

ОСОБЕННОСТИ КОНТРОЛЯ МНОГОФАЗНОГО ПРИТОКА В ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Д.П. Аникеев, Э.С. Закиров
ИПНГ РАН, e-mail: anikeev@ogri.ru

Введение

Длительное время интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин базировалась на использовании аналитических решений прямых задач. Однако класс задач, для которых допустимо использование точных аналитических решений, не покрывает потребности теории и практики исследования скважин и пластов. Вследствие этого важным шагом вперед при интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) следует считать переход к использованию численных алгоритмов.

Переход к 3D компьютерному моделированию остро поставил вопрос об определении относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в пластовых условиях. Определяемые в лабораторных условиях ОФП являются точечной характеристикой свойств пласта и непереносимы непосредственным образом на 3D гидродинамическую модель. Более того, как показано в обзорной книге [1], при переходе с масштаба на масштаб в дифференциальных уравнениях появляются дополнительные члены, а сами уравнения меняют свой тип. Кроме того, типичной является ситуация, когда для крупного месторождения выполнены сотни или даже тысячи определений открытой пористости и абсолютной проницаемости на кернах, но для того же объекта лабораторно определено всего несколько пар ОФП, причем при упрощающих допущениях.

Иными словами, на практике часто отмечают дефицит и неопределенность достоверных данных об ОФП. Способом преодоления данного затруднения является проведение специализированных исследований скважин [2–10] с определением ОФП и коэффициентов вытеснения в пластовых условиях на масштабе месторождения. Таким образом, сам эксперимент соответствует непосредственному осреднению параметров на исследуемый масштаб.

Для достоверного определения ОФП требуется точное измерение давления и дебитов фаз скважины на забое. В ряде случаев замер профиля температуры позволяет составить качественное представление о распределении притока вдоль ствола скважины.

Поэтому соответствующие измерения актуальны, хотя используемая в работах [2–4] модель фильтрации изотермическая.

Аналогичная проблема возникает при эксплуатации интеллектуальных скважин. Путем сбора, анализа и интерпретации показаний всех датчиков, размещенных в скважине, необходимо определить момент возникновения неблагоприятной ситуации. Часто такой момент связан с прорывом нежелательной фазы, например газового конуса, к нефтяной добывающей скважине. Тогда на основе анализа данных следует принять управленческое решение по изменению режима работы скважины (сокращение добычи из загазовываемого или обводняемого интервала скважины и др.). Именно управление с изменением режима работы скважины на оптимальный и отличает работу интеллектуальной скважины от проводимых нами специализированных исследований скважин [2–4].

Потребности данного обзора возникли из практики проведения и обработки специализированных ГДИС [2–4]. В ряде случаев при проведении ГДИС возникали неожиданные проблемы. Приведем только два примера. В первом случае возникли сложности с запуском струйного насоса и выводом его на режим. В результате вместо планируемого постоянного забойного давления на режиме реализовался режим со скачками давления и частым самопроизвольным переходом с депрессии на репрессию на забое. Во втором случае исследования проводились в условиях экстремально низких температур. Поэтому для некоторого оборудования ограничение стандартных условий эксплуатации до -35 C оказалось недостаточным и пришлось использовать оборудование, спроектированное для арктических условий Канады. Из-за температурного фактора на устье даже кратковременный простой, вызванный техническими проблемами оборудования, на этапе закачки воды привел к формированию ледяной (гидратной) пробки в затрубном пространстве. Несомненно, что использование управляемого забойного и скважинного оборудования в интеллектуальной скважине может приводить и к другим неожиданным ситуациям. Чтобы быть готовым к подобным трудностям, необходимо иметь средства диагностики и устранения нештатных ситуаций.

Цель данной статьи – представить обзор существующих коммерческих решений, доступных для исследования вертикальных скважин, с одновременным использованием ГДИС, термометрии и геофизических исследований скважин (ГИС). В силу ограниченности объема статьи авторы основное внимание уделяют вопросам замера

расхода многофазного потока (с разделением его на фазы) с фиксацией изменений полей давления и температуры и забойному определению указанных величин. С позиции интеллектуальных скважин определение данных параметров на устье отдельной скважины или на сборном пункте для группы скважин не представляет интереса. По мере возможности авторы пытались избегать явных ссылок на рекламные материалы отдельных производителей. Статья ориентирована на принципы проведения соответствующих измерений без привязки к конкретной реализации рассматриваемых замеров.

1. Потребность в информации

Простые балансовые модели оценки изменения флюидального состава в стволе скважины в процессе исследований [2–4] оказались недостаточно точными для достоверного пересчета устьевых замеров обводненности и газового фактора в забойные. Поэтому потребности практики заставили нас обратить пристальное внимание на контроль потоков в стволе скважины. В данной статье мы остановимся на технологических и технических вопросах. Вопрос стоимости рассматриваться не будет, хотя в силу пионерного характера работ сами исследования становятся достаточно дорогими. Однако следует ожидать значительного снижения стоимости работ по мере их тиражирования.

Подтверждение математических моделей фактическими замерами

На процесс движения флюида в трубе наибольшее влияние оказывают следующие силы [11]: архимедова сила, сила инерции, действие вязких сил, сила поверхностного натяжения, сила трения. При этом структура потоков может быть достаточно сложной. Так, на рис. 1 представлена схема различных режимов течения двухфазных жидкостей применительно к вертикальным и горизонтальным течениям в трубах [12]. В ряде случаев для реальной скважины такая схема является упрощенной, поскольку не учитывает влияния установленного внутрискважинного оборудования.

Хотя данное направление рассматривалось многими исследователями и по ним имеются фундаментальные публикации [13, 14], на сегодняшний день нет единого устоявшегося подхода к моделированию таких течений.

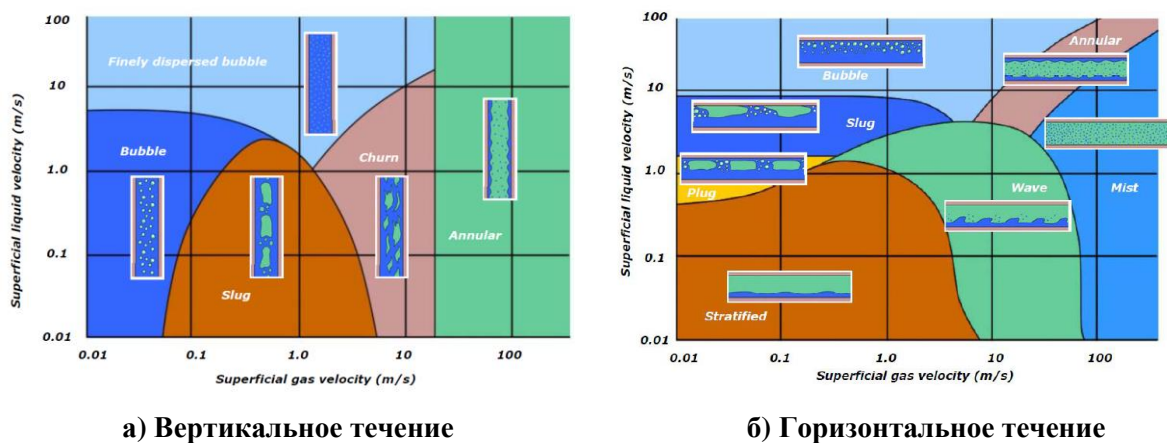


Рис. 1. Схема различных режимов течения двухфазной жидкости в трубе [12]

Эмпирические корреляции базируются на использовании экспериментальных зависимостей и распространении полученных результатов на широкий диапазон случаев. Как показано в экспериментальной работе [15], диаметр трубы (доведение диаметра экспериментальной трубы до реального, существующего на практике) также оказывает существенное влияние на фактическое течение в трубе. По этой и другим причинам корреляционный подход сильно ограничен в точности для реальных областей применения.

Механистические подходы являются наиболее точными, поскольку вводят модели, основанные на детальной физике каждой из различных структур течения, однако их применение сопряжено с некоторыми трудностями. В ряде случаев полученные решения могут иметь разрывы по давлению и распределению компонентов. Подобные разрывные решения могут привести к проблемам со сходимостью вычислительных гидродинамических задач. Выходом из ситуации является сглаживание решений при переходах от одного режима течения к другому. Альтернативный подход состоит в применении гомогенной модели течения в трубах. Двухфазная модель с учетом проскальзывания проще, чем механистическая модель для неустойчивых потоков. Гомогенные модели имеют преимущества в том, что они относительно просты и обладают непрерывно дифференцируемым решением. В результате они хорошо подходят для использования в гидродинамических симуляторах. Такие модели нашли свое применение как в моделях нелетучей нефти, так и в композиционной модели [16]. Учитывающие проскальзывание гомогенные модели требуют множества эмпирических параметров.

Главная проблема состоит в том, что большинство экспериментальных работ, составивших основу математических моделей, выполнено для вертикальных труб. По представленным в [17–19] оценкам, существует значительная зависимость решения от угла наклона трубы.

В некоторых работах рассматривается вопрос о проявлении эффектов релаксации системы при течении в стволе скважины. При этом сами эффекты не только теоретически важны, но и практически значимы. Так, на рис. 2 представлены динамики газосодержания (в долях единицы) по глубине для равновесного и неравновесного случаев [20].

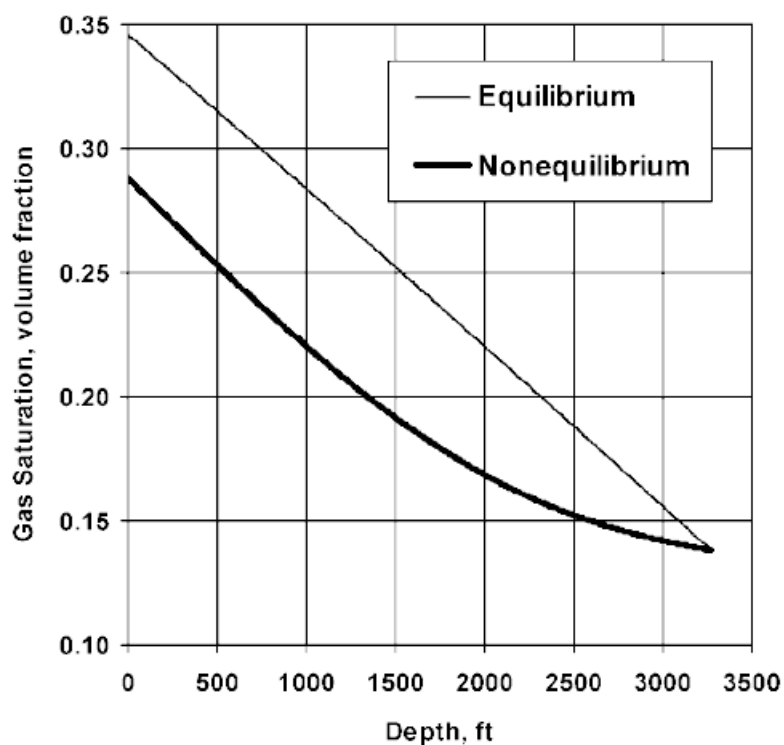


Рис. 2. Зависимость газосодержания (д. ед.) от глубины для равновесного и неравновесного случаев

Следует считать, что все упомянутые выше модели будут продолжать эволюционировать и становиться все более точными. Поэтому сбор максимально полной информации о процессах течения в трубах и фильтрации в пласте представляется крайне актуальной задачей.

Требования к точности данных

Из практики измерений известно, что даже два манометра одной марки, установленные в одной и той же скважине, не производят идентичные замеры, даже с поправкой на фиксированную разницу. Это объясняется как метрологическими

особенностями приборов, так и нестационарностью процессов в самой скважине. Следует отметить, что величины различий могут быть не очень большими.

Авторы с коллегами активно применяют математический аппарат методов решения обратных задач для обработки результатов специализированных исследований скважин. Особенностью решений обратных задач, составляющих суть обработки данных исследований скважин, является их существенная некорректность – малые изменения измеряемого параметра могут приводить к существенному варьированию управляющих (оцениваемых) параметров. Так, на примере простой задачи [21] по определению всего двух параметров – пористости и проницаемости – видно, что малыми невязками измеряемых расчетных параметров пренебрегать не следует. Поэтому нежелательно отбрасывать малые изменения замеров, например давления. По этой причине датчики давления и температуры, массово устанавливаемые в последнее время под электроцентробежными насосами (ЭЦН), не всегда обеспечивают требуемую точность замеров. Их приходится дублировать погружными или постоянно плавающими манометрами. Последние предпочтительнее, ибо обеспечивают оперативное предоставление данных.

Замеры на устье или в пластовых условиях

Сервисными компаниями параллельно создаются и развиваются системы измерения многофазного расхода как на устье, так и в пластовых условиях. Системы на поверхности обладают неоспоримым преимуществом ввиду отсутствия жесткого ограничения на габаритные размеры. В то же время по ряду причин замеры на забое представляются более важными, чем замеры на поверхности.

- Как правило, течение трехфазной смеси в НКТ трудно смоделировать с приемлемой точностью. Поэтому исключение из области моделирования участка ствола от точки замера на устье до забоя, который в общем случае может иметь протяженность в несколько тысяч метров, с очевидностью повысит качество и достоверность модели.

- Наличие дополнительного оборудования в скважине может приводить как к штатным, так и непредсказуемым перетокам из НКТ в затрубное пространство выше точки замера на забое. Наличие соответствующих перетоков снижает точность модели и порождает дополнительные проблемы для моделирования.

- На скважинах с относительно высоким газовым фактором в ряде случаев устанавливают забойные газосепараторы. Они отделяют часть газа до его поступления на

прием ЭЦН, а излишки газа перенаправляются в затрубное пространство. Как правило, такое решение является вынужденной мерой для ограничения подачи газа на ЭЦН до допустимых уровней безопасного функционирования насоса. При наличии подобных систем замеры на устье трехфазного потока теряют свою информативность, ибо требуется решение дополнительной сложной задачи по восстановлению состава притока из пласта на основе устьевых замеров.

2. Авторская классификация методов

Используемые авторами подходы к исследованию скважин предполагают активное привлечение геофизических методов исследований скважин до, в процессе и после проведения ГДИС [22]. Для проведения самого наукоемкого исследования необходимо обеспечить возможность неоднократного спуска и подъема геофизических приборов.

Нами предложена классификация методов контроля притока многофазного флюида к скважине по степени совместимости с приборами ГДИС. Она представлена на рис. 3.

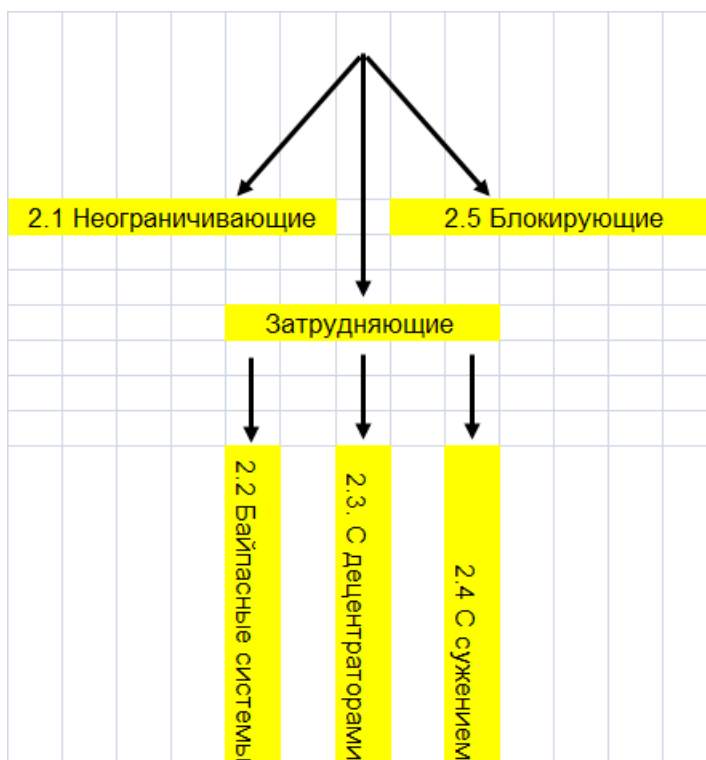


Рис. 3. Классификация методов регистрации давления и температуры

Наиболее часто реализуемым вариантом является случай «2.4» с затруднением прохождения для датчиков ГИС из-за установки дополнительного оборудования. Под неограничивающим случаем мы понимаем отсутствие сужений внутри НКТ, мешающих спуску и подъему приборов.

На практике возможны ситуации, приводящие к достаточно серьезным ограничениям на диаметр прибора. В ряде случаев прибор при условии его специальной реализации может перемещаться из категории «2.1» и «2.4» в другую.

2.1. Байпасные системы

Байпасные системы известны в англоязычной литературе как у-tool. Особенностью таких систем является разделение пространства основной НКТ на две части. Одна из них предназначена для НКТ с подвесом УЭЦН для транспорта продукции, а другая – для спуска геофизического оборудования. В табл. 1 представлена информация о геометрических параметрах оборудования одного из производителей (ЗАО «Новомет-Пермь», г. Пермь). У других производителей параметры оборудования схожие.

Таблица 1

Геометрические параметры байпасных систем

Диаметр колонны, мм	Применяемый габарит УЭЦН	Макс. диаметр измерительных приборов, мм
146	3	28
168	4	34
178	3	53
178	4	42
245	7А	58

При расчете зазора необходимо учитывать не только диаметры насосов, но и размеры сопутствующего дополнительного оборудования. Так, при габарите 3 диаметр двигателя составляет 81 мм, а максимальное диаметральное сечение установки – 95 мм.

Отметим, что в целом производительность добычных систем контролируется не габаритом ЭЦН, а количеством ступеней и разницей между текущим и минимально допустимым забойным давлениями. Часто особенности конструкции устья скважины приводят к ограничениям на минимальное забойное и устьевое давление. Так, в габарите 3 при 200 ступенях достигим дебит до 400 м³/сут [23]. Таким образом, использование байпасных систем в сочетании с ЭЦН малого диаметра позволяет проводить исследования при существенных дебитах скважины.

Основное преимущество подобных систем состоит в возможности проведения исследований вне зависимости от работы УЭЦН, без его подъема, с возможностью изменения режима работы насоса. Как следует из табл. 1, основной ограничивающий

фактор у-tool связан с необходимостью использования геофизических приборов малого диаметра.

Данные системы применимы в вертикальных скважинах, боковых горизонтальных стволах и горизонтальных скважинах [24, 25]. По нашей классификации кодируются как «2.2».

2.2. Использование децентраторов

Система спуска скважинного прибора с использованием децентратора изображена на рис. 4 [26]. Основной проблемой здесь является необходимость использования датчиков малого диаметра. Достоинства системы связаны с возможностью подъема и спуска приборов в процессе работы скважины. В обеспечиваемый децентратором зазор можно спустить приборы разного типа, включая гирлянды датчиков (рис. 5). Подобные гирлянды могут представлять альтернативу оптоволоконным системам. При относительно небольших рабочих толщинах пласта данное решение оказывается дешевле и проще в реализации [27]. По нашей классификации обозначаются как «2.3».

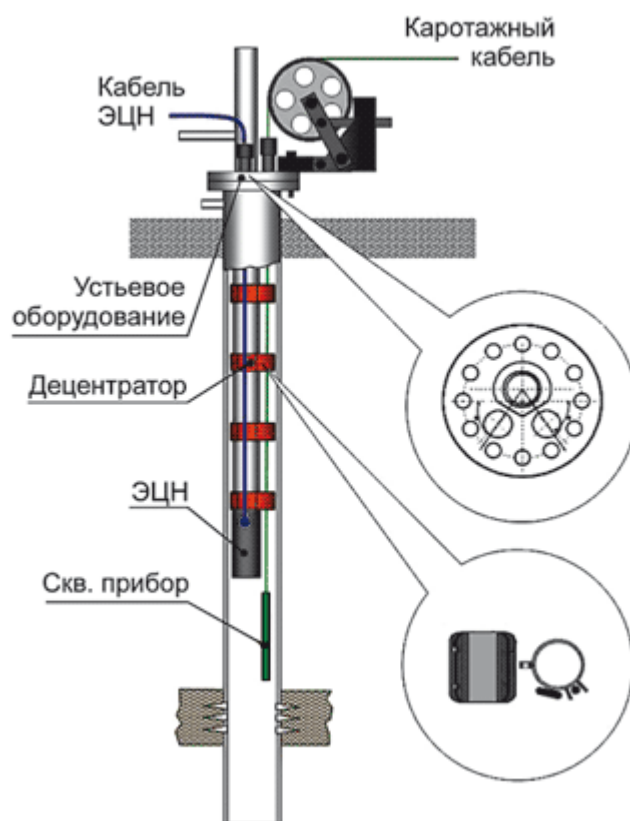


Рис. 4. Система спуска скважинного прибора с использованием децентратора [26]

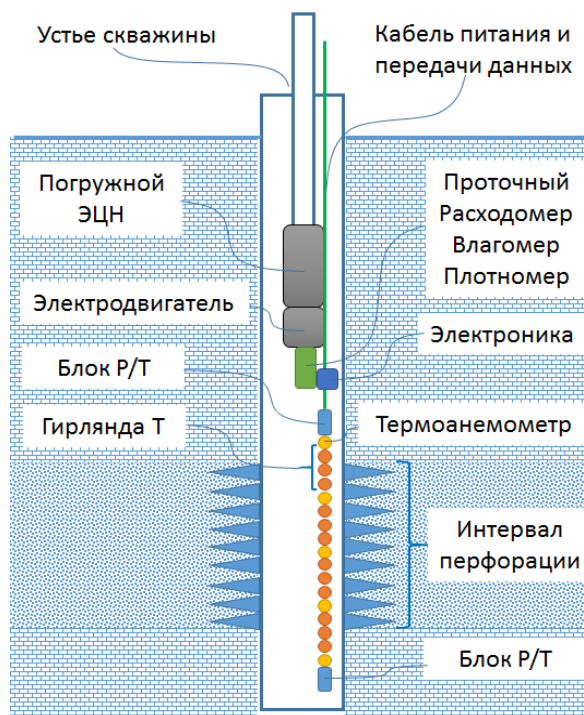


Рис. 5. Схема подвеса гирлянды датчиков [27]

2.3. Системы с сужением

В зависимости от конкретной технической реализации в данный подраздел попадают различные датчики. Разработчики оборудования стремятся уйти от сужений внутреннего диаметра. Поэтому датчики первого поколения какого-то конкретного производителя могут попадать в данную категорию, а датчики второго поколения попадают уже в первую.

2.4. Датчики, блокирующие прохождение приборов

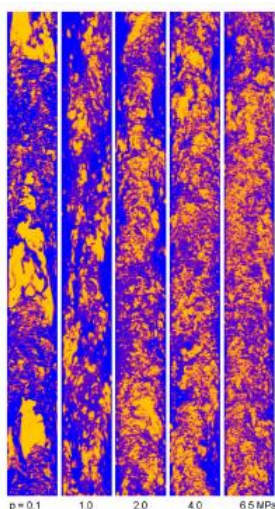


Рис. 6. Распределение потока двухфазной смеси по данным сеточного датчика [28]

Есть некоторое количество решений, не нашедших широкого применения, например датчики на сетке электродов (в англоязычной литературе используется название mesh-wire). Такие системы электродов позволяют получить объемное распределение двух фаз, сильно отличающихся по электропроводности. На рис. 6 представлен результат замера течения смеси воздуха и воды в вертикальной трубе в качестве иллюстрации возможностей метода.

Для нас рассматриваемый тип датчиков представляется наименее интересным, ибо он лишает возможности использовать геофизические приборы. Однако, замеры электрических сопротивлений полезны для ранней детекции прорывов газа и воды.

3.1. Классификация датчиков по регистрируемым полям

3.1.1. Разделяющие поток датчики

В этом разделе рассматриваются датчики, общее свойство которых состоит в деформации ламинарного потока и фиксации его параметров. Как правило, в датчиках фиксируется один или несколько связанных с течением параметров.

3.1.1.1. Трубки Вентури

В трубке Вентури за счет вариации сечения происходит изменение режима течения потока. В минимальной конфигурации датчика измеряется перепад давления между двумя разнесенными в пространстве точками. В более сложных системах измерение перепада давления производится в трех и более точках. Без привлечения дополнительных замеров возможно только качественное определение параметров однофазного потока.

Дополнительными источниками информации выступают замеры различных физических полей. Вариантов достаточно много, они разнятся от прибора к прибору. Возможна фиксация следующих параметров: прохождение сигналов – акустического, ультразвукового, инфракрасного излучений, видимого света, рентгеновского излучения, гамма-спектроскопии, электрического сопротивления. Также имеются варианты с определением содержания углерода на основе замеров ядерно-магнитного резонанса [29].

На рис. 7 представлена типичная для датчиков данного типа схема измерительного узла [30].

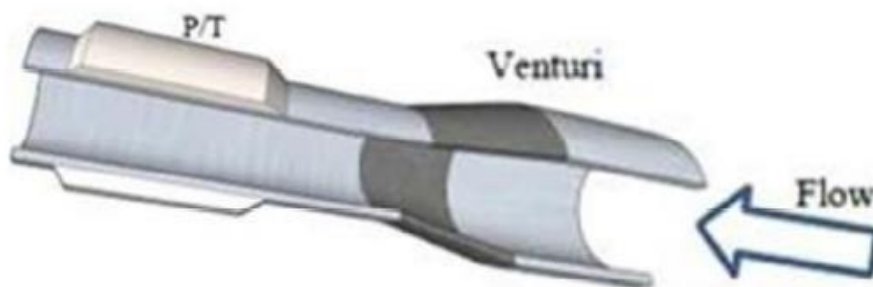


Рис. 7. Схема измерительного узла

Геометрические размеры оборудования следующие. Диаметр линейного участка – 76.2 мм (3 дюйма), самая узкая часть – 60.71 мм (2.39 дюйма), самая широкая – 101.55 (4 дюйма).

Поскольку сам элемент Вентури имеет форму колокола, то при подъеме спущенного геофизического прибора последний может застрять в узкой горловине. Подобные приборы по нашей классификации относятся к категории «2.5».

3.1.1.2. Вихревые датчики

Идея рассматриваемого способа замера состоит в создании вихря около специальной преграды. Для этого в поток устанавливается тело обтекания, формирующее турбулентные вихри. Их количество пропорционально потоку. Соединенный с телом обтекания пьезодатчик регистрирует нагрузку на преграду. По нашей классификации, подобные датчики относятся к категории «2.5».

На рис. 8 представлена схема прибора согласно патенту РФ на изобретение [31]. На данный момент уже осуществляется серийный выпуск таких приборов.

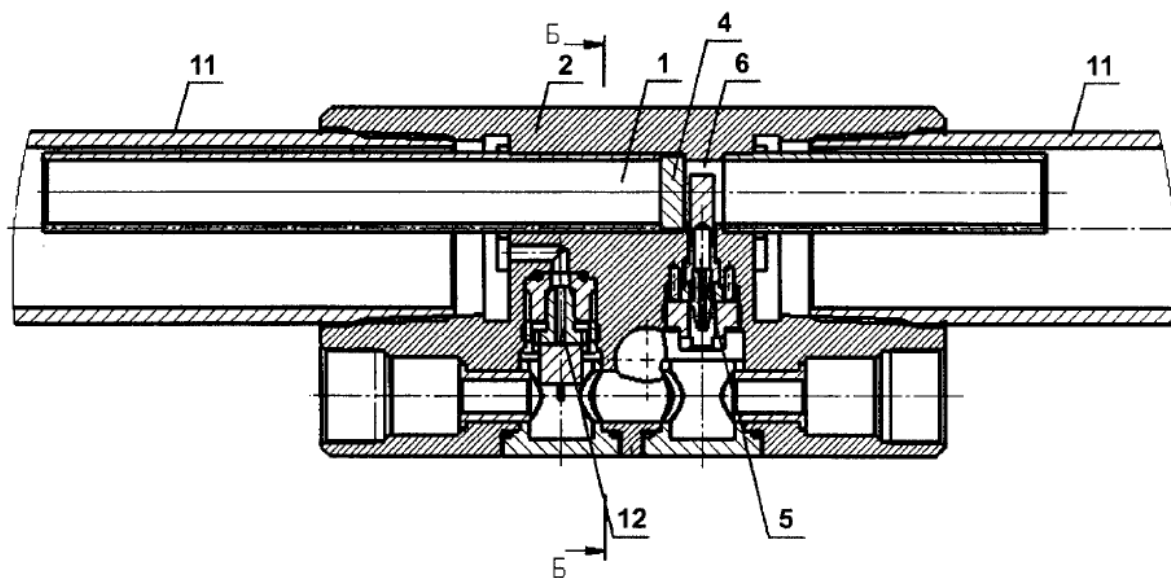


Рис. 8. Схема вихревого датчика в разрезе

Как следует из рис. 8, в результате размещения блока оборудования и тела обтекания (элемент 4) произошло серьезное сужение проходного канала прибора. Тело обтекателя имеет в поперечном сечении трапециевидальную форму и выполнено со скруглениями у основания трапеции. Также на рис. 8 обозначены: чувствительный элемент – 5, датчик давления – 12.

В некоторых модификациях одновременно фиксируется время прохождения ультразвуковых волн в прямом и обратном направлении относительно потока.

3.1.2. Датчики на основе оптического волокна

Распределенные датчики на основе оптического волокна могут базироваться на разных подходах. Распространенным решением является применение множества брэгговских решеток, каждая из которых представляет собой один датчик (физически представленный несколькими чередующимися областями стекловидной и кристаллической формы материала оптического волокна). В таком случае разделение сигнала происходит за счет разных частот каждой из решеток.

Спектральная избирательность отражения от волоконных брэгговских решеток связана с дифракцией на периодических оптических неоднородностях. Каждая полоса решетки отражает назад малую часть излучения. Для излучения с длиной волны в два раза большей, чем период решетки, отраженные лучи складываются в фазе. В результате появляется отраженный световой сигнал с интенсивностью от 1 до 99% от интенсивности падающей волны и очень узкой спектральной полосой. Положение датчиков в таком случае задается при изготовлении волокна.

Возможно и другое использование решеток – когда роль датчика выполняет пространство волокна между двумя решетками. С практической точки зрения важно, что положение датчиков также фиксируется при обработке волокна [32].

Альтернативно может использоваться отраженный от поверхности волокна сигнал. В зависимости от давления и температуры отраженный сигнал будет разным. Зная точное время прихода сигнала, можно определить параметры конкретного участка. Точность замера зависит от дискретизации сигнала. Разделение сигнала производят по времени. С одной стороны, физически датчики отсутствуют. Они «появляются» в процессе обработки. С другой стороны, чем большая точность замера необходима, тем более протяженным должен быть каждый виртуальный датчик.

При этом один и тот же физический элемент (в зависимости от используемого оборудования и программного обеспечения) может фиксировать изменение как давления, так и температуры. Общее название датчиков температуры на основе оптического волокна в англоязычной литературе – distributed temperature sensing (DTS), в русскоязычной литературе применяется термин «распределенные датчики температуры».

Одно из первых применений установок датчиков давления на основе оптического волокна относится к 2000 г. Тогда датчик был установлен на шельфе Мексиканского залива на глубине более 6400 м (21138 футов) [33].

Первое поколение датчиков использовало простые модели течения флюида в трубе (вертикальном стволе), которые хорошо работают только при раздельном течении фаз и ламинарном режиме [34].

3.1.3. Многокомпонентные датчики

Можно полагать, что совмещение датчиков различных типов повышает точность измерений для двухфазных систем. При совмещении оптических датчиков с датчиками других полей, например акустических, за счет усложнения моделей появилась возможность производить измерения и для трехфазных систем. По нашей классификации такие датчики попадают в категории «1» или «2.4», в зависимости от их технической реализации.

На рис. 9 представлен внешний вид одного из датчиков. Следует отметить, что его внутреннее сечение не имеет сужения. В одном конструктивном решении он совмещает датчики на основе оптического волокна для регистрации как многофазного потока, так и давления и температуры. Физические датчики состоят из нескольких намоток по внешней поверхности трубы, по которой происходит фильтрация флюида.

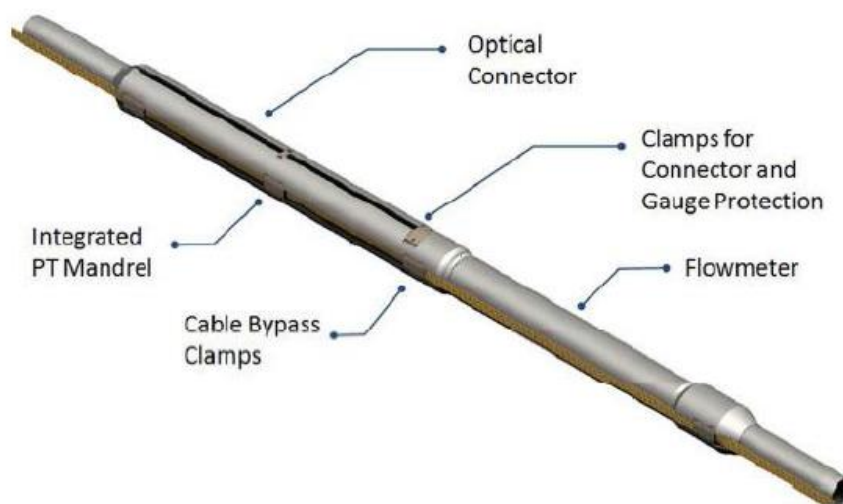


Рис. 9. Внешний вид датчика с использованием оптического волокна [35]

Для идентификации фазового состояния многофазного течения используются корреляционные зависимости, подобные представленным на рис. 10. Для каждого

варианта фазового состояния углеводородной системы, вообще говоря, может использоваться своя модель течения.

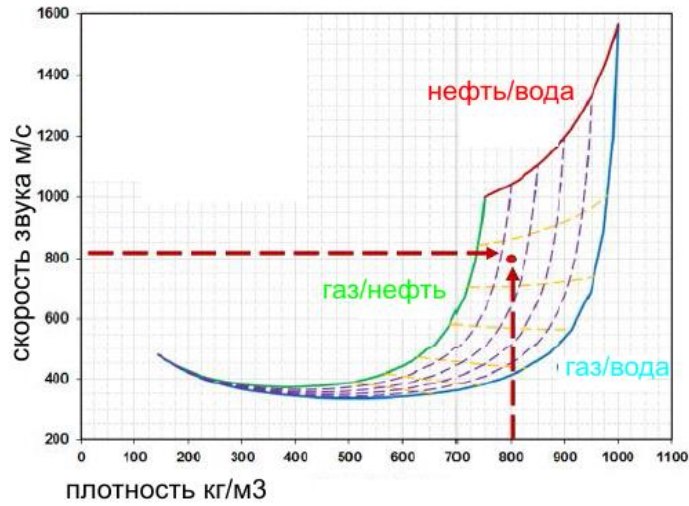


Рис. 10. Схема определения фазового состояния потока

На рис. 11 представлена связь между скоростью звука и фазовым состоянием [36].

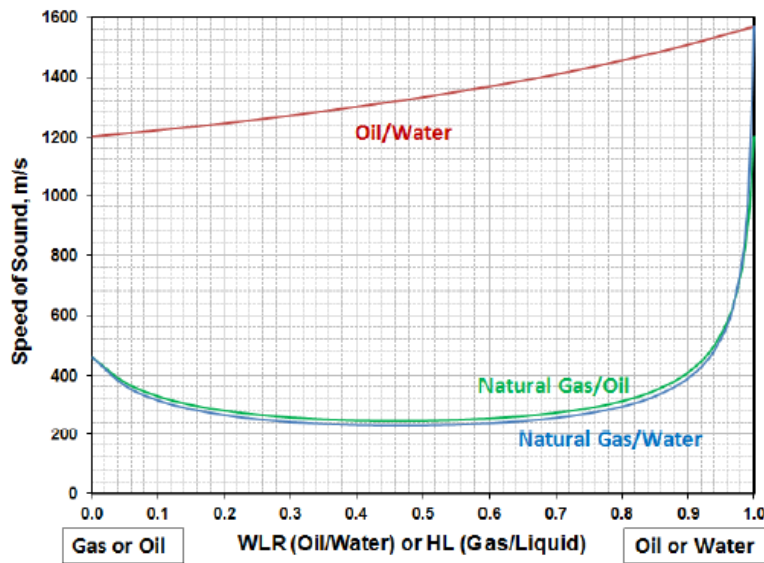


Рис. 11. Связь скорости звука и флюидального состава

Как следует из рис. 11, при наличии газа отличить систему газ – вода от системы газ – нефть только акустическими методами практически невозможно во всем диапазоне концентраций. Эта проблема носит фундаментальный характер и связана со значительно большей сжимаемостью газа по сравнению с жидкостью (нефть, вода).

Более того, оказывается важной даже флюидальная модель (PVT-модель – модель объемных свойств фаз), поскольку одинаковая замеренная скорость звука для двух разных флюидальных моделей соответствует разным объемным содержаниям фазы в потоке (аналог концентрации для пористой среды). В работе [5] приведен пример, когда соотношение нефтяной и водной фаз в потоке по результатам синтетического теста изменилось с 66/34 на 60/40 только из-за уточнения флюидальной модели. Данную статью следует рассматривать совместно с работами [30, 35, 36].

При интерпретации результатов измерения точность замеров зависит от флюидального состава транспортируемой продукции. Пример дается в табл. 2.

Таблица 2

Зависимость точности замера от содержания газа [35]

Объемная доля газа в продукции (%)	Суммарный дебит* (%)	Дебит жидкости* (%)	Дебит газа* (%)	Обводненность** (%)
0–30	±5	±5	±10	±10
30–90	±5	±20	±10	Не определяется
90–100	±5	±5	±10	Не определяется
* относительная ошибка				
** абсолютная ошибка				

3.2. Одноточечные датчики в потоке

Недостатком рассмотренных ранее датчиков является непрямой характер замера, требующий дополнительной обработки показаний. Наличие постобработки снижает надежность получаемых результатов. Для устранения указанного недостатка в настоящее время разработаны датчики с различными подходами к регистрации данных.

Одним из прямых способов определения суммарного потока является использование механических вертушек (турбин). Кроме проблем с прохождением данного прибора, присутствуют ограничения, связанные с отсутствием возможности определять состав фильтрующейся жидкой фазы. Данную проблему пытаются решить за счет установки дополнительных датчиков.

Наиболее распространенным и дешевым типом датчиков являются точечные датчики температуры и давления. Как правило, в рамках одного прибора комбинируют датчики различных типов, например датчики давления, температуры и электрического

сопротивления. В простых случаях подобный набор датчиков зарекомендовал себя хорошо, но при наличии переходных процессов он может давать неверную информацию. Для наглядности (в качестве предельного случая) представлена фотография (рис. 13) и профиль замера доли фазы (рис. 14) реального потока в горизонтальной трубе [29]. Видно, что происходит расслоение (сегрегация) потока по высоте. В подобных ситуациях один датчик не способен представить актуальную информацию о течении.



Рис. 13. Фотография трехфазного потока [29]

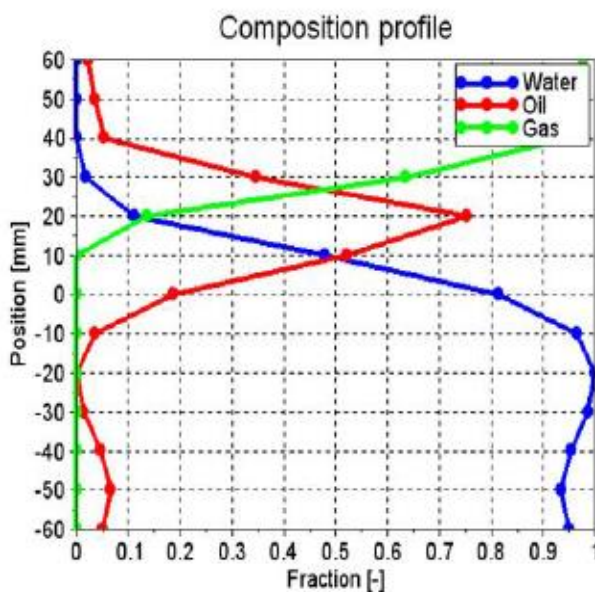


Рис. 14. Профиль концентрации фаз по одному из сечений потока на рис. 13 [29]

4. Минимально допустимые режимы

У всех приборов существует нижний предел измеряемого значения. Например, в [36] минимальные дебиты для датчиков на основе оптического волокна определены следующими величинами, представленными в табл. 3.

Связь размера датчиков и минимального дебита

Размер трубы	Минимальный просвет		Максимальный Просвет		Минимальный дебит м ³ /сут
	дюймы	мм	дюймы	мм	
2-3/8	1.87	47.4	2.041	51.8	153
2-7/8	2.26	57.4	2.44	62.0	225
3-1/2	2.92	74.2	2.99	76.0	375
4-1/2	3.76	95.5	3.96	100.5	620
5-1/2	4.78	121.4	4.89	124.3	1000

При замере суммарного дебита с помощью механических вертушек (турбин) минимальный замеряемый расход составляет 2–5 м³/ч [37]. Современные однофазные ультразвуковые датчики могут работать при дебитах от 1 м³/сут.

5. Анализ качества замеров потоков**5.1. Оценка точности не прямых замеров для системы нефть – газ**

В практике измерений особняком стоит вопрос об интерпретации результатов замера и их точности. При измерениях с использованием оптического волокна замеряемым параметром выступает изменение светового потока. Этот параметр преобразуется в модель деформаций волокна. Далее модель деформаций позволяет строить модель изменения давления и/или температуры непосредственно на контакте волокно–среда. Затем поле давления и температуры используется для оценки многофазного притока.

При использовании трубок Вентури также присутствуют промежуточные уровни моделей, зависящие от замеряемых прибором параметров. Таким образом, путь получения данных о притоке из пласта сложен, извилист и трудоемок. При этом для пользователя большая часть моделей является «черным ящиком». Часто подрядчик, выполняющий собственно измерения, предоставляет уже полученные поля давления и температуры, не раскрывая подробностей их пересчета.

В том числе и по этой причине желательно иметь оселок для оценки одного и того же конечного параметра на основании измерений приборами, использующими замеры разных физических полей. Однако препятствиями для этого являются организационные и финансовые трудности. Ввиду сказанного интерес представляют результаты работы [38].

В ней выполнена серия замеров дебита скважины с использованием различных компоновок оборудования (табл. 4).

Таблица 4

Сопоставление точности замера дебитов разными комплектами датчиков [38]

Набор датчиков	Ошибка определения дебита нефти (%)	Ошибка определения дебита газа (%)
2 P/T	16.05	17.92
3 P/T	3.82	5.18
4 P/T	3.26	4.67
DTS	6.42	3.39
DTS+1P	2.44	2.56
DTS+2P	2.23	2.43
DTS+3P	2.27	2.45
DPS	29.93	37.67
DPS+1P	18.89	21.75
DPS+2P	3.87	4.46
DPS+3P	3.36	3.38
DTS+DPS	2.04	2.33

* *Примечание.* P/T – точечный датчик давления/температуры, цифра перед ним указывает количество замеров, DTS – оптоволоконный датчик температуры, DPS – оптоволоконный датчик давления.

Интересно отметить, что четыре точечных датчика обеспечивают лучшую точность по дебиту нефти, чем только DTS, хотя и проигрывают при замере дебита газа. Закономерно, что наращивание фонда датчиков повышает и точность замера дебита. Максимальная точность достигается при совместном использовании DTS и DPS.

При специальном исполнении кабеля возможны измерения и при высоких температурах (до 600 °C) [39] и давлениях (выше 1000 ат) [40].

Еще одним вариантом использования распределенных датчиков является технология распределенных акустических датчиков (Distributed Acoustic Sensing – DAS). В ней элементы волокна работают в качестве микрофонов. Работающий датчиком участок волокна может достигать длину 10 км, а размер одного «датчика» – 1 м [41]. При этом

разрешающая способность акустических датчиков оказывается лучше разрешающей способности температурных. На рис. 15 представлена запись DAS (верхний рисунок) и DTS (нижний рисунок) при одновременном мониторинге процесса ГРП. Время отложено по оси x слева направо. По вертикальной оси каждая из дорожек отвечает за свой сенсор [42].

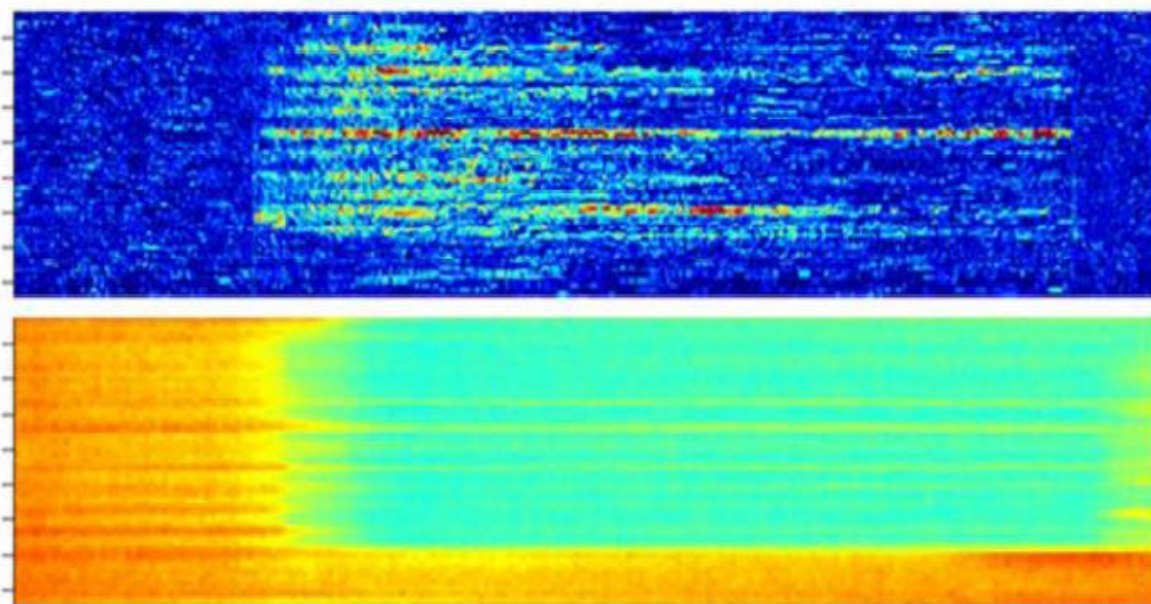


Рис. 15. Сравнение замеров по технологиям DAS и DTS при проведении ГРП [42]

Таким образом, оптоволоконные датчики способны дать недропользователям информацию о давлении, температуре и многофазном притоке вдоль ствола скважины. Поэтому данный вид измеряющих устройств наиболее актуален для интеллектуальных скважин.

5.2. Оценка точности замеров для системы нефть – газ – вода

Наиболее сложным случаем для фиксации и анализа представляется одновременное течение нефти, газа и воды. На рис. 16 приведены результаты испытания [30] датчика с использованием трубки Вентури. Зависимость отражает соотношение тестового и замеренного расхода трехфазного потока. Линия под углом в 45 градусов соответствует случаю идеального совпадения результатов. Пунктирной линией отмечен 10%-ный интервал допустимой ошибки.

Как видно, в большинстве случаев погрешность укладывается в 10% интервал, но существует набор артефактов – выбросов со значительной ошибкой.

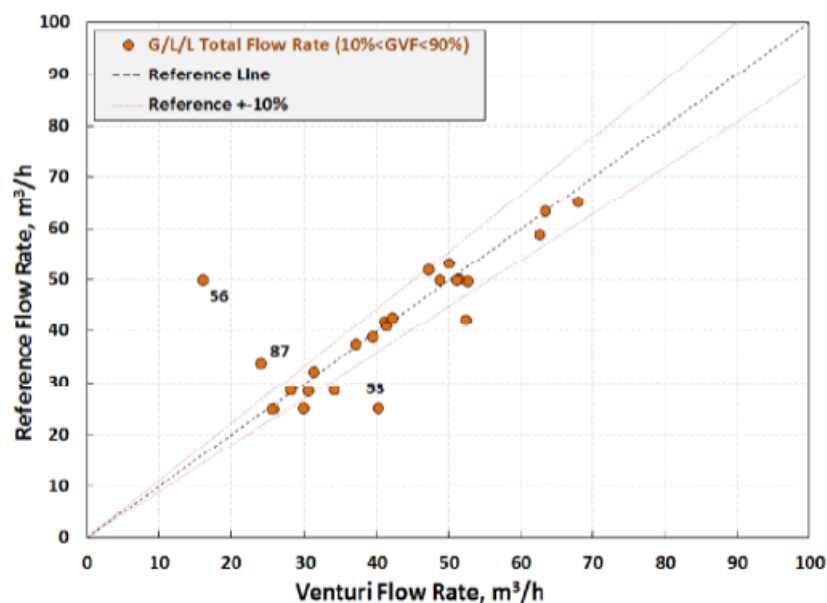


Рис. 16. Сравнение тестового и замеренного трехфазного расхода

Более того, в силу особенностей работы черных ящиков разных производителей результаты еще более разнятся [43]. Результаты сопоставления тестовых замеров при фильтрации флюида известного состава через четыре замерные установки (в наземном исполнении) разных фирм представлены на рис. 17. При этом задача ставилась более простая, чем замеры в условиях забоя скважины, хотя бы в силу отсутствия ограничений по габаритным размерам установок. На рис. 17 приведена абсолютная ошибка в определении обводненности продукции как функция объемного содержания газа.

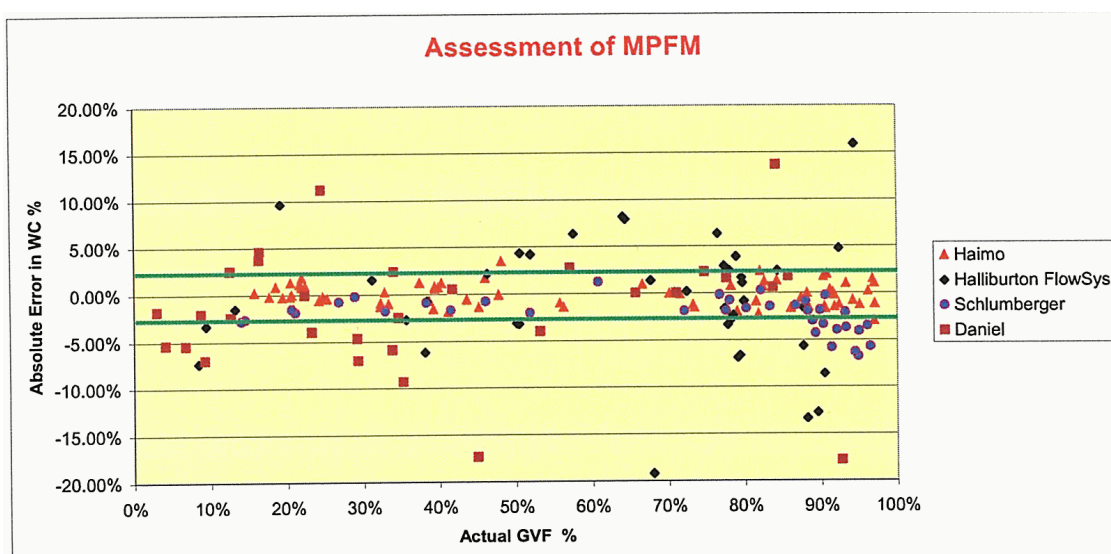


Рис. 17. Сопоставление результатов испытаний четырех установок

На рис. 18 приведены также результаты экспериментов по тестированию замеров расхода на поверхности. Данные относительно свежие, опубликованные в 2015 г.

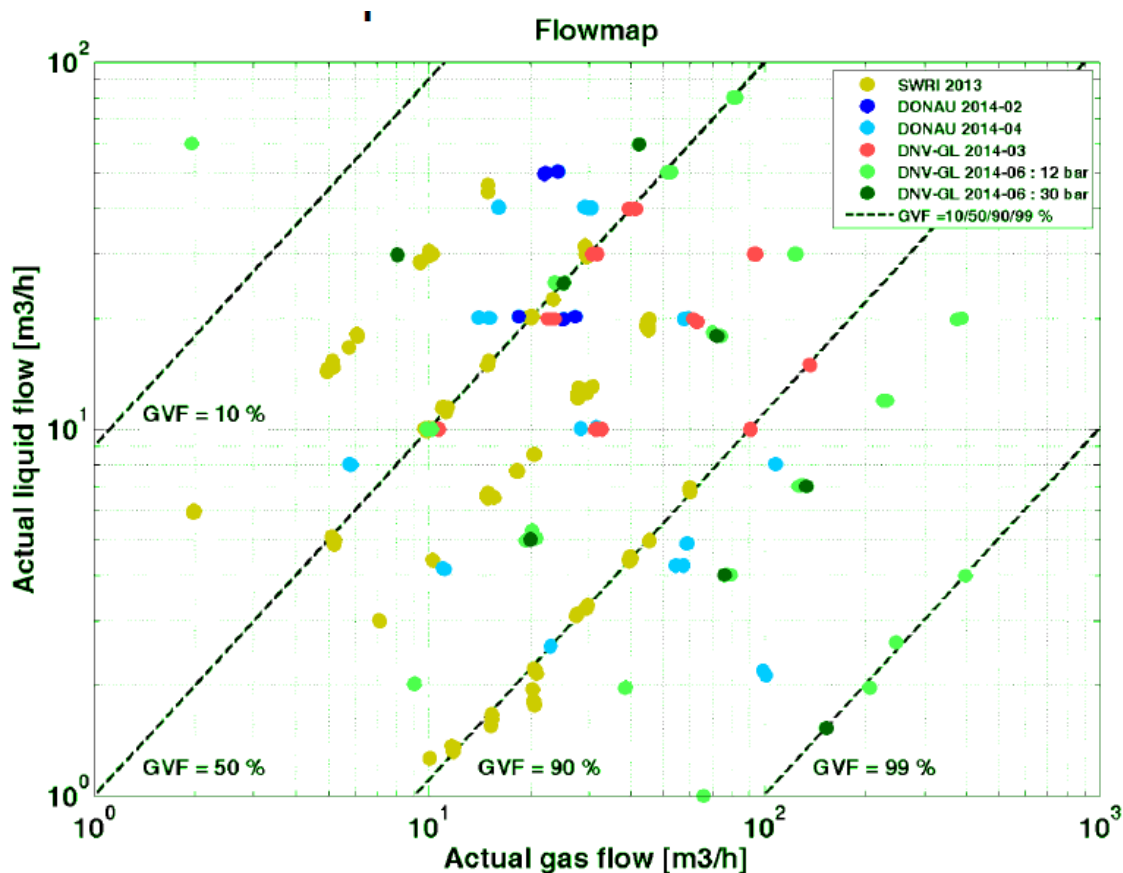


Рис. 18. Тестирование оборудования для замера многофазного потока по [29]

Из рис. 17, 18 следует, что ситуация с замером многофазного дебита остается далекой от окончательного и удовлетворительного решения.

В настоящее время активно проводятся работы по реализации систем, способных решать задачи, ранее осуществляемые различными подразделениями и командами. Например, на основе оптоволоконных датчиков созданы многофункциональные системы, способные одновременно определять профили давления и температуры по стволу, выявлять утечки через цементный камень из скважины в пласт, помогать согласовывать и привязывать по глубине данные геофизических исследований [44].

В результате технического прогресса появляются решения с размещением распределенных датчиков на гибких трубах; данный способ расширяет область применения распределенных датчиков [45].

Выводы

Техническое обеспечение проведения замеров крайне важно для дальнейшей успешной обработки результатов комплексных исследований. На данный момент на рынке представлены разнообразные решения, позволяющие производить сбор минимально необходимого количества информации. Но они часто требуют принятия решений по компоновке оборудования на этапе спуска НКТ или даже еще раньше.

Наиболее перспективными представляются датчики без сужения внутреннего канала. К ним относятся датчики на основе оптоволоконных систем. Но для надежной верификации замера трехфазного расхода они должны быть дополнены модулями бесконтактной регистрации еще каких-либо физических показателей.

На данный момент препятствием для массового проведения подобных исследований является сложность и дороговизна оборудования, узость предлагаемых технических решений. Но, учитывая темп научно-технического прогресса за рубежом, можно надеяться, что существующие решения будут становиться все более доступными.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование новых экологически чистых технологий разработки месторождений углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерных экспериментов», № АААА-А16-116022510270-1).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Закиров Э.С.* Upscaling в 3D компьютерном моделировании. М.: ЗАО «Книга и Бизнес», 2007. 344 с.
2. *Аникеев Д.П.* Идентификация свойств пласта при специализированных исследованиях скважин // Технологии ТЭК. 2007. Июнь. С. 32–36.
3. *Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Индрупский И.М., Цаган-Манджиев Т.Н., Мамедов З.Т., Васильев И.В.* Инновационные подходы к повышению информативности методов гидродинамических исследований скважин и пластов // Недропользование XXI век. 2011. № 6. С. 48–53.
4. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеев Д.П.* Современные потребности геоинформационного обеспечения технологий повышения нефтегазоконденсатоотдачи // Недропользование XXI век. 2012. № 5. С. 44–49.
5. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P., Tsagan-Mandjiev T.N., Vasiliev I.V., Severinov E.V., Gaidukov L.A., Rodionov A.E., Lachugin D.S.* Well test for in-situ

determination of oil and water relative permeabilities // Society of Petroleum Engineers: SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. 2012. P. 1861–1877.

6. *Закиров С.Н., Закиров Э.С.* Пат. RU 2258137 С1. Способ исследования и интерпретации результатов исследований скважины, вскрывшей нефтегазовую залежь. № 2004119525/03; Заявл. 29.06.2004; Оpubл. 10.08.2005 // Изобретения. Полезные модели. 2005. Бюл. № 22. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

7. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеев Д.П.* Пат. RU 2213864 С2. Способ исследования и интерпретации результатов исследований скважин и пластов. № 2001132910/03; Заявл. 06.12.2001; Оpubл. 10.10.2003 // Изобретения. Полезные модели. 2005. Бюл. № 28. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

8. *Закиров Э.С., Тарасов А.И., Индрупский И.М.* Новый подход к исследованию газовых скважин и интерпретации получаемых результатов // Газовая пром-сть. 2003. № 9. С. 61–63.

9. *Закиров Э.С., Индрупский И.М., Васильев И.В., Аникеев Д.П., Цаган-Манджиев Т.Н., Родионов А.Е., Лачугин Д.С., Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Антонович А.А.* Проведение комплексных исследований по оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и коэффициента вытеснения в условиях аномально низкой приемистости пласта (ч. 1) // Нефт. хоз-во. 2016. № 9. С. 56–60.

10. *Закиров Э.С., Индрупский И.М., Васильев И.В., Аникеев Д.П., Цаган-Манджиев Т.Н., Родионов А.Е., Лачугин Д.С., Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Антонович А.А.* Проведение комплексных исследований по оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и коэффициента вытеснения в условиях аномально низкой приемистости пласта (ч. 2) // Нефт. хоз-во. 2017. № 10. С. 90–93.

11. *Soo S.L.* Multiphase fluid dynamics. Hong Kong: Science Press, 1990. 400 p.

12. Handbook of multiphase flow metering. 2005. Revision 2. 113 p.

13. *Brown K.E., Beggs H.D.* The technology of artificial lift methods. Vol. 1. Tulsa (OK): PennWell Books, 1977. 491p.

14. *Brill J.P., Beggs H.D.* Two-phase plow in pipes. 6th ed. Tulsa (OK): University of Tulsa. 1991.

15. *Petalas N, Aziz K.* A mechanistic model of stabilized multiphase flow in pipes // Pet. Eng. Dep. Stanford University. 1997. August. 13 p.

16. *Byer T.J.* Newton methods for simulation of reservoirs with surface facilities // Ph.D. Dissertation, Stanford: Stanford University, 2000.
17. *Hasan A.R., Kabir C.S.* A Simplified model for oil/water flow in vertical and deviated wellbores // SPE Prod. & Fac., 1999. February. P. 56–62.
18. *Hill A.D.* A comparison of oil-water slip velocity models used for production log interpretation // J. Petrol. Sci. Eng. 1992. Vol. 8. P. 181–189.
19. *Oddie G., Shi H., Durlofsky L.J., Aziz K., Pfeffer B., Holmes J.A.* Experimental study of two and three phase flows in large diameter inclined pipes // Int. J. Multiphase Flow. 2003. Vol. 29. P. 527–558.
20. *Civan F.* Including non-equilibrium relaxation in models for rapid multiphase flow in wells // Society of Petroleum Engineers. 2006. SPE-90583-PA. 9 p.
21. *Индрупский И.М.* Интерпретация результатов исследований скважин на основе теории оптимального управления // Нефтеотдача, 2002. № 5. С. 6–10 (прил. к журн. «Нефть и капитал»).
22. *Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Ипатов А.И., Фахретдинов Р.Н., Гуляев Д.Н., Ключан И.П.* Определение относительных фазовых проницаемостей в скважинных условиях // Нефт. хоз-во. 2008. № 5. С. 39–42.
23. *Мартюшев Д., Харламов П., Слепченко С.* Малый габарит для большой добычи // Арсенал нефтедобычи. 2015. № 1. С. 10–14.
24. *Худяков Д.А.* Оборудование малого габарита и технологические решения для повышения эффективности добычи // Инженер. практика. 2011. № 5. С. 112–115.
25. *Яруллин Р.К., Валиуллин А.С., Валиуллин М.С., Тихонов И.Н., Асмандияров Р.Н. Назагалин Э.Р.* Первый опыт геофизических исследований протяженных горизонтальных скважин при байпасировании электроцентробежных насосов // Нефт. хоз-во. 2015. № 1, С. 62–65.
26. *Баченов В., Имаев А., Дубровский В., Киргизов Д.* Исследования действующих скважин в процессе эксплуатации по новым технологиям в ООО «ТНГ-Групп» // Бурение и нефть. 2011. Июль-август. – Режим доступа: <https://burneft.ru/archive/issues/2011-07-08/13>
27. *Черемисин А.Н., Рязанцев А.Э., Торонецкий К.В.* Внутрискважинный мониторинг в концепции «умной» скважины // Вестник ЦКР «Роснедра» 2014. № 1. С. 2–6.

28. *Pietruske H., Prasser H.-M.* Wire-mesh sensors for high-resolving two-phase flow studies at high pressures and temperatures // Flow measurement and instrumentation. 2007. Vol. 18. P. 87–94.
29. *Mark van der Zande.* Magnetic resonance multiphase flowmeter // Kuwait 2nd flow measurement technology for oil and gas conference. Kuwait, 16–18 November 2015.
30. *Unalmis O.H., Vishal V.R.* World's first optical venturi flowmeter // Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-182366-MS. 15 p.
31. *Мартынов П.А., Мечин А.В.* Пат. на полезную модель RU 142608 U1. Скважинный вихревой расходомер. № 2014108350/28; Заявл. 04.03.2014; Опубл. 27.06.2014 // Изобретения. Полезные модели. 2014. Бюл. № 18. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>
32. *Варжель С.В.* Волоконные брэгговские решетки. СПб.: УН-Т ИТМО, 2015. 65 с.
33. *Kluth E.L.E., Varnham M.P., Clowes J.R., Kutlik R.L., Crawley C.M., Fleming R.F.* Advanced sensor infrastructure for real time reservoir monitoring // Paper SPE 65152 prepared for presentation at the SPE European Petroleum Conference. Paris, France, 24–25 October 2000. 10 p.
34. *Kragas T.K., Bostick F.X. III, Mayeu C., Gysling D.L., van der Spek A.* Downhole fiber-optic multiphase flowmeter: design, operating principle, and testing // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 29 September–2 October, San Antonio, Texas, USA, SPE-77655-MS. 7 p.
35. *Unalmis O.H.* Wanted: «Reliable & Accurate» Multiphase flow measurement in intelligent completions // SPE Aberdeen Summit. 2014. 22 October. 18 p.
36. *Unalmis O.H., Trehan S.* In-well, optical, strain-based flow measurement technology and its applications // Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE-154422-MS. 18 p.
37. *Габдуллин Т.Г., Киямов Л.Т.* К вопросу измерения расхода жидкости в стволе эксплуатационной скважины глубинными механическими расходомерами // Журн. науч. публ. аспирантов и докторантов. 2008. № 3. С. 193–202.
38. *Kawaguchi K., Takekawa M., Ohtani T., Wada H.* Optimal sensor placement for multi-phase flow rate estimation using pressure and temperature measurements // Society of Petroleum Engineers. 2013. SPE-163727-MS. 9 p.

39. *Mandal Su., Dekatea S., Leeb B.K., Guidaa R., Mondanosc M., Yeoc J.* Characterization and calibration of Raman based distributed temperature sensing system for 600 °C operation // Proc. SPIE. 2015. Vol. 9491. 94910A-3.
40. CanePT™ optical pressure and temperature sensor // Режим доступа: <https://weatherford.com>
41. *Johannessen K., Drakeley B.K., Farhadiroushan M.* Distributed acoustic sensing – a new way of listening to your well/reservoir // SPE Intelligent Energy International. Utrecht, The Netherlands, 27–29 March 2012. SPE-149602-MS. 9 p.
42. *Sookprasong P.A., Hurt R.S., Cooper C.G.* Downhole monitoring of multicluster, multistage horizontal well fracturing with fiber optic distributed acoustic sensing (DAS) and distributed temperature sensing (DTS) // International Petroleum Technology Conference. Kuala Lumpur, Malaysia, 10–12 December 2014. 10 p.
43. *Busaidi K., Bhaskaran H.* Multiphase flow meters: experience and assessment in PDO // Society of Petroleum Engineers. 2003. SPE-84505-MS. 7 p.
44. *Duaij A., Danish A., Arifin M., Ayob A.* Evolution of coiled tubing fiber optic real-time telemetry system in Saudi Arabia Ghawar field interventions // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Abu Dhabi, UAE, 13–16 November 2017. SPE-188421-MS. 16 p.
45. *Buhassan S., Halder S., Tammar H., Beheiri F., Danish A., Brown G.* Case history: new horizons for downhole flow measurements via coiled tubing equipped with real-time downhole sensors at South Ghawar Field. Saudi Arabia, 2015. SPE-172570-MS. 14 p.