

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ: ПРЕИМУЩЕСТВА И ПРОБЛЕМЫ

Э.С. Закиров, С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Д.П. Анিকেев
ИПНГ РАН, e-mail: ezakirov@ogri.ru

В данной статье рассматривается ряд аспектов применения интеллектуальных скважин. Главным образом с точки зрения наполнения измерительной аппаратурой, а также управляющих притоком устройств. Статья не претендует на полноту изложения. Однако, она ставит ряд важных вопросов перед нефтегазовой индустрией.

До августа 1997 г. все скважины заканчивались простым способом, включая НКТ, скользящую муфту. Эволюция забойных измерительных приборов, скользящих муфт и управляемых с поверхности подземных предохранительных клапанов вызвана разработкой интеллектуальных скважин. Их развитие прошло несколько стадий от «немой» до умной и, наконец, интеллектуальной скважины. Эти стадии можно охарактеризовать следующим образом: «немые» скважины → скважины с постоянно пишущими измерительными приборами → удаленно гидравлически управляемые скважины → умные скважины → интеллектуальные скважины.

«Немая» скважина – типичная российская скважина, измерения на забое отсутствуют. При необходимости, в соответствии с числом зон, механически размещаются скользящие муфты. По усмотрению проводятся испытания на гибких трубах и скважинные операции.

Скважина с постоянным измерением – имеются только забойные измерители, а данные собираются каротажным прибором в predetermined периоды времени. Отсутствует зональное (и постоянное) управление с поверхности. В случае необходимости проводятся испытания на гибких трубах и интервенции.

Скважина с удаленным гидравлическим управлением – удаленное управление забойными устройствами осуществляется с поверхности. Никаких сенсоров на забое не установлено, отсутствует передача данных для их интерпретации на компьютере.

Умные скважины – собранные на забое данные интерпретируются инженером на поверхности. Температура, давление и данные расходомера в реальном времени поступают с забоя скважин через зонды или системы на гибких трубах. Они также известны как «интеллектуальные скважины с низким IQ».

Интеллектуальные скважины – измеренные на забое данные автоматически интерпретируются компьютером с соответствующим программным обеспечением. Никакого человеческого вмешательства не требуется.

Преимущества использования интеллектуальных скважин достаточно очевидны и не требуют расшифровки. Поскольку реализуется управление добычей в реальном времени с отсечением высоко обводненных и загазованных интервалов, а также с регулированием закачки для повышения охвата пласта вытеснением. Преимущества использования интеллектуальных скважин будут проиллюстрированы ниже.

Кратко коснемся элементов умной/интеллектуальной скважины.

Типичное умное заканчивание состоит из управляющих притоком клапанов (ICV), постоянных забойных измерителей (PDHG – permanent downhole gauge) и распределенных сенсоров температуры (DTS – distributed temperature sensing). Ранние версии систем DTS включали как односторонние, так и двусторонние волоконно-оптические кабели. Современные инсталляции DTS производятся с предустановленным световодом. В системах такого типа оптический кабель может спускаться вместе с хвостовиком, избегая необходимости спускать световод после заканчивания [1]. Различные размеры умных заканчиваний составляют $2\frac{7}{8}$, $3\frac{1}{2}$, $4\frac{1}{2}$ и $5\frac{1}{2}$ дюйма.

Обычно используемые в промышленности забойные управляющие устройства – скользящая муфта или шаровой клапан. Серийно выпускаются устройства с различными типами управления течением, основанные на степени раскрытия клапана. Они разбиваются на группы следующим образом: бинарно управляемые (включено/выключено), дискретно позиционируемые (с рядом предустановленных зафиксированных положений) и бесступенчато регулируемые. Необходимы гидравлические, электрогидравлические или электрические системы для обеспечения работоспособности этих клапанов.

В дополнении к ICV имеется другой тип забойных управляющих устройств – ICD. ICD имеют фиксированные размеры, параметры этих фильтров определяются до их спуска на забой. Параметры ICD выбирают на основе фильтрационных моделей в целях управления профилем добычи, особенно в горизонтальной секции. Позонный контроль при помощи ICD отсутствует. Они также содержат гравийный фильтр для ограничения добычи песка и защиты дыр ICD от запечатывания.

Из-за дополнительного оборудования и, соответственно, увеличения диаметра ствола скважины стоимость интеллектуального заканчивания может составлять до 3–4 стоимостей обычного заканчивания.

Сенсоры – ядро интеллектуального заканчивания. Сенсоры бывают внутрискважинные и на поверхности обсадных труб. Некоторые используются для измерений на забое, а некоторые – для построения образов параметров вдали от скважин. Постараемся рассмотреть все виды сенсоров для измерения давления, температуры, дебита, шума, состава фаз, водородного показателя рН, обводненности, доли газа и емкостного сопротивления. Однако, обычно используются только сенсоры давления, температуры и дебита. Можно использовать постоянно пишущие датчики давления, сопротивления, акустики на внешней стенке обсадной колонны скважины. А также оценивать проницаемость, пористость, насыщенность и мониторить околоскважинную воду или продвижение фронта вытеснения.

Несколько слов о забойных датчиках. Для контроля за поведением скважины в интересующей зоне часто используется несколько забойных датчиков. Данные с одноточечных электрических кварцевых датчиков давления и температуры мультиплексируются и при помощи одного электрического провода передаются на поверхность.

На сегодня оптоволоконно широко используется для распределенного температурного каротажа, а также измерения температуры вдоль всего ствола скважины. Широко доступны одноточечные оптоволоконные приемники, а с 2003 г. применяются многоточечные или распределенные оптоволоконные датчики давления.

Доступны забойные расходомеры, основанные на системах трубок Вентури, с использованием корреляций давления вдоль управляющих притоком устройств. Разрабатывается новое поколение расходомеров, основанное на пассивном оптоволоконном акустическом измерении. Имеются другие датчики, например, датчики обводненности, плотностомеры, микросейсмические массивы, массивы измерения пластового сопротивления и забойные сенсоры химического анализа.

С экономической точки зрения стоимость сенсоров зависит от глубины скважины. Последняя определяется стоимостью каждого компонента в компоновке. Мандрель, измеритель и устройство защиты типично стоят порядка 200 тыс. USD для скважины глубиной 8000 футов.

Практическое использование забойных датчиков. В нефтяной индустрии имеются различные типы датчиков. В статье [2] описаны этапы эволюции технологии забойного мониторинга – от поверхностных измерителей до расширяемых оптоволоконных сенсоров.

Типы внутризабойных датчиков

Оптоволоконный сенсор. Преимущества – отсутствие забойной электроники, защищенность от электромагнитной интерференции и радиации, способность к одноточечному или распределенному измерению, одинаковое поверхностное оборудование для многих сенсоров, малый размер сенсоров и кабелей.

Потенциально оптоволоконные сенсоры могут измерять многие забойные параметры. Их применение может снизить стоимость добычи, улучшить операционную и экологическую безопасность, а также увеличить суммарную добычу на месторождении [2].

Постоянно пишущие манометры и датчики температуры. Это наиболее часто используемые сенсоры. По одному набору таких сенсоров следует размещать для каждой изолированной заканчиваемой зоны. Можно мониторить забойное и пластовое давления. Их назначение – оценить проницаемость пласта и скин-фактор. Изменение во времени давления дает представление об изменении скин-фактора. Также возможно извлечение некоторой информации о продвижении фронта вытеснения, если имеет место контраст подвижностей. Это совсем нелишняя информация, если даже будет получена просто средняя качественная оценка продвижения фронта.

Данные измерения давления могут использоваться при гидропрослушивании скважин, обработке результатов исследования скважин по определению границ пласта, идентификации системы с двойной пористостью и т. д. Соответствующие количественные и качественные данные очень полезны при построении фильтрационной модели пласта.

Если температурные датчики размещены около перфорационных отверстий, то становится возможной идентификация образования затрубных каналов, прорыв газа, а также некоторых неожиданных ситуаций.

Распределенный температурный сенсор представляет собой всю протяженность традиционного оптоволоконного кабеля. Инструментарий для считывания его показаний располагается на поверхности. При распределенном измерении температуры вниз по длине кабеля посылаются импульсы луча лазера. Из-за вызванной температурой

молекулярной вибрации в световоде некоторое количество света отражается назад к источнику. Количество отраженного света есть функция температуры. А время, необходимое для достижения отраженным светом поверхностного инструмента, есть мера пространственного положения вдоль длины кабеля. Ранние системы имели разрешающую способность в $0.1\text{ }^{\circ}\text{C}$ и пространственное разрешение в 0.5 м при длинах до 30 км [2].

Пассивные акустические сенсоры. Однокомпонентные акустические сенсоры могут размещаться внутри ствола скважины. Соответствующие данные обеспечивают информацией о добыче песка, прорыве газа и т. д.

pH сенсоры. При размещении внутри незастойных зон дают указание на момент прорыва воды или на увеличение добычи воды.

Обводненность/емкостное сопротивление. Наряду с другими датчиками, также возможно измерение обводненности на забое. Простые сенсоры, например, зонд емкостного сопротивления, могут размещаться в трубе для замера обводненности по любой отдельной зоне. Соответствующая информация позволит инженеру закрывать некоторые ICV, регулируя добычу из высокообводненных зон.

Расходомеры. Они полезны при совместной разработке нескольких изолированных пластов. Измерения дебита и обводненности по каждому интервалу исключают необходимость отдельного позонного испытания на приток. Подобные системы оправдывают себя на удаленных, безлюдных скважинах, когда скважинные интервенции очень дороги или рискованны.

Расходомеры/измерители доли газа. Более привлекательная технология измерения расхода основана на гидроакустике (SONARtrac). Принцип измерения доли газа основывается на значительном различии скорости звука в жидкостях и газах (поскольку газ более сжимаем).

Данный способ измеряет долю газа в потоке. Используется массив акустических датчиков, которые «прослушивают» поле давления вместе с вихрями, появляющимися при турбулентном течении, и определяют скорость этих вихрей. Затем с использованием процедуры калибровки на основе числа Рейнольдса вычисляется объемный расход. А доля газа определяется по измеряемой скорости звука между размещенными датчиками.

Типы внешних датчиков на обсадных трубах

Постоянно размещенные электроды. Построение карт насыщенностей. Массив электродов можно разместить на внешней стенке обсадной трубы. Измерения этими

сенсорами потенциально могут позволить определить поле насыщенности на некотором удалении от скважины. Полученная по данным электродов карта насыщенностей может помочь определить профиль фронта вытеснения. А измерения во времени позволят оценивать продвижение фронта.

Глубина исследования зависит от прослушиваемой массивом электродов области пласта. Чувствительность устройства зависит от контраста удельного электрического сопротивления среды около массива и вторгающегося флюида. В случае организации оперативного анализа данных можно ожидать раннее предупреждение прорыва воды. Тогда может быть предпринято закрытие соответствующего интервала в целях улучшения охвата вытеснением. Данная аппаратура очень полезна в условиях пластов достаточной толщины и высокой солености вытесняющей воды. Однако, она не способна предупреждать о прорыве газа, поскольку контраст электрической проводимости газа и нефти слишком мал.

Измерение давления и моделирование пористости/проницаемости. Преимущество расположенных на внешней стенке обсадной трубы манометров состоит в исключении эффекта ствола скважины. И поскольку эти датчики не будут находиться в прямой гидравлической связи со стволом скважины, можно избежать их совместного отклика. Разрабатываются инновационные методы оценки пористости, проницаемости по данным измерений мультисенсорного массива [3, 4].

Совместное размещение манометров с электродами. Моделирование проницаемости, пористости, водонасыщенности с обнаружением продвижения фронта насыщенности. Замеры давления помогают строить карту проницаемости в околоскважинной области. Данные измерений электродов можно использовать для оценки профиля насыщенности на некотором удалении от ствола скважины. Однако, можно совместно использовать данные с двух устройств для оценки проницаемости, пористости и распределения флюидов в околоскважинной области [3]. В этой обратной задаче по определению пластовых свойств необходима информация о дебите и обводненности. Также возможно построение изменяющейся во времени карты насыщенности [5].

Постоянный двухкомпонентный сейсмический приемник с размещением источника в активных скважинах для обнаружения продвижения фронта вытеснения. Если развернуть подобную систему, то проводимые измерения в реальном времени могут использоваться для определения продвижения фронта при условии различия

сейсмических свойств с каждой стороны от фронта вытеснения. Обычно слабосцементированные геологические формации, часто с высокой пористостью, демонстрируют изменение сжимаемости по мере изменения давления и насыщенности.

Постоянные трехкомпонентные сейсмические датчики для измерений во времени.

Постоянно регистрирующие акустические сенсоры могут размещаться в скважинах для мониторинга за изменениями насыщенности и давления, связанными с процессами поддержания давления и продвижения флюидальных контактов. Цель таких систем состоит в мониторинге динамических изменений в пласте на некотором удалении от скважины. Осуществляя подобный мониторинг, можно получить информацию для упреждающего управления, например, с целью замедления языкообразования воды до того, как она прорвется в скважину. Однако, для таких исследований, как 3DVSP, требуется контрольная скважина с размещенными трехкомпонентными сейсмоприемниками.

В целом, сейсмические массивы с более чем сотней индивидуальных элементарных сейсмоприемников могут располагаться на общем световоде. Аналогичные массивы в других скважинах формируют матрицу сейсмоприемников. Интерпретация всей совокупности датчиков способна создавать акустические образы пласта в реальном времени, обеспечивая 4D сейсмическими образами.

При развертывании массивов сенсоров на забое их располагают практически в самом пласте для непосредственного замера параметров акустического поля. При этом удастся избежать затухания сигнала в пласте или в вышерасположенных водных резервуарах. Постоянное размещение сенсоров внутри пласта также позволяет достигать улучшенной степени разрешающей способности. Ибо исключается осреднение сигнала, а сам отклик измеряют с повышенной частотой.

Размещаемые на забое массивы могут работать активно, например, аналогично нормальным сейсмическим исследованиям, или пассивно, прослушивая «звуки добычи» внутри пласта при пассивной сейморазведке. Ожидается, что это поможет идентификации продвижения флюидальных фронтов, а также выявлению областей с неподвижными флюидами, например, целиков нефти. Тогда планирование мест размещения добывающих скважин уплотняющего бурения будет базироваться на качественно более достоверной информации. Также ожидается, что пассивное

акустическое прослушивание позволит лучше управлять дебитами добывающих скважин, избегая газовых и водяных конусов [2].

Пассивные акустические сенсоры. Однокомпонентные акустические сенсоры размещаются в цементном кольце за обсадной трубой. Эти сенсоры обеспечат информацией о пластовой динамике, например, о развитии трещин, миграции мелких частиц, добыче песка и т.д.

Кратко коснемся вопроса выбора забойных датчиков.

Забойные сенсоры. До непосредственного выбора забойных сенсоров необходимо проанализировать всю первичную информацию о месторождении. Необходимо знать планируемые конструкции скважин, особенности строения продуктивных пластов, план их разработки. Но главное, надо осознавать проблемы, с которыми, возможно, придется столкнуться в процессе дальнейшей разработки. И только после этого оценить применимость, соотношение стоимость/преимущество различных типов забойных измерений.

Выбор внешних сенсоров на обсадных трубах для околоскважинной характеристики пласта. Внешние измерения электродами и сенсорами давления на обсадной колонне можно использовать для оценки проницаемости, пористости и насыщенности в околоскважинной области. Однако, глубина исследования зависит от свойств пласта.

Данные только о давлении вместе с информацией об обводненности и дебите могут использоваться для оценки пористости и проницаемости. Для этого потребуется адаптация модели при помощи специализированного оптимизационного алгоритма. Например, на основе методов теории оптимального управления [6], особенно в геостатически-согласованной постановке [7].

Только данные с электродов позволяют построить профиль насыщенности при условии, что существует контраст сопротивлений на фронте вытеснения. Временной анализ поля сопротивлений способен определить продвижение фронта вытеснения. Ассимиляция всех доступных данных должна осуществляться каким-то методом адаптации истории разработки в единой интегрированной 3D гидродинамически-геомеханической модели.

Выбор внешнего сенсора на обсадной трубе для определения продвижения флюидов. Поскольку изменения в сопротивлении, подвижности и упругих свойствах

ожидаются на фронте вытеснения, любой отдельный сенсор или их комбинация из манометров, массивов электродов и сейсмоприемников могут выбираться для определения продвижения фронта насыщенностей. Следует принять во внимание, что выбранные сенсоры должны быть чувствительными к статическим и динамическим свойствам пласта. Например, если пласт плотный и цементированный, сейсмические атрибуты не изменятся сильно на фронте вытеснения, если только это не газо-жидкостный фронт, на котором наблюдается заметная разница в сжимаемости. Также если контраст подвижности вытесняющего/вытесняемого флюидов низок (например, заводнение легкой нефти) соответствующие временные замеры не заметят никакого продвижения фронта вытеснения. Для полезности электродных измерений необходима значительная разница в сопротивлениях на фронте вытеснения. Пример – высокосоленая вода, вытесняющая нефть или газ [8].

Проблема при выборе сенсоров в целом оценивается по следующим параметрам:

- стоимость и надежность сенсоров (и источников),
- дизайн скважины, включение сенсоров в оборудование заканчивания и связанный с этим рост стоимости,
- риск в процессе установки,
- экономический смысл.

Приведенная выше информация, с одной стороны, свидетельствует о том, что за рубежом проводятся интенсивные исследования в направлении реализации идеи «интеллектуальной скважины». С другой стороны, эта информация носит в значительной мере рекламный характер. Поэтому затруднительно из большого разнообразия контролирующих и регулирующих приборов и устройств однозначно рекомендовать что-то для практического применения.

Однако, рассмотрение типов замеряющих устройств носит не только ознакомительный характер. Ибо в случае их установки потребуются включение соответствующих симулирующих элементов в модель скважины (по крайней мере, для адаптации модели к замерам, с учетом глубинных отметок расположения приборов и т. д.). Поэтому после выбора регистрирующих и управляющих устройств в планируемых скважинах необходимо повторно рассмотреть вопрос учета особенности их работы, снятия данных и ассимиляции замеров в модели.

К сожалению, отсутствует информация о технологиях, например, спуска обсадных труб с закрепленными на них различными датчиками, данные о работе управляющих устройств при асфальто-смоло-парафиновых отложениях (АСПО), о технологии их ремонта и т. д. Видимо, требуются специальные контакты с разработчиками датчиков и регулирующих устройств для ознакомления с опытом их эксплуатации. А главное – со стоимостными аспектами.

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. *Glandt C.A.* Reservoir Management Employing Smart Wells: A Review // Paper SPE 81107 prepared for presentation at the SPE Petroleum Engineering Conference. Trinidad, Latin American and Caribbean, 27–30 April 2003. 8 p.
2. *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.
3. *Alpak F.O., Torres-Verdin C., Sepehrnoori K., Fang S.* Numerical Sensitivity Studies for the Joint Inversion of Pressure and DC Resistivity Measurements Acquired with In-Situ Permanent Sensors // Paper SPE 77621 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, 29 September–2 October 2002. 15 p.
4. *Wu Z., Alpak F.O., Torres-Verdin C.* A Quantitative Study to Assess the Value of Pressure Data Acquired with In-Situ Permanent Sensors in Complex 3D Reservoir Models Subject to Two-Phase Fluid Flow // Paper SPE 84375 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, 5–8 October 2003. 15 p.
5. *Charara M., Manin Y., Bacquet C., Delhomme J.P.* Use of Permanent Resistivity and Transient Pressure Measurement for Time-Lapse Saturation Mapping // Paper SPE 72148 prepared for presentation at the SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference. Kuala Lumpur, Malaysia, 6–9 October 2001. 10 p.
6. *Закиров Э.С.* Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Изд. дом «Грааль», 2001. 303 с.

7. Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Любимова О.В., Аникеев Д.П., Ширяев И.М., Баганова М.Н. Оптимальное управление разработкой месторождения в замкнутом цикле // Статья SPE-176642-RU, представленная на Российской нефтегазовой технической конференции SPE. М., Россия, 26–28 октября 2015. 31 с.

8. Manin Y., Charara M., Delhomme J.P. Characterization of Reservoir Fluid Dynamics from Multiple Downhole Permanent Sensors // Paper SPE 78350 prepared for presentation at the European Petroleum Conference. Aberdeen, United Kingdom, 29–31 October 2002. 9 p.