкостей, в которые вводится маркер, если известно расстояние от точки ввода маркера до датчика, а также измерено время прохождения этого отрезка.

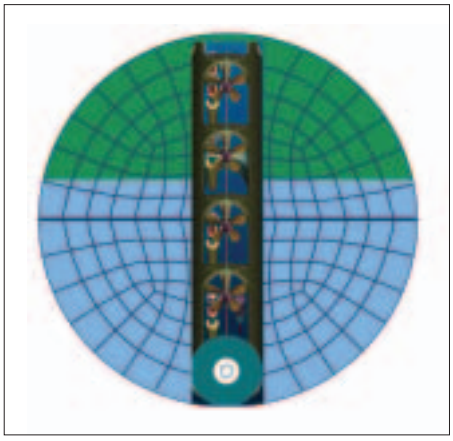


Рис. 21. Интерфейс системы формирования изображений потока FloScan

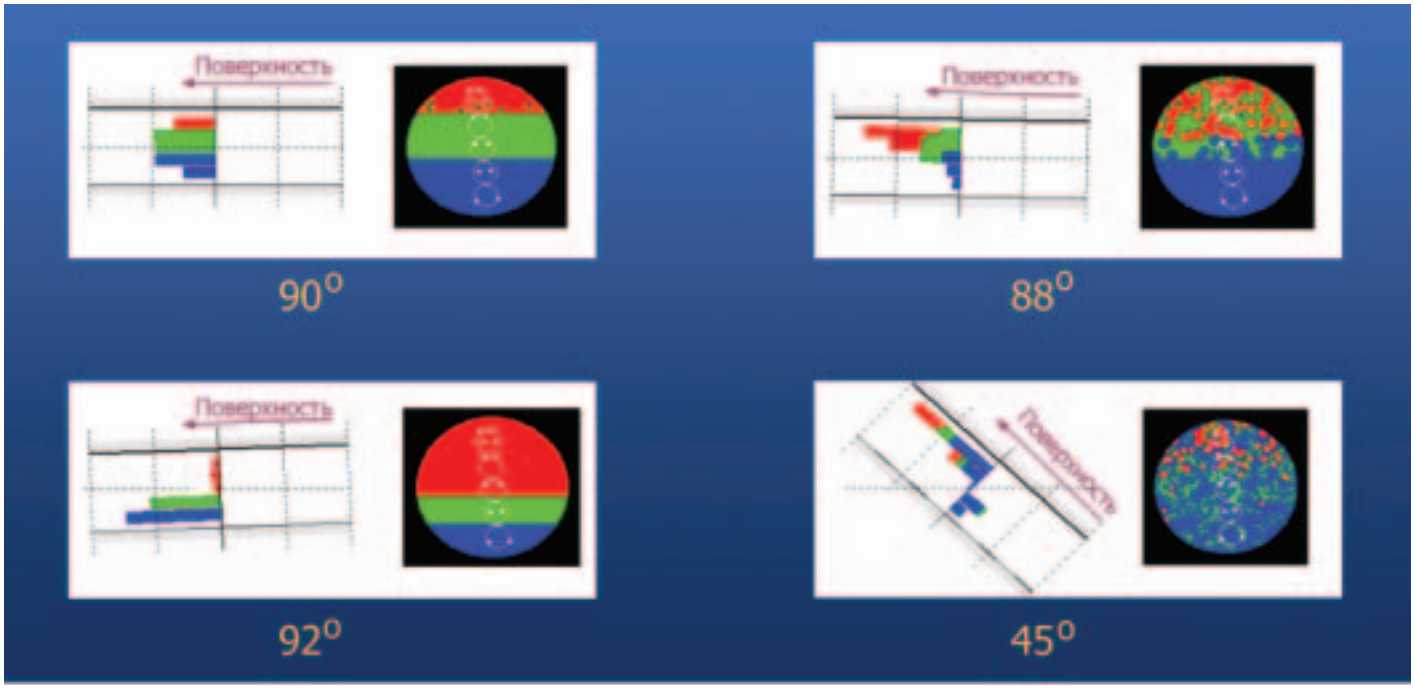


Рис. 22. Профиль течения трехфазного потока при различном наклоне ствола скважины

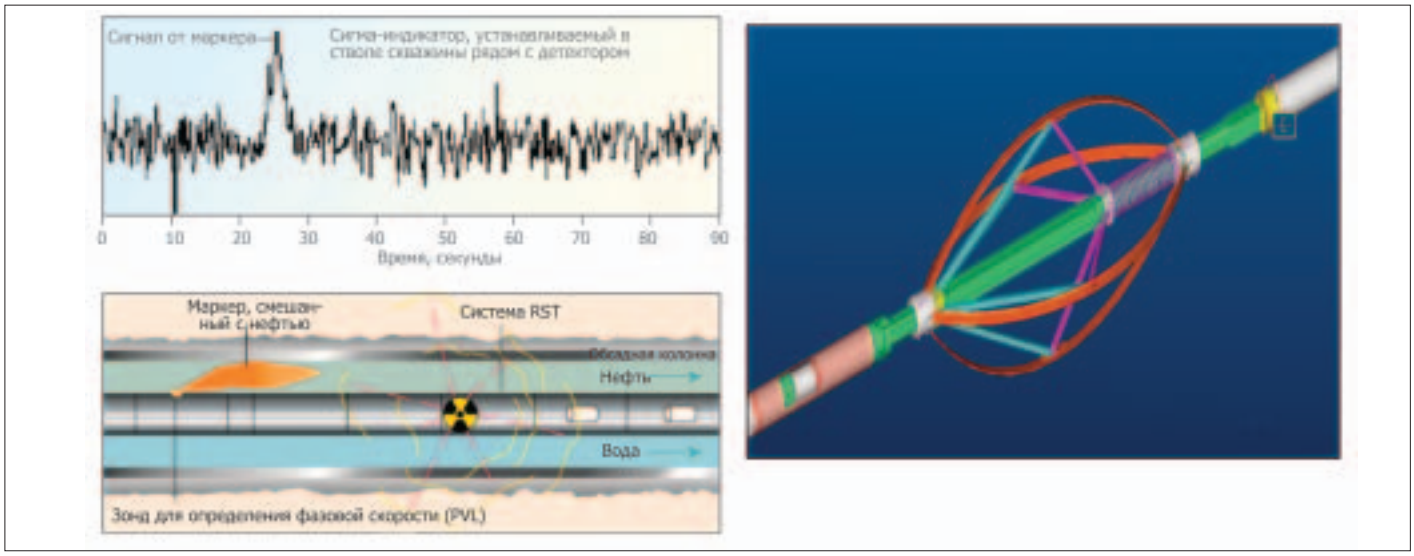


Рис. 23. Система закачки маркировочного флюида GMET

Система GMET *(Рис. 23)* обеспечивает ввод маркировочного флюида, растворимого в воде или растворимого в нефти, например, хлорида гадолиния, растворенного в воде или органометаллического соединения при высокой концентрации хлорида гадолиния в нефти.

Данная измерительная система может устанавливаться в стволе по его оси при совместном использовании с системой RST-Pro или с эксцентриситетом (с рессорной системой, находящейся в стадии разработки) при использовании с новыми измерительными приборами, разработанными для ГС.

Точка ввода маркера расположена с одной стороны. Это необходимо для того, чтобы она была как можно ближе в верхней части ствола скважины при вводе нефтяного маркера или как можно ближе к нижней части ствола скважины при вводе водного маркера.

Система ориентируется так, чтобы маркер, растворимый в воде, вводился по направлению к нижней части ствола скважины для смешивания с более тяжелой водной фракцией.

GMET оснащена скважинными электронными устройствами для контроля ввода маркировочного флюида и измерения введенного объема; три устройства GMET могут устанавливаться в одной струне одновременно. Таким образом:

- система GMET вводит по команде порцию маркировочного флюида в ствол скважины при одновременном измерении введенного объема;
- скорость течения воды или фазовая скорость измеряются по времени перемещения маркировочного флюида от инжектора GMET и удаленного детектора (RST);
- это наиболее точный способ измерения скорости флюида в горизонтальных скважинах с низкой скоростью течения.

Тяговая система MaxTRAC для проведения исследований в эксплуатационных скважинах (PSTT) — тяговая транспортировочная канатная система

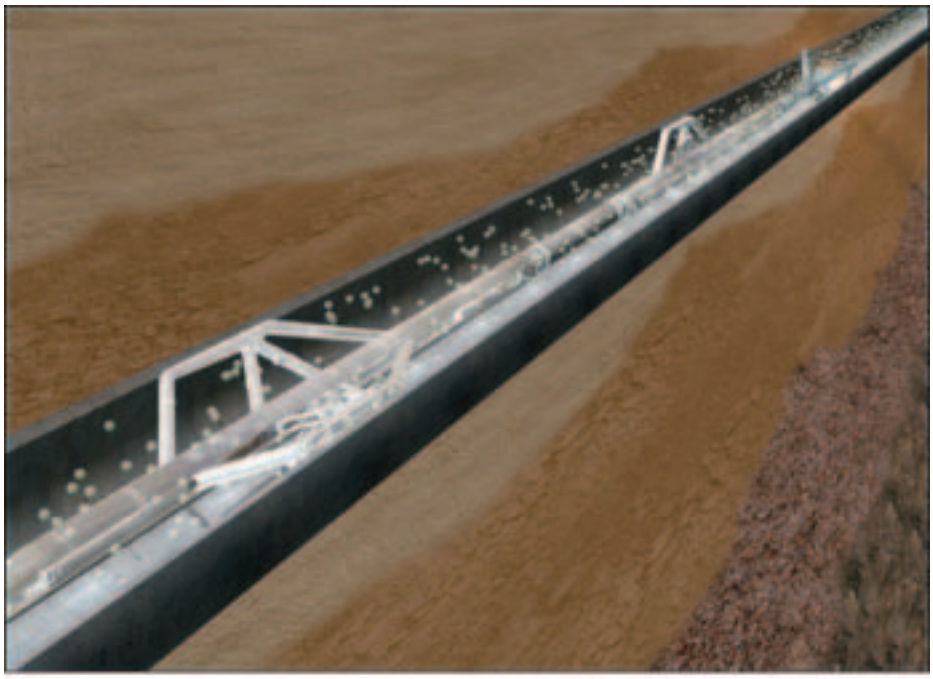


Рис. 24. Тяговая скважинная система MaxTRAC

Тяговая скважинная система MaxTRAC* *(Рис. 24)* обеспечивает высокую гибкость при проведении транспортировочных операций и позволяет расширять спектр геофизических исследований в НС с большим зенитным углом и ГС. Уникальная конструкция захвата тяговой системы MaxTRAC, высокая степень расширения, а также возможность взаимодействия с телеметрическими системами каротажного оборудования позволяют использовать ее при различном завершении скважин. Как с обсадной трубой, так и при необсаженном стволе скважины, не нарушая при этом процедуру каротажа.

Трехрессорный зажим тягового устройства устанавливается центрированным по оси ствола скважины. Для проведения стандартной операции используются как минимум два зонда тяговой скважинной системы MaxTRAC. Для повышения гибкости при работе в трудных скважинных условиях может быть использовано до четырех зондов.

В тяговой системе для проведения исследований в эксплуатационных скважинах (PSTT) применяется подпружиненный кулачковый механизм для зажима обсадной трубы в одном направлении. После зажима зонд вытягивает зажимную секцию обратно к блокировочному положению кулачка, что заставляет кабель с измерительным оборудованием двигаться вперед. Это действие синхронизируется с другими зондами на кабеле. Возвратно-поступательное движение зондов обеспечивает непрерывное движение измерительного оборудования.

Данная тяговая система может использоваться при:

- перемещении каротажных зондов в наклонно-направленных скважинах с большим зенитным углом и горизонтальных скважинах;
- перемещении каротажных зондов в обсадных колоннах с перфорационными интервалами, со щелевидными продольными отверстиями и гравийными фильтрами;
- перемещении каротажных зондов в стволах скважин с диаметром, равным диаметру долота, при заканчивании скважины открытым стволом;
- перемещении перфорированного оборудования, оснащенного системами сигнализации и блокировки (S.A.F.E.) или противопожарными системами.

Примеры эксплуатационного каротажа в ГС

Пример 1.

Режим потока в ГС во время ее эксплуатации не является обычным. Добыча нефти в этой скважине осуществляется при большой обводненности (740 м^3/сут. — общий дебит, обводненность — 95%).

Исследования по технологии Flagship проводились для идентификации интервалов водопроявлений и определения методов, направленных на уменьшение обводненности. Скважина закончена обсадной колонной диаметром 4,5 дюйма с семью перфорированными интервалами.

Измерение суммарного дебита с помощью системы FloViewPlus и вертушечного расходомера показало, что расход в четырех нижних перфорированных зонах составил 400 м^3/сут. Кроме того, измерения, проведенные в этой зоне с помощью системы FloViewPlus, показали, что фазовое содержание нефти составляет 100%. Это также подтверждается каротажем для определения скорости течения воды (WFL). В самых верхних перфорированных интервалах расход воды составил 1000 м^3/сут. Около 740 м^3/сут. из этого количества поступает на поверхность, остальная часть поступает обратно перетоком. Переток из второго сверху перфорационного интервала обеспечивает увеличение расхода перетока до 550 м^3/сутки. Переток также наблюдался в стволе скважины при ее закрытии.

На *Рис. 25* показано фазовое содержание и режимы потока в фонтанирующей скважине.

Каротаж для определения скорости потока жидкостей (PVL) регистрирует нулевые значения, так как течение идет в обратном направлении от регистрирующего зонда. Значения фазовой скорости на каротажной диаграмме равны нулю при наличии флюида, текущего в обратном направлении (от каротажного зонда, регистрирующего насыщение коллектора). Тем не менее отображение картины поперечного сечения ясно указывает на то, как переток направляет вниз пузырьки нефти из верхней части ствола скважины на участке между двумя верхними перфорированными интервалами.

Вклад самых нижних перфорационных интервалов в суммарную добычу нефти является незначительным. 400 м^3/сут. нефти, добытой на забое скважины, поступает из следующих трех перфорационных интервалов. При достижении глубины 1750 м этого уже не наблюдается. Зафиксированный расход нисходящего потока пластового флюида (в основном состоящего из воды) 550 м^3/сут. также исчезает на этой отметке.

Характеристики потока в этой скважине являются причиной оттока большого количества чистой нефти из ствола скважины обратно в продуктивный пласт через 3-метровый отрезок одного из перфорационных интервалов. Фактические условия существующего перетока не

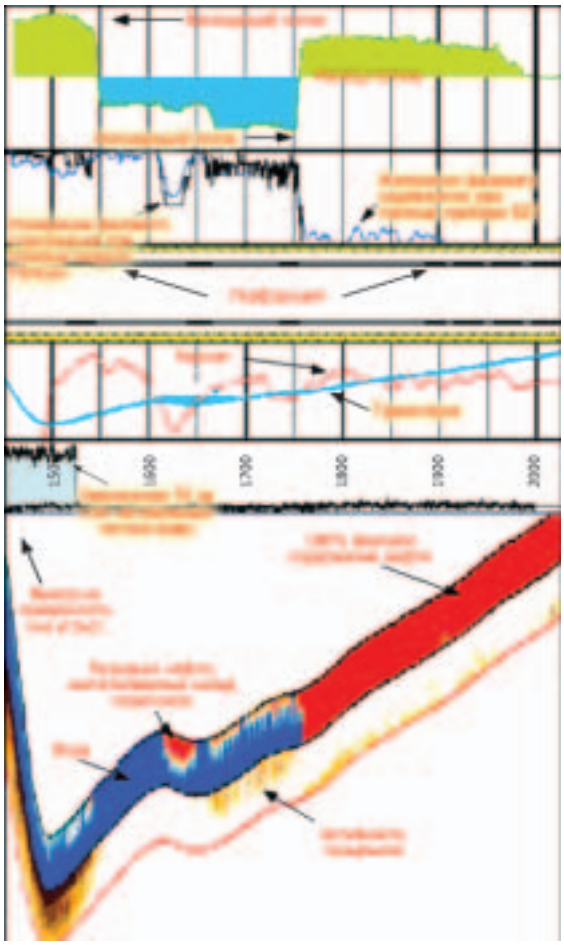


Рис. 25. Фазовое содержание и режимы потока в фонтанирующей скважине

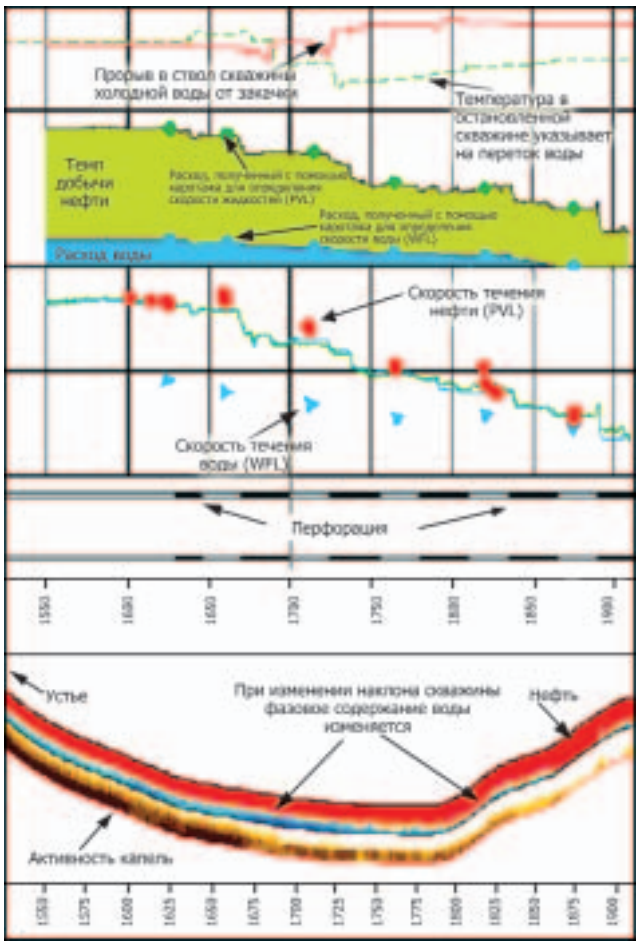


Рис. 26. Согласование данных каротажа и расходометрии

могут быть ни предсказаны, ни оценены при использовании традиционных методов каротажа эксплуатационных скважин. Так как установлено, что нефть поступает в ствол скважины из четырех нижних перфорационных интервалов, то было решено изолировать другие интервалы перфорации (заполнение перфораций цементом под давлением), включая зону поглощения цементного раствора в стволе скважины. После этого капитального ремонта скважины дебит нефти на поверхности составил 400 м^3/сут. при фактическом отсутствии воды.

Пример 2.

В этой ГС проблема заключалась в постоянно возрастающей обводненности. (1250 м^3/сут. — общий дебит, обводненность — 20%). Исследования с применением технологии Flagship проводились для идентификации зон притока воды и определения мер по борьбе с обводненностью скважин. Заканчивание скважины осуществлялось обсадной колонной диаметром 4,5 дюйма с шестью перфорационными интервалами.

Каротаж в обсаженной скважине показал, что 50% потока поступает из первого перфорационного интервала при наличии незначительного количества воды. Около 15% дебита поступает из следующих двух перфорационных интервалов и около 30% — из четвертого и пятого перфорационного интервала. Верхние перфорационные интервалы дают весьма незначительное количество нефти.

Исследования проводились как в фонтанирующей, так и в остановленной скважине. Данные каротажа для определения скорости воды (WFL), а также расходометрии хорошо согласовывались и показали, что обводненность составляет 20% *(Рис. 26)*. Термометрия подтвердила поступление в ствол скважины холодной воды от закачки.

При остановке скважины измерения показали, что вода поступает в ствол скважины из центральных перфораций, а поток нефти и воды осуществляется через три верхних перфорационных интервала. Этот переток (300 м^3/сут.) осуществляется в продуктивный пласт через первый и второй перфорационный интервалы.

Заключение

Промысловый каротаж для определения профиля притока в ГС, несмотря на свою сложность, позволяет осуществить необходимую оценку работы горизонтальных скважин.

В рассмотренных примерах была использована «флагманская» (Flagship) технология измерений. После недавнего внедрения в промышленную эксплуатацию прибора формирования изображений потока (FloScan Imager) и возможности использования модуля впрыскивания маркировочного флюида (GMET) методы оценки режимов течения существенно упростились. В настоящее время можно получать результаты в режиме реального времени при использовании стандартной платформы для проведения каротажа в горизонтальных скважинах.

Использование описанных технологий совместно с технологией RST (C/O каротажа) может позволить значительно повысить качество и информативность исследований горизонтальных скважин в России.

** — марка Schlumberger*

www.connect.slb.com

© Schlumberger
*Mark of Schlumberger

Декабрь 2004

Schlumberger