

ТЕХНОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И АЛГОРИТМЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ

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

Введение

Переход к 3D компьютерному моделированию остро поставил вопрос о ФЕС – фильтрационно-емкостных параметрах пористых сред. Одним из таких параметров являются относительные фазовые проницаемости (ОФП) в пластовых условиях. Типичной является ситуация, когда для крупного месторождения выполнены тысячи определений неактуальных значений открытой пористости и абсолютной проницаемости на кернах. При этом, по результатам лабораторных исследований, определено всего несколько пар ОФП при тех или иных допущениях. Часто ОФП вообще не измеряют, а принимают по аналогии.

То есть всегда существует дефицит важных для 3D моделирования данных об ОФП – как по числу, так и по их достоверности. К сожалению, даже эти данные лабораторных исследований бывает невозможно напрямую перенести в 3D гидродинамическую модель. Это происходит из-за сложностей с созданием или сохранением реальной фильности керна [1]. Фундаментальной на сегодня проблемой является масштабный фактор при переносе различных параметров с керна в 3D геологическую или гидродинамическую модель.

Отдельно существуют немалые технические проблемы с исследованием, например, кернов, отобранных из трещиновато-пористых коллекторов. Если материал матрицы такого керна не поддается качественному исследованию, в силу разных причин, то значимость определения ОФП для него становится практически нулевой. При этом для построения качественной гидродинамической модели необходимо задание реальных ОФП для всего моделируемого объема. В книге [2] показано, что пренебрежение зонами с малыми ФЕС и, в ряде случаев, их исключение из моделей приводят к существенному искажению результатов.

Характерный размер кернов составляет сантиметры, а типичный размер стороны сеточной ячейки в полномасштабной 3D гидродинамической модели может находиться в диапазоне от 25 до 100 м в плане. Поэтому, например, неоднородность коллектора с замерами на расстоянии нескольких сотен метров невозможно оценить на керне.

Игнорирование такого рода неоднородностей негативно скажется на достоверности гидродинамической модели. Можно привести и другие примеры.

Ряд публикаций в области исследований скважин посвящен попыткам выработки методик проведения и интерпретации результатов исследований с целью определения функций ОФП по нефти и воде. Обзор соответствующих работ можно найти в [3, 4]. Практически все соответствующие подходы к определению ОФП сосредоточены на определении лишь конечных значений функций ОФП при двухфазной фильтрации, то есть не позволяют определять формы функций ОФП в пластовых условиях.

Поэтому именно проблема обеспечения качественного определения зависимостей ОФП в пластовых условиях представляется крайне актуальной задачей. Алгоритмы решения соответствующих задач являются содержанием данной статьи.

Технологии исследования скважин и определения функций относительных фазовых проницаемостей в пластовых условиях

Сотрудниками лаборатории газонефтеконденсатоотдачи пластов ИПНГ РАН предложен целый спектр технологий исследования скважин и методик обработки получаемых результатов. Созданные технологии отражены в книгах, публикациях и патентах [5–10 и др.]. Важно подчеркнуть и то, что необходимость создания ряда новых технологий исследования скважин и пластов возникла из потребностей Концепции эффективного порового пространства (ЭПП) [2, 11].

Общей особенностью излагаемых технологий является создание в пласте многомерных и/или многофазных фильтрационных течений. Составной частью технологий являются специализированные алгоритмы решения прямых и сопряженных краевых задач, а также методов теории оптимального управления для решения обратных задач.

В целом все рассматриваемые далее технологии можно разделить на две группы: методы активного исследования скважин, включающие определение ОФП и коэффициентов вытеснения, и новые методы гидропрослушивания [12–18].

Технологии гидродинамического исследования скважин (ГДИС) с целью определения ОФП для нефти и воды в пластовых условиях включают создание в пласте двухфазных разнонаправленных фильтрационных течений. Общая особенность таких исследований состоит в реализации следующей типичной последовательности технологических операций.

- Этап I. Как и при традиционных исследованиях, скважина эксплуатируется с целью добычи нефти в течение некоторого периода времени. Отличие состоит в том, что на дебит нефти не накладываются особые ограничения, в том числе он может произвольно изменяться во времени. Отсутствует ограничение, связанное со значительной продолжительностью интервала отбора нефти.

- Этап II. Скважина закрывается для общепринятого снятия кривой восстановления забойного давления (КВД). При этом не накладывается требование обязательного восстановления забойного давления до уровня начального пластового.

- Этап III. В скважину начинается закачка воды, в общем случае, с переменным во времени расходом. Закачка воды продолжается до заданного момента времени.

- Этап IV. Скважине придают функции добывающей. Это означает, что в ней осуществляют отбор пластовой смеси (воды и нефти) с заданным, возможно меняющимся во времени дебитом по жидкости. При этом продукция скважины состоит сначала из закачанной воды, затем воды и нефти и впоследствии, возможно, только нефти.

Между отдельными этапами допускаются технологические перерывы, проведение дополнительных исследовательских работ на скважине, при которых также желательно регистрировать изменения забойного давления. Могут использоваться различные способы эксплуатации скважины, но важным требованием для достоверной оценки характеристик пласта является исключение спуско-подъемных операций с глушением скважины в течение всего исследования.

Допустимо выполнение нескольких циклов закачки и отбора флюидов. Так, в исследованиях, рассмотренных в работе [13], были реализованы два цикла отбора и закачки.

Рассматриваемые далее технологии, с одной стороны, базируются на представленном едином подходе. С другой стороны, каждая из технологий имеет свои особенности.

Общий подход к интерпретации результатов исследования предполагает, что решаются задачи идентификации искомым параметров пласта по данным замеров на I–IV этапах исследования в оптимизационной постановке. Из математической постановки следует, что требуется минимизировать заданный критерий качества. Для каждой задачи критерий качества и набор идентифицируемых (управляющих) параметров определяется исходя из особенностей задачи.

Далее для каждой технологии проведения исследований мы остановимся на этом отдельно. В зависимости от конкретики задачи в измеряемые параметры попадают те или иные показатели эксплуатации скважины, включая результаты интерпретации геофизических исследований.

Алгоритм решения идентификационной задачи предусматривает последовательное решение следующих задач:

- Находится решение прямой фильтрационной задачи. Его целью является получение динамик изменения измеряемых показателей в процессе проведения исследований при заданных значениях управляющих параметров.

Определяется текущее значение оптимизационного критерия – критерия качества, отражающего степень близости между найденными расчетными и фактически измеренными значениями показателей эксплуатации скважины и результатами измерения параметров пласта (например, насыщенности пласта в призабойной зоне по данным замеров геофизическими приборами) за период исследования.

- Находится решение сопряженной краевой задачи, формулировка которой следует из методологии теории оптимального управления, изложенного в книге [19], а также в статье данного выпуска*. Результатом решения задачи является определение производных критерия качества по управляющим параметрам.

- Осуществляется один шаг минимизации исходного критерия качества с использованием эффективных методов гладкой оптимизации (различных вариантов квазиньютоновских алгоритмов). Шаг смещения вдоль соответствующего направления определяется из решения специальной краевой задачи – задачи для вариаций фазовых переменных прямой задачи. Важно, что нахождение шага смещения производится с учетом дополнительных ограничений на диапазон изменения управляющих параметров и не требует решения дополнительных прямых задач. Ограничения на значения управляющих параметров отражают физическую сущность протекающих процессов.

- Итерации, включающие предыдущие пункты, повторяются до выполнения заданного критерия остановки, отражающего близость найденного решения к искомому минимуму критерия качества.

* См. статью *Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П.* «О представлении скважины в 3D гидродинамической модели» в данном выпуске.

Авторами и соавторами выполнена обработка нескольких промышленных исследований, реализованных на различных объектах [13]. При этом, для каждого исследования была разработана и применена своя адекватная последовательность технологических операций, отражающая особенности данного объекта [14, 15, 20].

Общий подход к определению параметров ОФП и пласта

Традиционный подход предполагает создание в пласте однонаправленного фильтрационного потока флюида к стволу скважины (верхняя схема рис. 1). Новый подход к исследованию скважин основывается на создании в продуктивном пласте разнонаправленных двухфазных фильтрационных течений. Эту идею иллюстрирует нижняя схема рис. 1.

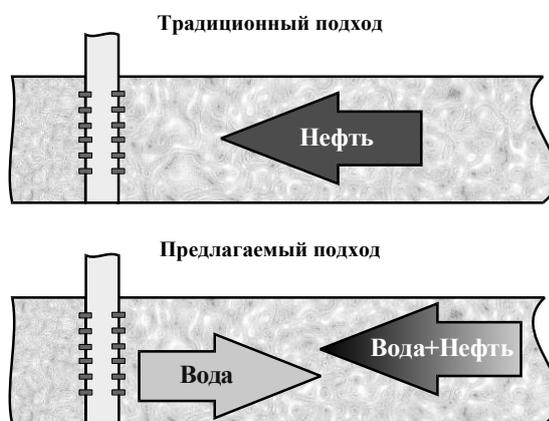


Рис. 1. Схематизация традиционного и предлагаемого подходов к исследованию нефтяных скважин

Само исследование состоит из четырех этапов согласно ранее приведенной схеме. В результате реализации данного подхода удастся пройти широкий диапазон насыщенностей в околоскважинной области, что и является основой для определения параметров ОФП.

Конкретная запись системы уравнений, описывающих задачу фильтрации (прямую задачу), связана с конкретикой применяемой модели. От этого зависит размерность задачи, количество фаз и компонент в задаче. Для общности ниже записываются уравнения в векторном виде. Это позволяет использовать одинаковый подход для решения различных задач.

Для решения построенной нелинейной прямой задачи применяется неявная двухслойная по времени конечно-разностная (конечно-объемная) численная схема. На каждом временном слое возникает следующая нелинейная система алгебраических уравнений:

$$\vec{F}^j(\vec{x}^j, \vec{x}^{j-1}, \vec{u}) = 0 \quad j=1, 2, \dots, N, \quad (1)$$

где \vec{x}^j – вектор независимых переменных прямой задачи (фазовых переменных) на j -м временном слое, N – номер последнего шага прямой задачи. В качестве \vec{x}^j при двухфазной фильтрации выступает вектор значений давления в нефтяной фазе и значений водонасыщенности в каждом сеточном блоке на временном слое j . Моделирование скважины осуществляется в соответствии с [19]. Через \vec{u} обозначен вектор идентифицируемых параметров (параметров пласта, включая ОФП), которые далее носят название управляющих параметров.

В качестве граничных условий задается отсутствие потока через внешнюю границу и специальное условие по потоку в или из вскрытых перфорацией ячеек сеточной модели. Запись условий для ячеек, вскрытых скважиной, зависит от режима эксплуатации скважины, более подробно это изложено в работе [19]. В качестве начального условия задается решение специальной задачи гравитационно-капиллярного равновесия.

Концепция эффективного порового пространства (ЭПП) предопределила создание новых технологий исследования скважин [2]. Классические же модели пласта, на основе представлений об абсолютной (по газу) проницаемости, которые использовали уравнения М. Маскета, отнесены к концепции абсолютного порового пространства (АПП).

Использование обоих подходов возможно при проведении и интерпретации исследований, но смена модели (концепции) требует адекватных изменений в используемом типе математической модели. Более подробно сама концепция ЭПП и результаты ее применения изложены в работах [2, 11].

Система нелинейных уравнений (1) на каждом временном слое разрешается с применением метода Ньютона, что приводит к необходимости обращения на каждой итерации системы линейных алгебраических уравнений:

$$\vec{F}_{\vec{x}^j}^j(\vec{x}^{j(v)}) \delta \vec{x}^{j(v)} = -\vec{F}^j(\vec{x}^{j(v)}), \quad (2)$$

где v – номер текущей итерации метода Ньютона, через $\delta \vec{x}^{j(v)}$ обозначена величина очередной добавки к решению нелинейной системы (1), а $\vec{F}_{\vec{x}^j}^j$ – матрица частных производных (матрица Якоби) уравнений (1) для j -го временного слоя прямой задачи по фазовым переменным \vec{x}^j .

Таким образом, в результате решения прямой задачи определяются значения фазовых переменных \vec{x}^j (например, для двухфазной задачи нефть-вода это будут

давления в нефтяной фазе и водонасыщенности) для всех узлов сетки и забойных давлений скважин на всех временных слоях $j=1,2,\dots,N$ при текущем наборе значений управляющих параметров \vec{u} .

В оптимизационной постановке обратная задача формулируется как задача минимизации следующего функционала (критерия качества) для области допустимых значений вектора \vec{u} :

$$J(\vec{u}) = \sum_{j=1}^N \left(\vec{y}^j(\vec{x}^j(\vec{u}), \vec{u}) - \vec{Y}^j \right)^T \Omega \left(\vec{y}^j(\vec{x}^j(\vec{u}), \vec{u}) - \vec{Y}^j \right), \quad (3)$$

где j обозначает номер замера на скважине, N – число замеров за время исследований, \vec{y}^j и \vec{Y}^j – соответственно векторы расчетных и фактически замеренных значений показателей эксплуатации скважины на момент j -го замера; T – знак транспонирования. В качестве компонентов векторов \vec{y}^j и \vec{Y}^j выступают значения забойного давления, дебита нефти (или обводненности) и коэффициента водонасыщенности околоскважинной зоны для исследуемой скважины на момент измерений j . Диагональная матрица Ω обеспечивает нормировку разноразмерных измерений и определяет удельное влияние каждого из замеров на значение критерия качества. В частности, величинам, замеряемым с меньшей погрешностью, должны соответствовать большие значения соответствующих элементов на диагонали Ω .

На значения вектора \vec{u} могут накладываться ограничения вида:

$$\vec{u}_{\min} \leq \vec{u} \leq \vec{u}^{\max}. \quad (4)$$

Для применения эффективных градиентных методов минимизации необходимо уметь вычислять значения частных производных функционала (3) по управляющим параметрам. Поскольку решение прямой задачи осуществляется численно, для определения искомым производных применяются методы теории оптимального управления [19]. Основная идея состоит в использовании дискретной формы принципа максимума Понтрягина.

Применение дискретной формы принципа максимума позволяет избежать необходимости непосредственной минимизации функционала (3) с учетом неявно заданной зависимости \vec{y}^j от \vec{u} (через решение прямой задачи). Вместо этого на каждой итерации алгоритма осуществляется следующая последовательность операций [19].

1. Формулируется и решается сопряженная линейная система уравнений для поиска вспомогательных векторов $\vec{\psi}^j$ – значений так называемой сопряженной функции для j -го временного слоя:

$$\vec{F}_{\vec{x}^j}^{jT} \vec{\psi}^j = -\vec{F}_{\vec{x}^j}^{j+1T} \vec{\psi}^{j+1} - \frac{2}{\Delta t^j} \vec{y}_{\vec{x}^j}^{jT} \Omega \vec{y}^j, \quad j = N, \dots, 1, \quad (5)$$

где наличие у величины векторного индекса соответствует матрице частных производных данной величины (ее компонент) по соответствующим компонентам индекса (векторного аргумента); Δt^j – размер j -го временного шага.

Особенностью системы (5) является то, что ее матрица совпадает с транспонированной матрицей последней итерации прямой задачи (2) для данного временного слоя. Кроме того, движение по временным слоям осуществляется в обратном направлении по времени. Роль «начального» условия для сопряженной задачи выполняет условие трансверсальности

$$\vec{\psi}^{N+1} = 0. \quad (6)$$

2. Найденные путем решения, значения сопряженной функции используются для вычисления производных функционала по управляющим параметрам:

$$\nabla J = \aleph^T \vec{F}_{\vec{x}^0}^{1T} \vec{\psi}^1 \Delta t^1 + \sum_{j=1}^N \left[2 \left(\vec{y}_{\vec{u}}^j \right)^T \Omega \vec{y}^j + \vec{F}_{\vec{u}}^{jT} \vec{\psi}^j \Delta t^j \right], \quad (7)$$

где матрица \aleph учитывает возможную вариацию начального распределения фазовых переменных задачи при малом изменении управляющих параметров (например, изменение начальной водонасыщенности в соответствии с изменением остаточной водонасыщенности):

$$\delta \vec{x}^0 = \aleph \delta \vec{u}. \quad (8)$$

3. Найденные по формуле (7) производные критерия качества используются для вычисления направления поиска минимума согласно одному из эффективных методов гладкой оптимизации [21]. Значения управляющих параметров (вектора \vec{u}) на $(\nu + 1)$ -й итерации вычисляются как

$$\vec{u}^{(\nu+1)} = \vec{u}^{(\nu)} - \beta^{(\nu)} \vec{D}^{(\nu)}, \quad (9)$$

где $(-\vec{D}^{(\nu)})$ – направление поиска минимума функционала; $\beta^{(\nu)}$ – величина шага смещения вдоль направления поиска.

Направление поиска экстремума $\vec{D}^{(\nu)}$ рассчитывается в соответствии с выбранным методом гладкой оптимизации. Для рассматриваемого класса задач среди методов,

требующих вычисления только производных функционала качества по управляющим параметрам, наиболее эффективно показали себя квазиньютоновские методы – BFGS (Бройдена–Флетчера–Гольдфарба–Шанно) и основанный на нем метод SSVM (самомасштабирующейся переменной метрики) [19, 22].

Величина шага смещения для выбранного направления поиска выбирается так, чтобы обеспечить наименьшее возможное значение функционала в новой точке:

$$\beta^{(v)} = \arg \min_{\beta} J(\bar{u}^{(v)} - \beta \bar{D}^{(v)}). \quad (10)$$

Точные методы решения задачи (10), такие как метод золотого сечения и подобные ему, требуют вычисления значения целевой функции в ряде последовательных точек. Это соответствует многократному решению прямой задачи, и поэтому вычислительно не эффективно. В качестве более экономной альтернативы используется приближенный метод вычисления $\beta^{(v)}$, основанный на однократном решении дополнительной линейной краевой задачи – задачи для вариаций фазовых переменных:

$$\bar{F}_{\bar{x}^j}^j \delta \bar{x}^j = -\bar{F}_{\bar{x}^{(j-1)}}^j \delta \bar{x}^{(j-1)} - \bar{F}_{\bar{u}}^j \bar{D}^{(v)} \quad j = 1, 2, \dots, N \quad (11)$$

при начальных условиях

$$\delta \bar{x}^0 = \aleph \bar{D}^{(v)}. \quad (12)$$

Здесь $\delta \bar{x}^j$ – вариация (линейная часть изменения) фазовых переменных (давления, водонасыщенности) в каждом сеточном блоке в ответ на вариацию (малое изменение) управляющих параметров в соответствии с направлением $\bar{D}^{(v)}$.

Если линеаризовать зависимость $\bar{y}^j(\bar{u})$ в точке $\bar{u}^{(v)}$, то величина критерия качества (3) с учетом (9), вдоль выбранного направления поиска, приближенно описывается квадратичным трехчленом относительно величины шага β . Он принимает свое наименьшее значение в искомой точке $\beta^{(v)}$. Отсюда окончательное выражение для вычисления величины шага смещения принимает вид:

$$\beta^{(v)} = \frac{\sum_{j=1}^N \left(\bar{y}^j(\bar{x}^j(\bar{u}^{(v)}), \bar{u}^{(v)}) - \bar{Y}^j \right)^T \Omega \delta \bar{y}^j(\bar{D}^{(v)})}{\sum_{j=1}^N \delta \bar{y}^{jT}(\bar{D}^{(v)}) \Omega \delta \bar{y}^j(\bar{D}^{(v)})}, \quad (13)$$

где $\bar{y}_{\bar{x}^j}^j$ и $\bar{y}_{\bar{u}^j}^j$ – матрицы явных частных производных \bar{y}^j по фазовым переменным и управляющим параметрам соответственно, а вариации расчетных показателей работы

скважины $\delta \vec{y}^j$ находятся через вариации управляющих параметров $\delta \vec{x}^j$ и фазовых переменных $\delta \vec{u} = \vec{D}^{(v)}$.

В предыдущем изложении подробно показаны основные этапы решения обратной задачи. Аппарат теории оптимального управления оказывается схожим и для других задач. Поэтому в дальнейшем мы остановимся только на отличительных особенностях конкретных технологий и алгоритмов их интерпретации.

Так, при проведении промысловых исследований, возникает необходимость достаточно непрерывного и достоверного замера во времени: забойного давления, дебитов нефти и воды, расхода воды при закачке. Также важным фактором является осуществление хотя бы нескольких определений коэффициента водонасыщенности пласта в призабойной зоне скважины на разные моменты времени. Здесь полезными оказываются методы промысловой геофизики (ПГИ). В частности, метод импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) при закачке оторочек солевых растворов [13].

Представление ОФП в обратной задаче

Кривые относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды представляются как функции, которые зависят от коэффициентов нефте- и водонасыщенности пласта.

В рамках обратной задачи относительные фазовые проницаемости для нефти и воды задаются различными способами [2].

Возможно задание ОФП в виде параметрических зависимостей из некоторого класса, например:

$$k_{\alpha} = C_{\alpha} (S_{\alpha} - S_{\alpha}^*)^{n_{\alpha}}, \quad (14)$$

$$k_{\alpha} = C_{\alpha,2} (S_{\alpha} - S_{\alpha}^*)^2 + C_{\alpha,1} (S_{\alpha} - S_{\alpha}^*), \quad (15)$$

где k_{α} – величина относительной проницаемости пласта по фазе α , S_{α} – насыщенность пласта данной фазой, S_{α}^* – порог подвижности фазы, а через n_{α} , $C_{\alpha,1}$ и $C_{\alpha,2}$ обозначены неизвестные коэффициенты, которые вместе с величинами S_{α}^* и параметрами пласта подлежат идентификации по данным исследования скважины.

В современных 3D гидродинамических симуляторах используется табличное представление функций ОФП. Поэтому практический интерес представляет решение задачи об определении параметров кривых ОФП, заданных в табличной (кусочно-

линейной) форме. В этом случае параметрами функций ОФП являются их значения в узловых точках. Для сохранения монотонности и выпуклости ОФП на них накладываются дополнительные ограничения, которые учитываются при вычислении направления поиска минимума $\vec{D}^{(v)}$ и шага смещения $\beta^{(v)}$ при решении обратной задачи.

В качестве примера на рис. 2 и 3 представлены результаты идентификации ОФП совместно с другими искомыми параметрами для ряда синтетических тестовых задач. Здесь задание ОФП дается в виде функциональных зависимостей (см. рис. 2) или в табличном виде (см. рис. 3).

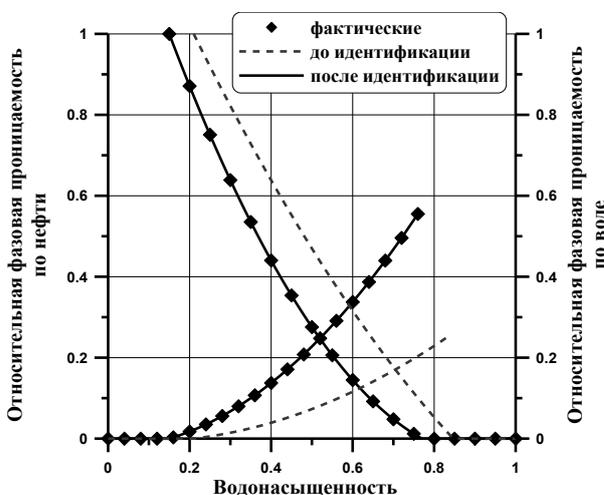


Рис. 2. Идентификация ОФП для системы нефть–вода с использованием степенной зависимости

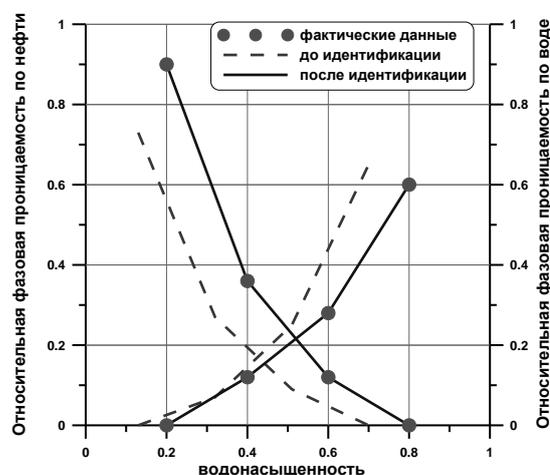


Рис. 3. Идентификация ОФП для системы нефть–вода с использованием кусочно-линейного задания функций ОФП

Из рис. 2 и 3 также видна типичная проблема, возникающая в рамках традиционной концепции АПП. А именно – абстрактная для реального пласта, насыщенного системой нефть–вода, величина абсолютной проницаемости (проницаемость по газу) никак не проявляет себя при гидродинамических исследованиях. Как следствие, приходится либо использовать корректную для АПП нормировку ОФП по абсолютной проницаемости, но отказываться от идентификации проницаемости по данным ГДИС (как на рис. 3) или осуществлять некорректную для АПП нормировку по величине эффективной проницаемости (как на рис. 2). В последнем случае полученные ОФП нельзя закладывать в 3D модель пласта с распределением абсолютной проницаемости. Переход к концепции ЭПП устраняет указанные противоречия [2].

Идентификации параметров зависимостей относительных фазовых проницаемостей и параметров кривых капиллярного давления для трещинно-порового коллектора

Карбонатные коллекторы обычно характеризуются сложным строением пустотного пространства, и протекающие в них процессы фильтрации нередко описываются моделью двойной (трещиновато-пористой) среды. В отличие от терригенных коллекторов здесь, во-первых, имеют место обменные процессы между высокопроводящей системой трещин и уплотненной матрицей. Во-вторых, в этих обменных процессах важную роль с точки зрения нефтеотдачи играет капиллярная пропитка матрицы.

Поэтому в случае трещинно-порового коллектора важнейшими для проектирования и регулирования его разработки являются параметры, определяющие процессы обмена флюидами между двумя системами пустотности.

Проведение лабораторных исследований позволяет практически напрямую измерить искомые параметры. Однако масштабы неоднородности и протекающих фильтрационных процессов для керна и для пласта существенно различаются. Для пород с развитой трещиноватостью ситуация осложняется проблемами с извлечением представительного образца породы.

Получаемые на основе интерпретации ГДИС результаты соответствуют масштабу реальных фильтрационных процессов в залежи. Вместе с тем, традиционные ГДИС реализуются при однофазных течениях и не несут информацию о процессах двухфазного взаимодействия, включая капиллярную пропитку.

Особенностями применения рассматриваемой технологии в карбонатных коллекторах и алгоритма интерпретации являются следующие.

В число идентифицируемых параметров вводятся ряд величин, присущих модели двойной пористости. Например, величина σ , которая характеризует интенсивность массообмена между системой трещин и пористых блоков. При этом она является исчерпывающей характеристикой лишь для массообмена при упругом расширении флюида.

Поскольку капиллярные силы оказывают существенное влияние на процессы массообмена между системой трещин и матрицей, то параметры зависимостей для капиллярного давления также подлежат идентификации. Пример идентификации полного набора уточняемых параметров в рамках концепции ЭПП приведен в табл. 1, а также на рис. 4 и 5.

Результаты идентификации параметров трещинно-порового коллектора

№ №	Наименование параметра	Фактическое значение	Начальное приближение	Значение после уточнения
1.	Проницаемость системы трещин $k^{тп}$, Дарси	0.5	1	0.5
2.	Проницаемость скин-зоны k_s , Дарси	0.02	0.1	0.02
2'.	Скин-фактор s	6.663	2.499	6.663
3.	Эффективная пористость системы трещин $m_{эф}^{тп}$, %	1.6	4	1.6
4.	Эффективная пористость матрицы $m_{эф}^м$, %	16	30	16
5.	Удельная поверхность пористых блоков σ , см ⁻²	$8.9 \cdot 10^{-6}$	$5 \cdot 10^{-4}$	$8.9 \cdot 10^{-6}$
ОФП в системе трещин				
6.	Показатель степени для $k_u - n_u$	2	2.5	2
7.	Порог подвижности для нефти S_n^*	0.25	0.45	0.25
8.	Показатель степени для $k_v - n_v$	2	1.3	2
9.	Множитель для $k_u - C_u$	1.777778	4.45752	1.777778
10.	Множитель для $k_v - C_v$	0.64	0.64	0.64
Капиллярное давление в матрице				
11.	Множитель для $P_{кап} - C_{кап}$	0.4	0.8	0.4
12.	Показатель степени для $P_{кап} - n_{кап}$	-3	-1.5	-3

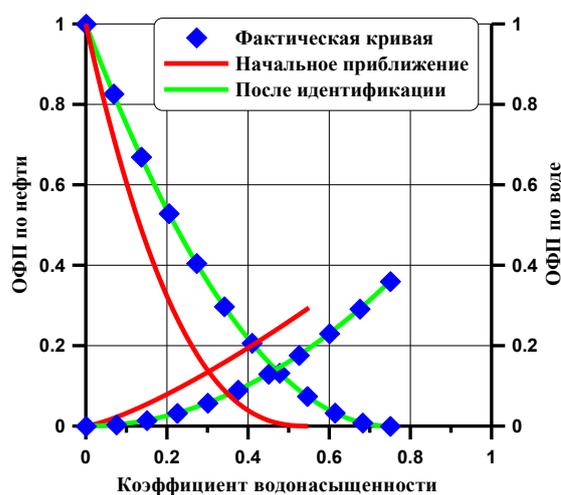


Рис. 4. Результаты идентификации кривых ОФП для системы трещин

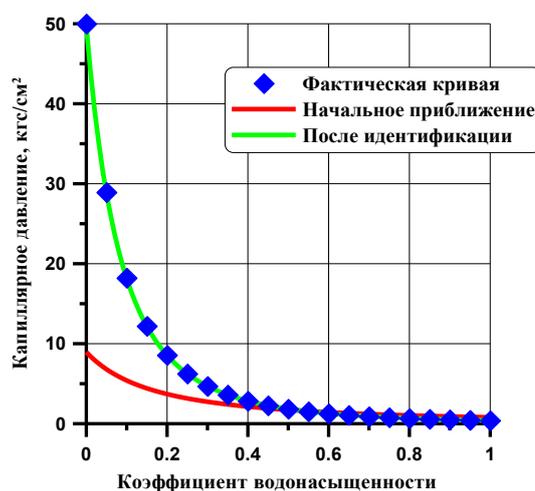


Рис. 5. Результаты идентификации кривой капиллярного давления для матрицы

Благодаря проведенным математическим экспериментам удастся сформулировать критерии отнесения карбонатного коллектора к тому или иному типу по качественным

признакам. Данные критерии опираются на динамику поведения забойного давления и дебитов фаз на этапе отбора флюида после закачки воды.

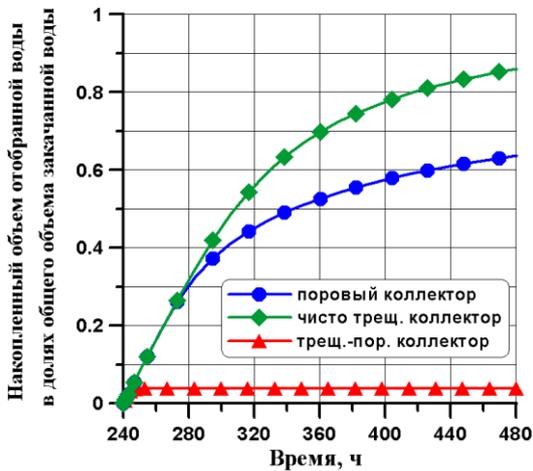


Рис. 6. Динамика объема добытой воды

На рис. 6 представлено сопоставление динамик добычи воды при исследовании скважины для различных типов коллектора. Как видно из представленного рисунка, динамики существенно различаются для различных типов коллекторов и позволяют достаточно надежно отличить по результатам исследования трещинно-поровый коллектор с активным проявлением капиллярной пропитки от чисто порового коллектора.

Как для терригенного, так и для карбонатного коллектора, важная особенность развиваемого подхода состоит в том, что расширенный набор получаемой информации о свойствах пласта определяется в условиях реального залегания пластов и флюидов.

Сравнение данных определения ОФП на керне и по результатам исследований

В начале статьи упоминалось о сложности переноса параметров ОФП, снятых на кернах, на 3D гидродинамическую модель.

Рис. 7 демонстрирует полученные при решении обратной задачи кривые ОФП для нефти и воды для режимов закачки и отбора (эти кривые в наибольшей степени соответствуют процессу на уровне гидродинамической модели) [17, 18]. Точками на рис. 7 показаны результаты керновых исследований на той же скважине.

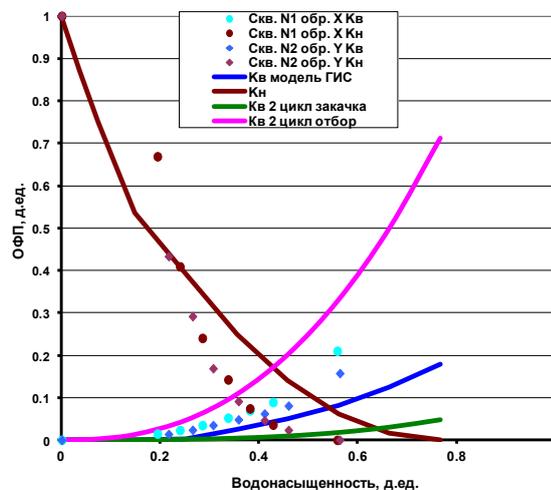


Рис. 7. Сравнение кривых ОФП по керну и полученных по результатам интерпретации второго цикла исследований

Зависимость для нефти здесь единая и совпадает с исходной керновой кривой, масштабированной с учетом значения коэффициента вытеснения (Квыт) по данным ГИС. Ее не потребовалось уточнять в данном расчете, так как модель была настроена на ранее проведенные ГДИС со снятием КВД, включая исследования на режимах. Кривая ОФП для воды в случае закачки проходит ниже керновой кривой, но выше кривой для режима закачки 1 цикла. Это соответствует имевшей место на 2 цикле более высокой фактической приемистости скважины, что может быть связано в том числе с увеличением просветности фильтрующих каналов или разложением водонефтяной эмульсии при повышенной минерализации воды, приводящей к снижению толщины слоев адсорбционно связанной воды в порах. Кривая ОФП для воды на отборе принимает высокие значения, связанные с наблюдаемым значительным отбором воды за второй цикл.

Выводы

В статье рассмотрены особенности определения относительных фазовых проницаемостей для различных моделей пласта за счет введения принудительного создания многофазного притока к стволу скважины.

Продемонстрирован новый подход к определению типа коллектора за счет обработки результатов гидродинамических исследований скважин.

Из представленных данных напрашивается вывод о том, что рассматриваемые технологии исследований скважин являются экологическими.

Предложены новые способы проведения исследований и интерпретации их результатов, защищенные патентами РФ. При этом способ проведения исследований и подход к обработке результатов являются единым целым и не могут быть эффективно использованы отдельно друг от друга [9, 10].

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. Николаев В.А., Закиров С.Н., Закиров Э.С. Новые представления о коэффициенте вытеснения вязких нефтей на основе лабораторных экспериментов // ДАН. 2011. Т. 436, № 1. С. 69–71.

2. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С.* и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с.
3. *Kamal M.M.* et al. Transient well testing // SPE Monograph, Henry L. Doherty Series, Society of Petroleum Engineers. Richardson, Texas, USA. 2009. 850 p.
4. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н.* Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.-Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2012. 896 с.
5. *Закиров С.Н., Тимашев А.Н., Севастьянов О.М., Ахапкин В.И.* Глубинное зондирование водоносного бассейна при разработке месторождений. // Газовая промышленность, 1985. № 2.
6. *Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Ипатов А.И., Фахретдинов Р.Н., Гуляев Д.Н., Клочан И.П.* Определение относительных фазовых проницаемостей в скважинных условиях // Нефтяное хозяйство. 2008. № 5. С. 39–42.
7. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П.* Новый подход к исследованию скважин и пластов // Нефтяное хозяйство. 2002. № 6. С. 113–115.
8. *Аникеев Д.П.* Идентификация свойств пласта при специализированных исследованиях скважин // Технологии ТЭК. 2007. Июнь. С. 32–36.
9. *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; Опубл. 10.08.2005 // Изобретения. Полезные модели. 2005. Бюл. № 22. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>
10. *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; Опубл. 10.10.2003 // Изобретения. Полезные модели. 2005. Бюл. № 28. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>
11. *Индрупский И.М.* Новые научно-методические и технологические решения применительно к разработке месторождений нефти и газа на основе модели эффективного порового пространства: Автореф. дис. ... докт. техн. наук. М.: ИПНГ РАН, 2010. 51 с.
12. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М.* Новое видение проблем 3D моделирования месторождений нефти и газа // Новые технологии разработки и

повышения нефтеотдачи: Тр. IV Междунар. технол. симпозиума. М., 15–17 марта 2005 г. С. 79–85.

13. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Васильев И.В., Цаган-Манджиев Т.Н., Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Антонович А.А., Иванова Э.А.* Оценка коэффициента вытеснения и функций фазовых проницаемостей по нефти и воде в пластовых условиях по данным комплексных исследований скважин на разведочно-пилотной стадии // SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia. 24–26 October 2016. SPE 181967-RU. 20 с.

14. *Индрупский И.М.* Идентификация параметров трещинно-порового коллектора // Доклады РАН. 2005. Т. 405. № 5. С. 641–645.

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

16. *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. С. 1861–1877.

17. *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 (часть 1) // Нефтяное хозяйство. 2016. № 9. С. 56–60.

18. *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 (часть 2) // Нефтяное хозяйство. 2017. № 10. С. 90–93.

19. *Закиров Э.С.* Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа // М.: Изд. дом «Грааль», 2001. 302 с.

20. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрунский И.М., Левченко В.С., Брадулина О.В., Цаган-Манджиев Т.Н. Вертикальное и 3D гидропрослушивание продуктивных пластов // Новые технологии освоения и разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа и повышения нефтегазоотдачи: Сб. тр. VII Междунар. технологич. симпозиума. М., 2008. С. 49–63.

21. Гилл Ф., Мюррей У., Райт М. Практическая оптимизация. М.: Мир, 1985. 511 с.