

УДК 519.63:532.546

Анализ и проектирование разработки участка нефтяного пласта с использованием модели фиксированной трубки тока*



К.А. Поташев

/Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань/



А.Б. Мазо

Предложен новый оперативный и достаточно точный подход к использованию теории фиксированной трубки тока для анализа и проектирования разработки участка нефтяного пласта, содержащего небольшое число нагнетательных и добывающих скважин. Моделирование выполняется в два этапа. На первом этапе решается двумерная стационарная задача фильтрации в горизонтальной плоскости – строится поле фильтрационных потоков, формируются трубки тока. На втором этапе моделируются геолого-технические мероприятия путем решения двумерной задачи двухфазной фильтрации в вертикальном сечении вдоль трубки тока. Разложение трехмерной задачи на серию двумерных позволяет использовать расчетные сетки высокого разрешения на обоих этапах моделирования. Продемонстрированы некоторые результаты применения изложенного подхода. Для оценки эффективности различных вариантов систем заводнения предложены количественные характеристики, отражающие взаимодействие нагнетательных и добывающих скважин, степень вовлеченности запасов нефти в разработку, а также охват запасов нефти вытеснением.



Р.Г. Рамазанов

/ООО «Нефтегазовый НИЦ МГУ им. М.В. Ломоносова», г. Москва/



Д.В. Булыгин

buligindv1952@mail.ru
Тел. 8-965-581-97-66
/ООО «Актуальные технологии», г. Казань/

Ключевые слова: проектирование разработки участка нефтяного пласта, моделирование геолого-технических мероприятий (ГТМ), иерархическое моделирование нефтяного месторождения, модель фильтрации с фиксированной трубкой тока, линии тока (ЛТ), трубки тока (ТТ), метод линий тока (МЛТ), заводнение, вытеснение нефти, метод фиксированной трубки тока (МФТТ), перфорация скважин.

В настоящее время основным подходом к имитации фильтрационных процессов в нефтяной залежи на всех этапах проектирования разработки – от расчета глобальных характеристик разработки месторождения до прогноза мелкомасштабных процессов, происходящих при воздействии на сравнительно небольшую призабойную зону скважины, – является применение единой методики численного моделирова-

ния (например, метода конечных разностей – МКР), выраженной в одной из традиционных моделей таких коммерческих пакетов, как Tempest MORE, ECLIPSE, TimeZYX, VIP-Executive и др. Данные модели строятся на расчетных сетках с размером ячеек порядка 20-50 м по горизонтали и порядка 1 м по вертикали.

Такие расчетные сетки оказываются избыточными при описании глобальной динамики разработки

* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Правительства РТ (номера грантов 15-41-02698, 15-41-02699).

и одновременно недостаточными при моделировании сложных геолого-технических мероприятий (ГТМ). Первое ввиду большой размерности сеток приводит к невозможности выполнения многовариантных расчетов, лежащих в основе как процесса адаптации фильтрационной модели, так и решения задачи оптимизации системы разработки. Второе ведет к невозможности корректного моделирования геолого-технических мероприятий с избирательным воздействием на «тонкие» элементы геологической структуры пласта. Часто используются секторные модели, представляющие собой решение задачи фильтрации с помощью тех же схем на более детальной расчетной сетке, покрывающей лишь интересующий исследователей участок. Однако требуемая степень повышения детальности сетки часто эквивалентна степени сокращения области моделирования или превосходит ее.

Наиболее перспективным направлением исследований представляется разработка экономического и в то же время достаточно точного подхода иерархического моделирования нефтяного месторождения за счет применения на каждом уровне проектирования специального вида математических моделей, обладающих соответствующим пространственно-временным масштабом задач, уровнем детальности и учитывающих основные особенности описываемых процессов.

Так, для задач первого уровня – прогноза глобальной динамики разработки – оптимальным оказывается применение суперэлементной модели (Мазо и др., 2013; Булыгин и др., 2013) на крупных (с шагом 200-500 м по горизонтали и 10-100 м по вертикали) неструктурированных расчетных сетках с числом ячеек, сопоставимым с количеством скважин на месторождении. Моделирование процессов воздействия на пласт в ходе проведения ГТМ требует детального учета литологических особенностей коллектора, что предполагает исполь-

зование сеток на порядок большего разрешения. Поэтому на данном этапе моделирования должны применяться специальные математические модели, ориентированные на описание конкретных видов ГТМ. Наилучшим вариантом подобной модели представляется упрощенная локальная модель фильтрации с фиксированной трубкой тока, использующая расчетные сетки высокого разрешения.

Первые исследования, посвященные приложению теории линий тока к описанию разработки нефтяного пласта, отражены в работе (Muskat & Wyckoff, 1934). Основная идея заключается в расщеплении задачи на две части – расчет поля давления и скоростей фильтрации на первичной традиционной сетке и расчет поля насыщенности на вторичной сетке, построенной на основе структуры линий тока (ЛТ) или трубок тока (ТТ). Первоначальные упрощенные модели сводились к одномерным аналитическим решениям для расчета насыщенности (Fay & Prats, 1951; Higgins & Leighton, 1962). Однако к реальной неоднородной среде такой подход неприменим. Принципиальные разработки метода трубок тока (МТТ) были начаты в 1960-е годы (Higgins & Leighton, 1962) и продолжены (Martin & Wegner, 1979). Позже (Emanuel & Milliken, 1997) представили модель трубок тока для описания разработки нефтяного пласта, согласно которой площадное заводнение определялось распределением ЛТ, а замещение вдоль ТТ рассчитывалось по схеме (Welge, 1952) с вертикальной неоднородностью в виде слоистости (Dykstra & Parsons, 1950), при этом перетоки между слоями не учитывались, а распределение закачки воды по различным трубкам тока одной нагнетательной скважины оценивалось по упрощенному методу (Martin & Wegner, 1979) с помощью фактора сопротивления. Было показано, что типичная модель ТТ требует всего порядка 5 % машинного времени, необходимого для стандартного МКР.

Следует отметить, что по мере усложнения моделей и развития вычислительной техники получил развитие метод линий тока (МЛТ), основная идея которого заключается в переходе от неоднородной трехмерной области решения (пласта), в которой отыскивается поле давления, к набору одномерных линий тока, на которых выполняется расчет насыщенности (Al-Najem et al., 2012). Полученные результаты переносятся обратно на первичную трехмерную сетку для учета перераспределения насыщенности. На следующем шаге расчетного цикла поле давления пересчитывается и линии тока перестраиваются.

Преимущества МЛТ следующие: 1) скорость расчетов увеличивается на 1-3 порядка (Batycky, 1997) из-за возможности использования больших временных шагов расчета насыщенности; 2) в связи с использованием линий движения флюида в качестве вторичной сетки минимизируется погрешность, связанная с ориентацией сетки.

Однако имеются и недостатки МЛТ: 1) пересчет характеристик между сетками на каждом шаге расчета давления вносит погрешность в консервативность схемы и приводит к численной дисперсии (Mallison et al., 2004; Matringe & Gerritsen, 2004); 2) при учете дополнительных эффектов, таких как сжимаемость, капиллярные силы, фазовые переходы, скорость расчетов резко сокращается из-за частого перестроения вторичной расчетной сетки.

В настоящей работе предлагается новый оперативный и в то же время достаточно точный подход к использованию теории фиксированной трубки тока для анализа и локального проектирования разработки нефтяного пласта и ГТМ и показаны некоторые примеры результатов его применения.

К моменту начала проведения ГТМ на основе осредненной по толщине пласта фильтрационной модели определяется семейство линий тока фильтрующегося флюида, каждая из которых исходит из нагне-

тательной скважины и либо заканчивается в одной из эксплуатационных скважин, либо уходит за границу элемента заводнения. При этом если все скважины вертикальные, а зональная неоднородность коллектора слабо зависит от вертикальной координаты z , то проекции линий тока на горизонтальную плоскость будут почти одинаковыми для всех значений z . Область, ограниченная снизу непроницаемой подошвой, сверху – кровлей пласта, а по бокам – вертикальными поверхностями, натянутыми на некоторую пару линий тока, соединяющих нагнетательную и добывающую скважины, представляет собой трубку тока, границы которой непроницаемы для жидкости. В общем случае конфигурация линий тока ℓ и ширина трубки тока $W(l)$ зависят от расположения и режима работы окружающих скважин и поэтому меняются со временем. Однако при отсутствии в период действия моделируемого ГТМ кардинальных изменений разработки пласта (изменение интервалов перфорации, бурение новых скважин вблизи линии тока) геометрическая конфигурация течения остается стабильной. Это позволяет использовать упрощенную lWz -модель, в которой изучается фильтрация в плоской криволинейной поверхности lz при фиксированной во времени ширине $W(l)$ ТТ. Уравнения этой модели двумерны, требуемые вычислительные ресурсы для их численного решения на порядки меньше, чем для трехмерной полномасштабной модели. Поэтому становится возможным использовать расчетные сетки высокого разрешения, необходимые для моделирования таких ГТМ, как смена интервалов перфорации, изменение режима работы и обработка призабойной зоны скважин, закачка водного раствора полимера.

В отличие от МЛТ, который является, по сути, декомпозицией трехмерной задачи на серию одномерных, предлагаемая методика заключается в разложении трехмерной задачи на серию двумерных. На основе литературных данных можно сделать ряд выводов.

1. В известных работах МТТ и МЛТ строятся как альтернатива МКР при долгосрочном моделировании разработки месторождения. Предлагаемая же методика предназначена лишь для описания относительно краткосрочных эффектов, когда ЛТ, и тем более ТТ, практически неизменны. Таким образом, постоянное перестроение вторичной расчетной сетки трубок тока с прямым и обратным переносом ФЕС на первичную расчетную сетку, что является дополнительным источником погрешности вычислений, не требуется.

2. Вытеснение нефти между нагнетательной и добывающей скважинами моделируется в вертикальном срезе пласта lz , на котором отражено непрерывное влияние неоднородности геологической структуры пласта на характер потока. В МЛТ при работе с ограниченным числом дискретных линий тока такого описания получить не удастся.

3. Наконец, основное преимущество МЛТ – разложение трехмерной задачи на серию одномерных – может оказаться и основным ее недостатком, например при моделировании полимерного заводнения. За счет перераспределения фильтрационных потоков по пропласткам различной проницаемости геометрия ЛТ в вертикальном сечении пласта изменяется. Это влечет необходимость постоянного перестроения сетки линий тока даже в период действия одного мероприятия, что будет приводить к замедлению расчета даже по сравнению с МКР. В то же время распределение ЛТ в плоскости XU , а следовательно, и форма результирующих ТТ, связывающих нагнетательные и добывающие скважины, изменяется незначительно, что допускает применение метода фиксированной трубки тока (МФТТ). А более «тонкие» эффекты, связанные с перераспределением фильтрационных потоков в вертикальном срезе пласта, позволяют описать применение стандартной расчетной схемы (МКР или МКО) при решении двумерной задачи в плоскости lz на детальной сетке на втором этапе предложенной методики.

Модель двухфазной фильтрации с фиксированной трубкой тока

Это обобщение радиально-симметричной модели за счет учета реальной геометрии течения между двумя скважинами (нагнетательной и добывающей). Если рассмотреть картину стационарного фильтрационного течения в плане (XU), то мы увидим семейство линий тока, начинающихся в нагнетательной скважине и заканчивающихся в добывающей. Выберем одну из этих линий и две соседних – ℓ_1 и ℓ_2 . Вообще говоря, эти линии (точнее, их проекции на плоскость XU) будут разными для каждой отметки z , однако если зональная неоднородность коллектора слабо зависит от z , то проекции линий на горизонтальную плоскость тоже будут одинаковыми для всех z . При этом область, ограниченная снизу подошвой, сверху кровлей пласта, а с боков вертикальными поверхностями, натянутыми на линии ℓ_1 и ℓ_2 , представляет собой трубку тока, границы которой непроницаемы для жидкости. На стрелке этой ТТ расположена основная ЛТ ℓ , вдоль которой отсчитывается «гидродинамическое» расстояние от нагнетательной скважины в направлении добывающей скважины. В каждой точке линии тока ℓ с дуговой координатой l можно измерить ширину $W(l)$ ТТ. При указанных выше допущениях используется упрощенная модель lWz , в которой изучается фильтрация в плоской криволинейной поверхности lz при фиксированной во времени ширине трубки тока $W(l)$.

Построение трубок тока и долевых коэффициентов по XU -модели

Для решения задачи определения ЛТ ℓ , относительных расширений ТТ $W(\ell)$, забойных давлений p_k , а также коэффициентов φ_{ij} распределения расхода по трубкам тока и притоков q_{cj} с контура участка исполь-

зуется осредненная по толщине пласта модель однофазной фильтрации. Предположим, что на момент $t = 0$ (начало проведения ГТМ) известны трехмерные поля давления и насыщенности. Эти данные получены в результате воспроизведения истории разработки всего месторождения с использованием какой-либо полномасштабной фильтрационной модели, отражающей глобальную динамику (это может быть одна из традиционных моделей таких разработчиков, как Schlumberger, ROXAR и др., или суперэлементная модель разработки пласта). Применяя к полученным результатам процедуру апскейлинга по вертикали, получим не только карты давления P и водонасыщенности S , но и осредненное по толщине поле гидропроводности Σ как функции плановых координат x, y . Данные поля будут представлены на сетке с латеральным размером ячейки порядка 25-50 м при использовании традиционных моделей и 200-500 м при использовании суперэлементной модели. Для моделирования тонких фильтрационных эффектов, сопровождающих ГТМ, требуется на порядок более детальная сетка (1-10 м). Обозначим через σ восполнение гидропроводности Σ на такой сетке и запишем уравнение ХУ-модели для стационарного распределения давления:

$$-\operatorname{div}(H\sigma \operatorname{grad} P) = \sum_{i=1}^{N_w} \delta(x-x_i)\delta(y-y_i)q_i. \quad (1)$$

Здесь N_w – общее количество нагнетательных и добывающих скважин на участке; x_i, y_i, q_i – координаты и суммарный дебит i -той скважины; δ – дельта-функция Дирака. Уравнение (1) действует на участке воздействия ГТМ. На его границе Γ ставится условие III рода, моделирующее фильтрационное взаимодействие участка с внешней областью залежи:

$$x, y \in \Gamma: \sigma \frac{\partial P}{\partial n} = -\alpha(P - P_e), \quad \alpha \approx \sigma(x, y)/d, \quad (2)$$

где α – коэффициент обмена, P_e – давление на внешнем контуре Γ_e , отстоящем от границы участка на расстоянии порядка $d \approx 100$ м. Давление P_e на контуре Γ_e можно определить с помощью упоминавшейся выше карты изобар на момент $t = 0$.

Итак, для решения задачи (1), (2) необходимо задать толщину H и гидропроводность σ на участке, координаты и дебиты скважин x_i, y_i, q_i на момент $t = 0$, давление P_e на внешнем контуре Γ_e и коэффициент обмена α . Заметим, что граничное условие (2) допускает изменение давления на границе участка при изменении условий его разработки, а также не запрещает движение флюида в обе стороны через границу Γ .

После того как задача (1) – (2) для давления $P(x, y)$ решена и найдены забойные давления $P_i, i = 1 \dots N_w$, можно вычислить поле скоростей фильтрации

$$\mathbf{u} = (u, v) = -\sigma \operatorname{grad} P = (-\sigma \partial P / \partial x, -\sigma \partial P / \partial y) \quad (3)$$

и построить ЛТ ℓ_{ij} от нагнетательной скважины i к добывающей скважине j . При этом в каждой точке этой линии вектор скорости направлен по касательной к ней,

поэтому скорость фильтрации вдоль линии совпадает с модулем скорости. Учитывая, что относительная ширина ТТ определяется с точностью до произвольного множителя, можно принять формулу

$$l \in \ell_{ij}: W(l) = \frac{q_i}{H_i |\mathbf{u}(l)|},$$

в которой использование приемистости скважины q_i и толщины пласта H_i оправдано только тем, что W имеет размерность длины (м).

Характерной особенностью Wz -модели является то, что важнейшие промысловые характеристики, такие как дебит и обводненность добывающей скважины, не могут быть вычислены непосредственно по найденному решению – нормальной скорости u_n и доле воды f на скважине. Дело в том, что мгновенный дебит q_j добывающей скважины складывается из потоков жидкости, поступающих не только от рассматриваемой в задаче нагнетательной скважины, но и от других нагнетательных скважин, а также из-за контура моделируемого участка. Можно записать балансовую формулу

$$q_j = \sum_{i=1}^{n_j} q_{ij} + q_{cj}, \quad q_{ij} = \varphi_{ij} 2\pi r_w \int_B^T u_n(L_i - r_w, z) dz.$$

В этой формуле суммирование ведется по всем нагнетательным скважинам участка, инцидентным добывающей скважине j ; q_{cj} – приток к скважине j с контура участка; φ_{ij} – «угловая доля» дебита добывающей скважины j , обусловленная притоком жидкости от нагнетательной скважины i .

Для определения долевых коэффициентов φ_{ij} и притоков q_{cj} вновь воспользуемся ХУ-моделью, в рамках которой уже вычислено поле скоростей фильтрации (3). Аналогично работе (Shahvali et al., 2008) будем моделировать движение в пласте нейтрального трассера (невесомые меченые частицы), концентрация которого в жидкости, закачиваемой в нагнетательную скважину с номером i , равна $c_i = 1$, а на других нагнетательных скважинах и на входной части границы участка равна нулю. С течением фиктивного времени распределение концентрации трассера в коллекторе устанавливается, при этом закачка трассера в скважину с номером i компенсируется дебитом трассера в добывающих скважинах с номерами j и выносом трассера через границу участка. Величины $c_{ij} = c_i(x_j, y_j)$ – установившиеся значения концентрации трассера в добывающих скважинах – есть искомые долевые коэффициенты φ_{ij} .

Для каждой трубки тока выбирается одна из построенных линий тока ℓ и через нее проводится вертикальное сечение пласта от подошвы до кровли, от нагнетательной до добывающей скважины. Эта область покрывается мелкой сеткой, на которую переносятся функции абсолютной проницаемости k из геологической модели и водонасыщенность s_0 на момент начала проведения

ГТМ как результат расчета по полномасштабной фильтрационной модели.

Полученные данные в разрезе по линии тока достаточны для моделирования двухфазной фильтрации на основе IWz -модели.

Решение задачи двухфазной фильтрации по IWz -модели

Уравнения IWz -модели в безразмерных переменных в вертикальном разрезе пласта имеют следующий вид:

– задача для давления p

$$\frac{1}{W} \frac{\partial}{\partial l} \left(W \sigma \frac{\partial p}{\partial l} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\sigma \frac{\partial p}{\partial z} \right) = 0; r_w < l < L - r_w, B < z < T; \\ l = r_w : p = p_0, l = L - r_w : p = p_1; z = B(l), T(l) : \sigma \frac{\partial p}{\partial z} = 0; \quad (4)$$

– задача для водонасыщенности s

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + \frac{1}{W} \frac{\partial (W u f(s))}{\partial l} + \frac{\partial (v f(s))}{\partial z} = 0; \quad (5) \\ t = 0 : s = s_0(l, z); l = r_w : s = 1;$$

– определение скорости фильтрации u и скорости водной фазы u_w

$$u = (u, v), u = -\sigma \partial p / \partial l, v = -\sigma \partial p / \partial z; u_w = f u; \\ \sigma(s) = k \phi(s) / \mu_w, \phi(s) = k_w(s) + K_\mu k_o(s), K_\mu = \mu_w / \mu_o, \quad (6) \\ f(s) = k_w(s) / \phi(s).$$

Здесь t – время; l – криволинейная координата, отсчитываемая от нагнетательной к добывающей скважине вдоль линии тока; r_w – радиус скважин; L – расстояние от нагнетательной до добывающей скважины вдоль линии тока; m – пористость; k – абсолютная проницаемость коллектора; μ_w, μ_o – постоянные вязкости фаз; функции $z = B(l), z = T(l) = B+H$ описывают геометрию подошвы и кровли пласта в разрезе, $H(l)$ – толщина пласта; $k_w(s), k_o(s)$ – относительные фазовые проницаемости (ОФП) для воды (индекс w) и нефти (o), которые в модели считаются заданными; через функции ОФП однозначно определяются подвижность ϕ , гидропроводность σ и доля воды в суммарном потоке $f(s)$.

Таблица 1
Модификация системы заводнения по проектному варианту

Скв.	Модификация	Дебит, куб.м/сут	Приемистость куб.м/сут
1	Ввод в разработку	150	
7	Перевод под нагнетание		300
11	Ввод в разработку	100	
19	Повышение приемистости		на 50
20	Повышение приемистости		на 50
24	Повышение приемистости		на 50
32	Ввод в разработку	200	
40	Ввод в разработку	150	
42	Ввод в разработку	150	
48	Перевод под нагнетание		300
50	Ввод в разработку	150	
51	Перевод под нагнетание		300

При записи граничных условий подразумевается, что слева расположена нагнетательная скважина, а справа – эксплуатационная; давления на этих скважинах, очевидно, связаны условием $p_0 > p_1$. На участках скважин без перфорации принимается условие гидроизоляции $u_n = -\sigma \partial p / \partial n = 0$. Кровля и подошва пласта непроницаемы.

Решением задачи (4) – (6) является динамика распределения давления, насыщенности и скоростей фильтрации в вертикальном сечении трубки тока, а также динамика суммарного расхода по скважинам с выделением доли воды для добывающей скважины.

Итак, для оценки и прогноза разработки участка по представленной методике решаются задачи в двух постановках: оценивается площадное распределение фильтрационных потоков в проекции участка на горизонтальную плоскость XY с ремасштабированием фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по толщине пласта, оценивается взаимодействие скважин, выделяются значимые трубки тока; затем для каждого ГТМ решается задача двухфазной фильтрации в вертикальном сечении lWz каждой трубки тока с высокой детализацией геологического строения пласта.

Результаты

Рассмотрим в качестве примера результаты применения представленной методики на участке одного из реальных месторождений. Участок содержит 51 скважину, среди которых 9 действующих нагнетательных и 24 добывающих. В бездействии находятся 18 скважин.

Смена системы заводнения

В качестве демонстрации применения МФТТ для анализа системы разработки проведем сопоставление двух вариантов заводнения участка. *Базовый вариант* будет соответствовать фактическим режимам работы скважин, а *проектный* – изменениям режима работы скважин, представленным в **табл. 1**.

Решение стационарных задач фильтрации в рамках XY -модели при двух соответствующих режимах работы скважин дает распределение фильтрационных потоков и картину зон влияния закачки каждой нагнетательной скважины (**рис. 1**).

Для всех пар нагнетательных и добывающих скважин по обоим вариантам заводнения рассчитываются значения φ_{ij} их взаимовлияния, а также значения доли дебита добывающих скважин, относящиеся к притоку из-за контура участка. Средние характеристики взаимодействия скважин приведены в **табл. 2**. Здесь указаны значения среднего (математического ожидания) μ_ϕ и среднеквадратического отклонения (СКО) σ_ϕ от среднего. При их вычислении в выборке используются только ненулевые значения степени взаимодействия скважин. Аналогичные характеристики вычислены и по долям притока жидкости к добывающим скважинам из-за границы участка.

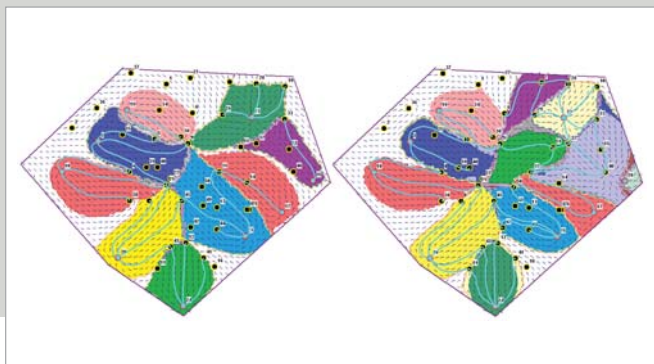


Рис. 1. Фильтрационные потоки и зоны влияния закачки по базовой (слева) и проектной (справа) системам заводнения

Таблица 2
Средние показатели взаимодействия скважин

Источник	$\mu_{\phi}^{\text{базов}}$	$\mu_{\phi}^{\text{проект}}$	$\sigma_{\phi}^{\text{базов}}$	$\sigma_{\phi}^{\text{проект}}$
Приток от нагнетательных скважин участка	0,293	0,283	0,333	0,294
Приток с границы участка	0,351	0,289	0,346	0,351

Признаком равномерной системы заводнения служит малое значение СКО σ_{ϕ} по парам взаимодействующих скважин, когда закачка воды в нагнетательные скважины приходится на реагирующие добывающие скважины примерно в равных долях.

Значение μ_{ϕ} характеризует среднее значение доли закачки от одной нагнетательной скважины, приходящейся на одну реагирующую добывающую скважину. При равномерной системе заводнения данное значение должно быть близко к отношению числа нагнетательных к числу добывающих скважин. Значение μ_{ϕ} по контурным притокам показывает среднюю долю притока жидкости к добывающим скважинам участка из-за контура, а соответствующее значение СКО σ_{ϕ} – величину среднего разброса значений.

Сравнивая средние показатели степеней взаимовлияния нагнетательных и добывающих скважин по базовому и проектному вариантам разработки (см. табл. 2), можно заметить, что проектный вариант приводит к более равномерному заводнению участка: так, средний разброс степеней влияния закачки сокращается на 14 % (с 0,333 до 0,294) по сравнению с базовым вариантом, а вклад законтурного притока к скважинам снижается на 16 % (с 0,351 до 0,289).

Теперь сопоставим фильтрационные потоки с распределением текущих удельных запасов нефти на единицу площади (рис. 2):

$$\rho(x, y) = \int_0^{H(x, y)} [1 - s(x, y)] m(x, y) \varepsilon(x, y) dz,$$

где m, ε – значения пористости и песчаности, а H – общая толщина пласта. Величина ρ измеряется в метрах и приобретает единицу объема (м^3) при интегрировании по площади пласта.

Распределение текущих запасов является более информативным по сравнению с картой текущей нефтенасыщенности, поскольку учитывает локальные значения пористости и эффективной толщины коллектора, отражая именно фактический объем запасов нефти.

Для анализа эффективности системы заводнения участка следует анализировать степень вовлеченно-

сти запасов нефти в разработку. Для этого текущее распределение запасов необходимо сопоставлять с распределением фильтрационных потоков. Обычно с этой целью строятся карты модуля скорости фильтрации. Однако данная величина не отражает объемный расход жидкости. Например, в областях малых эффективных толщин высокие скорости фильтрации могут обладать более низким расходом жидкости по сравнению с областями меньших скоростей фильтрации, но со значительной эффективной толщиной пласта. Поэтому удобно строить карту удельного расхода жидкости на единицу длины поперечного сечения пласта:

$$q_h(x, y) = h(x, y)u(x, y),$$

где $h = \varepsilon H$ – эффективная толщина пласта, $u = |\mathbf{u}|$, $\mathbf{u}(x, y)$ – векторное поле скорости фильтрации, полученное из решения XY-задачи. Величина q_h измеряется в $\text{м}^2/\text{с}$ и приобретает размерность расхода ($\text{м}^3/\text{с}$) при интегрировании вдоль линии поперечного сечения пласта, по которому необходимо определить расход.

При анализе карты удельных расходов по аналогии с картами модуля скорости фильтрации следует обращать внимание на области малых значений, которые указывают на зоны медленной выработки запасов. При этом значимыми для принятия решений о корректировке системы заводнения являются лишь те зоны малых

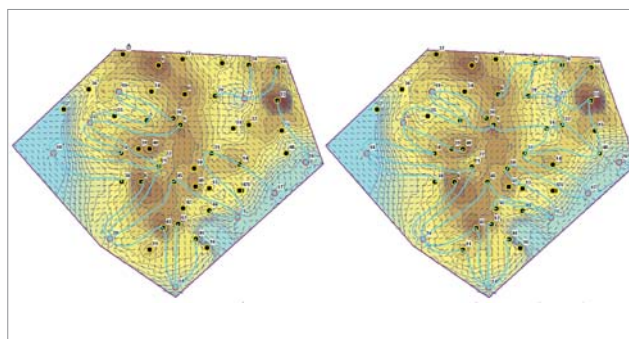


Рис. 2. Распределение фильтрационных потоков по базовой (слева) и проектной (справа) системам заводнения на фоне удельных запасов нефти ρ (голубым обозначены зоны низких, коричневым – зоны высоких значений запасов)

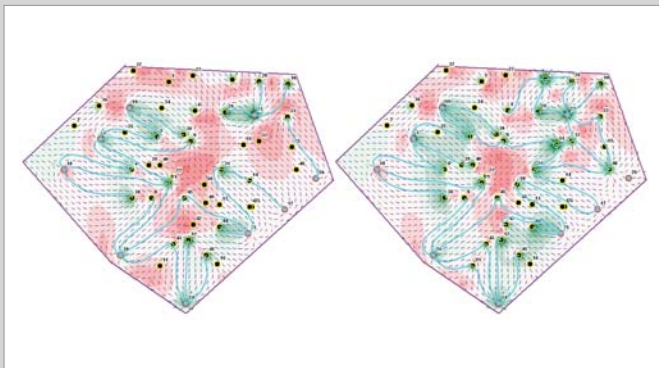


Рис. 3. Вовлеченность λ запасов нефти в разработку участка (красным обозначены зоны $\lambda > 0$, зеленым – зоны $\lambda < 0$) по базовой (слева) и проектной (справа) системам заводнения

Таблица 3
Значения коэффициентов охвата

$u_{min}, \text{ м/сут}$	$K_F^{\text{базов}}$	$K_F^{\text{проект}}$	$K_R^{\text{базов}}$	$K_R^{\text{проект}}$
0,01	0,7849	0,8491	0,7882	0,8634
0,02	0,2616	0,4172	0,2521	0,4171
0,05	0,0209	0,0316	0,0184	0,0292

расходов, в которых имеются текущие запасы нефти. Поэтому для упрощения анализа следует строить одну результирующую карту (см. рис. 3), которая отражает вовлеченность запасов нефти в разработку:

$$\lambda(x, y) = q_{oh}^{\text{возм}} - q_{oh}^{\text{факт}} = \left[1 - f(\bar{s}(x, y)) \right] \left[\bar{u} - u(x, y) \right] h(x, y), \quad (7)$$

где \bar{u} – характерная скорость фильтрации двухфазного флюида для рассматриваемого участка, \bar{s} – средняя по толщине пласта водонасыщенность:

$$\bar{s}(x, y) = \frac{\int_0^{H(x, y)} s(x, y) m(x, y) \varepsilon(x, y) dz}{\int_0^{H(x, y)} m(x, y) \varepsilon(x, y) dz}.$$

С учетом того, что скорость фильтрации u_o нефтяной фазы определяется произведением $u_o = (1 - f)u$, величина λ при заданном локальном значении насыщенности выражает разницу потенциально возможного потока нефти $q_{oh}^{\text{возм}}$ в данной точке пласта при средней по участку скорости фильтрации и фактического потока нефти $q_{oh}^{\text{факт}}$ в этой точке. Умножение на величину $(1 - f(\bar{s}))$ обеспечивает учет наличия запасов нефти в данной точке пласта. Так, в промытых областях, где водонасыщенность близка к единице, функция $f \rightarrow 1$ и $(1 - f) \approx 0$, поэтому зоны низких скоростей фильтрации с большими значениями водонасыщенности не будут обладать высоким значением показателя λ .

Итак, характерные варианты оценки системы заводнения по значениям параметра λ следующие:

1) $\lambda \rightarrow 0$, если либо скорость фильтрации близка к средней по участку $u \approx \bar{u}$, либо запасы нефти близки к нулю – корректировки системы заводнения не требуется;

2) $\lambda > 0$ и возрастает, если скорость фильтрации опускается ниже средней, запасы нефти возрастают – требуется корректировка системы заводнения с локальным повышением градиента пластового давления;

3) $\lambda < 0$ и убывает, если скорость фильтрации превосходит среднюю по участку величину при условии наличия запасов нефти – при удаленном расположении скважин возможна корректировка системы заводнения с локальным снижением градиента давления для выравнивания темпов заводнения по площади участка.

По картам, приведенным на рис. 3, можно отметить, что в результате применения проектной системы заводнения происходит значительное повышение степени вовлеченности запасов в разработку в центральной и северо-восточной областях участка.

Окончательно для количественной интегральной оценки систем разработки оценим охват участка заводнением. Вычислим площадной коэффициент охвата пласта заводнением:

$$K_F = \frac{1}{|F|} \int_F \gamma(u) dF, \quad \gamma(u) = \begin{cases} 1, & u \geq u_{min}, \\ 0, & u < u_{min}; \end{cases}$$

и площадной коэффициент охвата запасов заводнением:

$$K_R = \frac{1}{R} \int_F \gamma(u) m h (1 - \bar{s}) dF, \quad R = \int_F \rho(x, y) dF,$$

учитывающий не только области высоких скоростей фильтрации, но и наличие запасов нефти. Здесь u_{min} – минимально допустимая скорость фильтрации, предполагаемая достаточной для вовлечения запасов в разработку; F и $|F|$ – область участка в проекции на плоскость XY и ее площадь.

Результаты расчета данных коэффициентов по рассматриваемому участку для базовой и проектной систем заводнения при различных значениях предельной скорости u_{min} приведены в табл. 3. Как видно, проектный вариант приводит к заметному повышению расчетных коэффициентов охвата по сравнению с базовым вариантом.

Таким образом, уже первый этап моделирования – построение поля фильтрационных потоков и трубок тока по XY -модели – дает ряд показателей для анализа системы заводнения участка. Второй этап моделирования – построение картины заводнения

ТТ по Wz -модели – рассмотрим на примере такого ГТМ, как смена интервалов перфорации скважины.

Оценка смены интервалов перфорации скважин

В общем случае изменение перфорации скважин может выполняться с целью: а) интенсификации отбора; б) вскрытия нефтесодержащих слоев; в) изоляции водопритока с промытых слоев. Заметим, что успешность последних двух воздействий достигается лишь при условии, что целевые слои ограничены от разработанной части пласта слабопроницаемыми пропластками. В противном случае изменение интервалов перфорации приводит к смене структуры фильтрационного потока лишь в непосредственной близости к стволу скважины и не имеет значимого эффекта.

Рассмотрим проектный вариант смены интервалов перфорации добывающей скв. 10 для отбора неизвлеченных запасов нефти. По базовому варианту вскрыты участки 0,04-0,54 и 0,86-1,0 ствола скважины в безразмерных координатах, отсчитываемых вниз от точки пересечения скважины с кровлей пласта (значение 0,0) до подошвы пласта (значение 1,0). По проектному варианту был задан один интервал перфорации скважины 0,7-1,0.

На рис. 4 показано распределение проницаемости и нефтенасыщенности на дату начала моделирования в вертикальном сечении трубки тока между нагнетательной скв. 23 и добывающей скв. 10. В правой части указано расположение фактических и проектных интервалов перфорации.

Динамика заводнения трубки тока и показатели работы скв. 10 были рассчитаны по Wz -модели на сетке высокого разрешения, детально отражающей геологическую структуру пласта и предоставляющей довольно подробное описание продвижения водной фазы.

На рис. 5 показано прогнозное распределение водонасыщенности в трубке тока через 5 лет разработки при базовой и проектной перфорации.

Поскольку при смене интервалов перфорации происходит снижение суммарного дебита за счет отбора более вязкой нефтяной фазы, необходимо оценивать эффект повышения нефтеотдачи пласта, когда сравнение отбора нефти производится при фиксации величины накопленного отбора жидкости (рис. 6).

Заключение

Предложен новый оперативный и достаточно точный подход к использованию теории фиксированной трубки тока для анализа и проектирования разработки участка нефтяного пласта, содержащего небольшое число нагнетательных и добывающих скважин. Высокая скорость расчетов по сравнению с традиционными подходами достигается за счет разложения трехмерной задачи на серию двумерных. Сначала для построения трубок тока решается двумерная стационарная задача фильтрации в горизонтальной плоскости при осреднении пласта по толщине. Затем моделируются геоло-

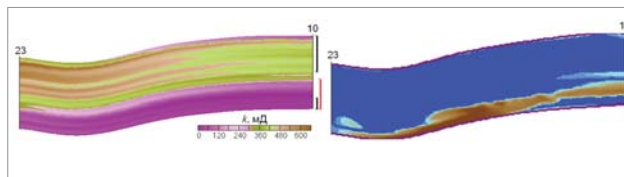


Рис. 4. Проницаемость и начальная насыщенность в ТТ между скв. 23 и 10

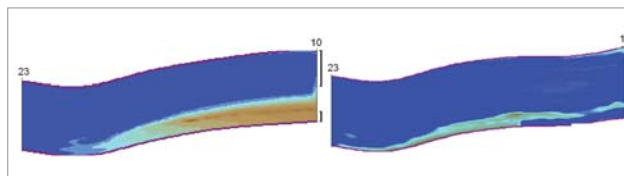


Рис. 5. Насыщенность в ТТ между скв. 23 и 10 через 5 лет разработки при базовом (слева) и проектном (справа) вариантах перфорации скв. 10

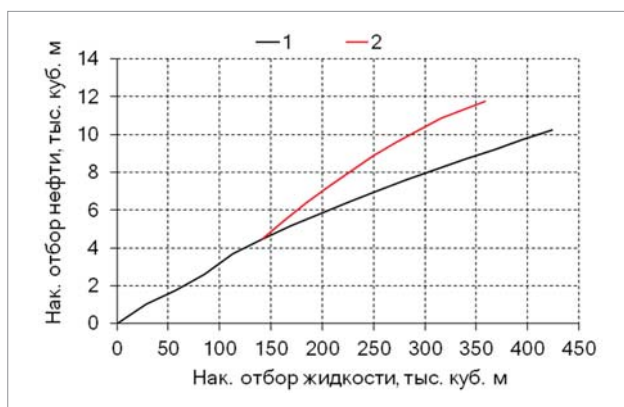


Рис. 6. Оценка эффективности смены интервалов перфорации:

1 – базовый вариант, 2 – проектный вариант

го-технические мероприятия путем решения двумерной задачи двухфазной фильтрации в вертикальном сечении вдоль трубок тока. Такое разложение позволяет также использовать на обоих этапах моделирования расчетные сетки более высокого разрешения, чем в традиционных коммерческих пакетах.

Результаты применения изложенного подхода продемонстрированы на примере анализа и проектирования системы заводнения участка одного из реальных нефтяных пластов и моделирования заводнения трубки тока при различных вариантах перфорации добывающей скважины. Для оценки эффективности вариантов заводнения использованы количественные характеристики, отражающие взаимодействие нагнетательных и добывающих скважин, степень вовлеченности запасов нефти в разработку, а также охват запасов нефти вытеснением.

Разработанный быстродействующий подход может быть использован для планирования таких мероприятий, как обработка призабойной зоны скважины, перераспределение фильтрационных потоков за счет закачки полимерных растворов, а также повышение нефтеотдачи пласта за счет циклического режима работы нагнетательных скважин.

Литература

1. Al-Najem A.A., Siddiqui S., Soliman M., Yuen B. **Streamline Simulation Technology: Evolution and Recent Trends** // SPE 160894. – 2012. – P. 1-22.
2. Batycky R.P. **A Three Dimensional Two Phase Field Scale Streamline Simulation. PhD dissertation.** Stanford University. – Stanford, California, 1997. – 177 p.
3. Dykstra H., Parsons R.L. **The Prediction of Waterflood Performance With Variation in Permeability Profile** // Prod. Monthly. – 1950. – 15, 9.
4. Fay C.H., Prats M. **The Application of Numerical Methods to Cycling and Flooding Problems** // Proc., Third World Petroleum Congress, The Hague. – 1951.
5. Emanuel A.S., Milliken W.J. **Application of Streamtube Techniques to Full-Field Waterflood Simulation** // SPE Reservoir Engineering. – 1997. – P. 211-217.
6. Higgins R.V., Leighton A.J. **A Computer Method To Calculate Two-Phase Flow in Any Irregularly Bounded Porous Medium** // JPT. – 1962. – 679.
7. Mallison B.T., Gerritsen M.G., Matringe S.F. **Improved Mappings for Streamline-Based Simulation** // Paper SPE 89352. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma. – 2004. – 17-21 April.
8. Martin J.C., Wegner R.E. **Numerical Solution of Multiphase Two-Dimensional Incompressible Flow Using Streamtube Relationship** // SPEJ. – 1979. – 313.
9. Matringe S.F., Gerritsen M.G. **On Accurate Tracing of Streamlines** // Paper SPE 89920. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas. – 2004. – 26-29 September.
10. Muskat M., Wyckoff R.D. **A Theoretical Analysis of Waterflooding Networks** // Trans., AIME. – 1934. – 107. – P. 62-77.
11. Shahvali M., Mallison B., Wei K., Gross H. **An Alternative to Streamlines for Flow Diagnostics on Structured and Unstructured Grids** // SPE 146446. – 2011. – P. 1-16.
12. Welge H.J. **A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive** // Trans., AIME. – 1952. – 195, 91.
13. **Геолого-технические аспекты суперэлементной фильтрационной модели нефтяных месторождений / Д.В. Булыгин, А.Б. Мазо, К.А. Поташев, Е.И. Калинин** // Георесурсы. – 2013. – Т. 53. – № 3. – С. 31-35.
14. **Моделирование разработки нефтяных месторождений методом суперэлементов / А.Б. Мазо, К.А. Поташев, Е.И. Калинин, Д.В. Булыгин** // Математическое моделирование. – 2013. – Т. 25. – № 8. – С. 51-64.



Нефть. Газ. Химия.

XV Всероссийская специализированная выставка

ИЖЕВСК
6-9 СЕНТЯБРЯ | 2016

**ПРИГЛАШАЕМ
ПРИНЯТЬ
УЧАСТИЕ**

- 2 500 СПЕЦИАЛИСТОВ ЕЖЕГОДНО
- ОБШИРНАЯ ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА
- ПРОЕКТ «ВРЕМЯ БИЗНЕС-ВСТРЕЧ»: прямой диалог с руководителями и специалистами предприятий отрасли

СЕРВИСНЫЕ УСЛУГИ
РТМ ДОБЫЧА, ПЕРЕРАБОТКА, СБЫТ НЕФТИ И ГАЗА
ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ



АДМИНИСТРАЦИЯ
ГОРОДА ИЖЕВСКА



УДМУРТСКАЯ
ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ
ПАЛАТА



ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
«УДМУРТИЯ»



СОЮЗ
РОССИЙСКОГО
СОЮЗА ВЫСТАВОК
И ЯРМАРОК

ВЫСТАВКА ПРОХОДИТ ПОД ПАТРОНАЖЕМ ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ПАЛАТЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Место проведения: г. Ижевск, ул. Кооперативная, 9
Забронировать стенд можно по тел. (3412) 730-730 | neft@vcudm.ru | neft.vcudm.ru

B vk.com/ngxmmm
f facebook.com/groups/vcudm