Math-Net.Ru

Общероссийский математический портал

В. И. Попков, С. В. Зацепина, В. П. Шакшин, Гидродинамическое моделирование фильтрации при малых значениях капиллярного числа, *Вестн. Сам. гос. техн. ун-та. Сер. Физ.-мат. науки*, 2005, выпуск 34, 163–170

DOI: <https://doi.org/10.14498/vsgtu351>

Использование Общероссийского математического портала Math-Net.Ru подразумевает, что вы прочитали и согласны с пользовательским соглашением
<http://www.mathnet.ru/rus/agreement>

Параметры загрузки:

IP: 54.80.97.219

26 апреля 2023 г., 16:46:16

Пренебрежение углом коммутации γ в некоторых случаях представляется вполне обоснованным, так как, например, в режиме холостого хода значение γ при изменении β от $+15^\circ$ до -30° составило соответственно от 4° до 2° . При номинальной нагрузке величина γ равнялась 12° при $\beta=15^\circ$, 8° при $\beta=0^\circ$, 7° при $\beta=-7^\circ$, 4° при $\beta=-30^\circ$.

Таким образом, в ряде режимов работы вентильного двигателя величина угла коммутации γ на порядок меньше времени работы клапанов, что позволяет с достаточной степенью точности принять допущение о мгновенности коммутации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Зиннер Л. Я., Скороспешкин А. И. Вентильные двигатели постоянного и переменного тока. М.: Энергоиздат, 1981. 136 с.
2. Уайт Д., Вудсон Г. Электромеханическое преобразование энергии. Перев. с англ. М.: Энергия, 1964. 528 с.
3. Леви Э. Панцер М. Электромеханическое преобразование энергии. Перев. с англ. М.: Мир, 1969. 224 с.
4. Грузов А. И. Методы математического исследования электрических машин. М.-Л.: ГЭИ, 1953. 264 с.
5. Зиннер Л. Я. Электрические машины с управляемым коммутатором // Электрические машины / Сб. науч. тр. Куйб. политехн. ин-т. Куйбышев. 1975. Вып. 2. С. 40 – 50.
6. Зиннер Л. Я., Скороспешкин А. И., Высоцкий В. Е., Каретный В. Д. Электромагнитные процессы в вентильном двигателе постоянного тока // Бесконтактные электрические машины постоянного тока: Тез. докл. II-ой Всесоюз. конф. 28 – 30 окт. 1975, М.: МАИ, 1975. с. 17.
7. Высоцкий В. Е., Зиннер Л. Я., Скороспешкин А. И., Белоусов В. И. Моделирование вентильных преобразователей частоты и числа фаз при работе на пассивную нагрузку и на противо-э.д.с. // Тиристорные преобразователи частоты для индукционного нагрева металлов / Межвуз. темат. сб. науч. тр. Уфимск. авиац. ин-т. Уфа. 1978. №. 8. С. 79 – 82.
8. Тафт В. А. Спектральные методы расчета нестационарных цепей и систем. М.: Энергия, 1978. 272 с.
9. Высоцкий В. Е. Электромагнитные процессы в бесколлекторном электроприводе постоянного тока // Машинно-вентильные системы, коммутация коллекторных электрических машин / Межвуз. (межвед.) сб. науч. тр. Куйб. политехн. ин-т. Куйбышев. 1981. С. 71 – 76.
10. Тафт В. А. Основы спектральной теории и расчет цепей с переменными параметрами. М.: Наука, 1964. 260 с.
11. Тафт В. А. Электрические цепи с переменными параметрами. М.: Энергия, 1968. 327 с.
12. Лутидзе Ш. И., Михневич Г. В., Тафт В. А. Введение в динамику синхронных машин и машинно-полупроводниковых систем. М.: Наука, 1973. 338 с.

Поступила 20.09.2004 г.
После переработки 21.01.2005 г.

УДК 622.241:532.526.4

В.И. Попков, С.В. Зацепина, В.П. Шакин

ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ ПРИ МАЛЫХ ЗНАЧЕНИЯХ КАПИЛЛЯРНОГО ЧИСЛА

Рассматривается вопрос об уточнении гидродинамических моделей реальных пластов путем учета зависимости относительных фазовых проницаемостей от скорости фильтрации. Приводятся результаты лабораторных исследований, проведенных в этом направлении. Показывается, что введение таких зависимостей с помощью математических корреляций повышает адекватность гидродинамических моделей, особенно вне зоны дренирования, в областях малых скоростей

Для успешного решения сложной проблемы повышения нефтеизвлечения необходимо детальное изучение влияния различных геолого-промысловых факторов на эффективность разработки нефтяных месторождений. К числу основных природных факторов следует отнести: неоднородность пластов, соотношение вязкостей нефти и вытесняющей жидкости в пластовых условиях, структурно-механические свойства нефтей, смачиваемость породы насыщенными ее жидкостями, структуру пористой среды и др. Последние два параметра характеризуют величину капиллярного давления и относительные проницаемости. Такие параметры разработки нефтяных месторождений, как плотность сетки скважин и скорость вытеснения нефти из пласта могут меняться в довольно широких пределах, и в зависимости от конкретных условий выбираются оптимальные их значения. Учитывая, что различные факторы, влияющие на эффективность разработки, находятся в сложной взаимосвязи, большую ценность представляют численные методы моделирования процессов фильтрации флюидов, использующие геолого-промысловые данные. Обобщение опыта моделирования разработки нефтяных месторождений дает ценную информацию о количественном влиянии отдельных факторов на нефтеотдачу.

Создание цифровых трехмерных гидродинамических моделей нефтегазовых месторождений является современным инструментом, позволяющим осуществлять оперативный пересчет геологических запасов, оценку степени выработки и характера дренирования пластов, а также проектирование оптимальных систем разработки. В настоящее время создано множество симуляторов для создания гидродинамических моделей (ECLIPSE, DeskTOP-VIP, More, LAURA, INPETRO, FLORA и т.д.), прошедших и не прошедших тестирование SPE, используемых для прогнозирования показателей разработки нефтяных месторождений на основе детализации геологической неоднородности. Очень часто при расчетах прогнозных вариантов с помощью таких гидродинамических симуляторов приходится сталкиваться с нечувствительностью гидродинамической модели к особенностям геологического строения залежи, выбираемой системе разработки, темпам отбора и другим геолого-технологическим параметрам. Очевидно, это является следствием того, что в гидродинамической теории фильтрации, уравнения которой являются базовыми для любой математической модели, отсутствуют явные зависимости, отражающие такие статистические параметры, как коэффициент охвата и коэффициент дренирования.

Уравнения линейной фильтрации, реализованные в численных моделях, не удовлетворяют условиям на бесконечности, т.е. передача градиента давления происходит при любых сколь угодно малых скоростях. Капиллярные давления, которые могли бы послужить регулирующим параметром, вводятся как функция насыщенности и формируют решение только на фронте вытеснения. При общепринятом описании фильтрационного течения вязкой двухфазной жидкости характерно преобладание вязких сил над инерционными, что выражается следующей системой уравнений [1, 2]:

$$\begin{aligned}\nabla[\lambda_o(\nabla p_o - \gamma_o \nabla z)] &= \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\phi S_o}{B_o} \right] + q_o; \\ \nabla[\lambda_w(\nabla p_w - \gamma_w \nabla z)] &= \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\phi S_w}{B_w} \right] + q_w,\end{aligned}\tag{1}$$

где $\lambda_\alpha = \frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha B_\alpha} k$ – проводимости нефти и воды; k – тензор абсолютной проницаемости; μ_α , B_α , $k_{r\alpha}$ – соответственно динамическая вязкость, объемный коэффициент, относительная фазовая проницаемость фаз; ϕ – пористость породы; γ_α , p_α , S_α – удельный вес, давление, насыщенность фаз; q_α – интенсивность источника/стока (положителен при отборе, отрицателен при нагнетании).

Уравнения (1) являются комбинацией законов сохранения количества движения, записанного в форме уравнения Дарси, и сохранения массы. Система дополняется следующими соотношениями для насыщенностей и капиллярных давлений:

$$S_o + S_w = 1, \quad P_c = p_o - p_w = f(S_w).\tag{2}$$

Условие постоянства давления на границе запишется в виде

$$P|_{\Omega_T} = const.$$

Задача, описанная выше, была решена численным методом IMPES [2], алгоритм которого, используется во многих программных продуктах, решающих задачу трехмерной трехфазной фильтрации пластовых флюидов.

Закон Дарси, описывающий течение флюида в пласте, применим лишь в определенном диапазоне скоростей. Он выведен исходя из предположения безынерционности движения жидкости. При значительных скоростях, когда уже нельзя не учитывать инерционную составляющую сопротивления движению жидкости, закон Дарси перестает быть справедливым и должен быть заменен более сложным – нелинейным законом. Отклонения от линейного закона начинаются при значениях чисел Рейнольдса 0,1 – 1,0 [3]. С помощью нелинейного закона фильтрации описывается движение в прискважинной зоне высокодебитных скважин и фильтрация в трещиноватых средах.

С другой стороны, при слишком малых скоростях фильтрации гидродинамические силы оказываются малыми по сравнению с капиллярными уже и в макромасштабе; кроме того, возможно проявление реологических свойств движущихся жидкостей, что также ведет к нарушению закона Дарси. Известно, что при достаточно низких скоростях фильтрации происходит

заметное изменение остаточной нефтенасыщенности [4, 5]. Существующая теория двухфазной фильтрации не располагает адекватным описанием течения в этой области.

Соотношение гидродинамических и капиллярных сил выражается через безразмерный параметр $N_c = \frac{k|\text{grad } p|}{\sigma}$, называемый капиллярным числом, или, используя закон Дарси (1),

$$N_c = \frac{\mu u}{\sigma}, \quad (3)$$

где k – проницаемость пористой среды; σ – поверхностное натяжение; μ – коэффициент динамической вязкости; u – скорость потока.

Капиллярное число возрастает с возрастанием скорости и убыванием межфазного натяжения, что достигается путем закачки мицеллярных растворов. Вид относительных фазовых проницаемостей напрямую зависит от значения капиллярного числа. При увеличении скорости фильтрации и уменьшении σ функции относительных фазовых проницаемостей выпрямляются и стремятся к диагоналям [6]. Подобные же результаты получены различными авторами при исследовании газоконденсатных систем [7 - 9]. Для математического описания этого явления в известную формулу относительных фазовых проницаемостей вводится зависимость от капиллярного числа ее коэффициентов:

$$k_{ra}(S_\alpha, N_c) = k_{ra}^*(N_c) \left(\frac{S_\alpha - S_{ra}(N_c)}{S_{ai} - S_{ra}(N_c)} \right)^{\varepsilon_\alpha(N_c)}, \quad (4)$$

где S_{ai} , S_α , S_{ra} – соответственно начальная, текущая и остаточная насыщенности фазы α ; $k_{ra}^*(N_c)$ – значение относительной проницаемости фазы α при ее максимальной насыщенности; $\varepsilon_\alpha(N_c)$ – характеризует степень вогнутости кривой относительной проницаемости.

Все коэффициенты функции (4) интерполируются согласно формуле

$$C_\alpha(N_c) = f_\alpha(N_c) C_{\alpha,imm} + (1 - f_\alpha(N_c)) C_{\alpha,misc}, \quad (5)$$

где $C_\alpha(N_c)$ – любой из коэффициентов функции (4), при этом $C_{\alpha,imm}$, $C_{\alpha,misc}$ – его значения для базисной кривой (несмешивающееся вытеснение) и в случае смешивающегося вытеснения соответственно.

Таким образом, появляется возможность учесть влияние поверхностного натяжения и скорости непосредственно через коэффициенты уравнения (4), которые и определяют вид кривой.

Некоторые известные программные симуляторы, такие, как – ECLIPSE, DeskTOP-VIP, предназначенные для гидродинамического моделирования, используют методику, разработанную в университете Хериот-Уатт (Heriot-Watt) под руководством профессоров А. Данеша (A. Danesh) и Д. Х. Терани (D.H. Tehrani), в которой описывается зависимость фазовых проницаемостей от скорости фильтрации [7]. Отличительной особенностью вводимой опции является то, что она предназначена для моделирования газоконденсатного течения и направлена на:

улучшение подвижности нефтяной и газовой фаз по мере увеличения капиллярного числа, благодаря *эффекту взаимосвязи*.

снижение подвижности газовой фазы благодаря эффекту Форхгеймера по мере увеличения скорости.

Относительные проницаемости модифицируются лишь в том случае, если превышаются пороговые значения капиллярного числа для нефтяной и газовой фаз. Указанное пороговое значение капиллярного числа вычисляется с использованием самого малого первоначально вычисленного значения вязкости газа и самого большого значения поверхностного натяжения.

Такая модификация, к сожалению, не позволяет исключить из дренирования те области, скорость фильтрации в которых чрезвычайно мала, и лишь способствует улучшению фазовых проницаемостей в зоне высоких скоростей течения.

Подобная зависимость (4), (5) относительных фазовых проницаемостей от капиллярного числа была введена в программу трехмерной трехфазной фильтрации FLORA с целью изучения ее влияние на результаты гидродинамического моделирования.

В качестве весовой функции была использована функция Уитсона [3]:

$$f_o = \frac{1}{1 + (N_c/N_{cb})^{1/b}}, \quad (6)$$

где N_{cb} – среднее из предполагаемых значений капиллярного числа.

Для исследования верности выбранной корреляции было проведено сравнение рассчитанных таким образом значений относительных фазовых проницаемостей с экспериментальными данными, полученными в результате лабораторных исследований. Эксперименты проводились на естественном керне проницаемостью 0,450 мкм² (при 100% водонасыщенности), открытая пористость составляла 0,15. Начальная водонасыщенность в экспериментах составляла 0,15. Изовязкозная модель нефти имела вязкость 5,6 спз. Фильтрация в каждом эксперименте проводилась при постоянной скорости и разном соотношении фаз. Затем керн восстанавливался до первоначальной водонасыщенности и эксперимент повторялся при другой скорости. Скорости составляли 1,27; 0,68; 0,36 и 0,17 м/сут. Полученные в результате эксперимента значения относительных фазовых проницаемостей удовлетворительно коррелируют со значениями, рассчитанными по формулам (4)-(6) для $N_{cb}=2.74 \text{E}-03$ и $b=0.33$ (рис.1). Коэффициент корреляции для всех четырех случаев получается весьма высоким: 0,97 – 0,99.

Описанный выше алгоритм был использован для расчетов в трехмерном гидродинамическом моделировании с целью исследования возможности автоматического формирования недренируемых областей в зонах с низкими скоростями фильтрации. В качестве порогового

Р и с. 1. Сравнение расчетных и экспериментальных значений относительных фазовых проницаемостей для различных значений скорости фильтрации:

— 1,27 м/сут; — 0,68 м/сут; — 0,36 м/сут; ---- 0,17 м/сут
 • 1,27 м/сут, эксп; ▲ 0,68 м/сут, эксп; ■ 0,36 м/сут, эксп; ◆ 0,17 м/сут, эксп

значения скорости принималось — 10^{-7} м/с. В областях, где скорости течения оказывались ниже порогового значения, вводились ухудшенные фазовые проницаемости по нефти с $k_{ro}^*=0.1$ и значением остаточной нефтенасыщенности $S_{ro}=0.5$. Это должно было косвенным образом отразить процессы диффузии, происходящие на поровом уровне, в случае, когда скорости фильтрации ничтожно малы.

Исследования проводились на трехмерной гидродинамической модели нефтяного пласта А₄ одного из месторождений Самарской области. Рассматриваемая залежь представляет собой карбонатный коллектор со средней пористостью 23% и проницаемостью 207 мД. Начальная нефтенасыщенность — 0,91, плотность нефти в пластовых условиях — 0,816 т/м³. Просчитывался вариант разработки этой залежи одной скважиной, стоящей на границе внутреннего водонефтяного контакта, с постоянным дебитом по жидкости 150 м³/сут.

Моделирование данной залежи в программе DeskTOP-VIP и Eclipse дает схожие, по сути, результаты. Динамику расчетной обводненности приходится периодически адаптировать к фактическим данным. На прогнозном расчете контур нефтеносности стягивается равномерно, скважина расположенная на краю залежи вырабатывает ее с коэффициентом извлечения нефти, близким к коэффициенту вытеснения — 0,6, что практически нереально при сложившейся системе разработки. Для того чтобы показать верность расчетов созданной программы, на рис. 2 приводятся для сравнения карты остаточных нефтенасыщенных толщин в симуляторе FLORA и в сертифицированном симуляторе DeskTOP-VIP компании Landmark. Как видно, они получились идентичны. Расхождение в расчетных результатах составляет не более 2-3 %.

На рис. 3 представлена карта остаточных нефтенасыщенных толщин после применения в симуляторе FLORA описанной выше методики, когда вводилась зависимость относительных фазовых проницаемостей от скорости фильтрации. В этом случае дренирование залежи происходило совершенно иным образом. Наблюдался ранний прорыв воды, и КИН в итоге получился равным ~ 0,3, что значительно меньше, чем в предыдущем случае (рис. 4). Это подтверждается фактической динамикой обводнения по рассматриваемой залежи.

Р и с. 2. Карта остаточных нефтенасыщенных толщин на конец разработки FLORA (а), VIP (б)

Р и с. 3. Карта остаточных нефтенасыщенных толщин по предложенной модели расчета (2 модель)

Р и с. 4. Характеристики вытеснения двух численных моделей пласта А₄

На рис. 5 представлена карта капиллярных чисел при установившемся режиме фильтрации. Применение вышеизложенного метода дает возможность в построенных гидродинамических моделях с помощью известных физических зависимостей учитывать нелинейность решения в удаленных от скважин областях и тем самым отражать процессы, реально происходящие в пласте. Это повышает достоверность получаемых результатов, а следовательно, и достоверность прогнозов. Масштаб и контур полученной переходной области фильтрации при скоростях, меньших 10^{-7} и больших 10^{-20} , выделены на рис. 5 серым цветом. Введение в рассмотрение ка-

пиллярных чисел дает нам возможность применить совершенно новые технологии в математическом моделировании нефтяного резервуара, например, уменьшить область обчёта на численной сетке, либо же использовать переменную во времени сетку. Поясним это ниже.

Р и с. 5. Карта капиллярных чисел в условиях установившегося режима фильтрации

Допустим, что в рамках некоторой математической модели, представляемой в виде линейной дифференциальной краевой задачи

$$\begin{cases} Lu = f; \\ lu|_{\partial D} = 0; u \in D, \end{cases} \quad (7)$$

имеется критериальное уточнение, позволяющее уменьшить область моделирования. Совокупность таких способов (критериальное уточнение) целесообразно представить в виде некоторой оценочной функции ψ , меняя тем самым на каждом временном срезе область, в которой ищется решение, возможно, увеличивая её и приближаясь к первоначальной. Рассматривая сетку на области, где ищется решение, и сопоставив задаче (7) численную схему

$$\begin{cases} L_k u = f; \\ l_k u|_{\partial D} = 0; u \in D, \end{cases} \quad (8)$$

видим, что нет необходимости пробегать на следующем шаге всю сетку. Это нужно делать только для той ее части, где оценочная функция удовлетворяет некоторым нашим требованиям, с сохранением значений с предыдущего временного шага, где это условие не будет выполнено. Это позволяет сократить время расчёта численной схемы, а в ряде случаев уточнить существующую модель.

Предположим, что решением схемы (8) является сеточная функция u_k . Считаем, что $u_k \rightarrow u$, где u – решение схемы (7). Пусть отдельно выделена временная переменная t , и тогда $u = u(x, t); \{u_k = u_k(x_i, t_j)\}$.

Пусть имеется функция [10]

$$\psi_k : \{x_i\} \times \{t_j\} \rightarrow [0, 1]; \Omega_{\alpha, \psi}^k = \{x_i | \psi_k(x_i, t_j) \leq \alpha; \alpha \in [0, 1]\}.$$

Причём расчёт по численной схеме будет вестись только там, где $\psi_k(x_i, t_j) > \alpha + \varepsilon_k$, иначе значения в пространстве будем брать с предыдущего временного шага.

Аналогично выбирается $\psi : D \times T \rightarrow [0, 1]; \Omega_{\alpha, \psi} = \{x | \psi(x, t) \leq \alpha; \alpha \in [0, 1]\}$.

Функция $\psi_k(x_i, t_j)$ выбирается так, чтобы $\psi_k(x_i, t_j) \xrightarrow[x_i \rightarrow x]{t_j \rightarrow t} \psi(x, t)$ и

$$\psi(x, t) \leq \alpha \Rightarrow \psi_k(x_i, t_j) \leq \alpha + \varepsilon_k, \text{ где } \|u - u_k\| \leq \varepsilon_k.$$

Таким образом, обсчёт численной схемы будет вестись только там, где $\psi_k(x_i, t_j) > \alpha + \varepsilon_k$.

Если $\Omega = \bigcap_j \Omega_{k,j}^\alpha \neq \emptyset$, то область $\Omega \subseteq D$ – не будет зависеть от времени и от воздействия всюду на T .

Применим вышеизложенные положения к дифференциальной задаче (1)–(2), которая описывает трёхфазную трёхмерную фильтрацию некоторого объекта, в рамках которого эта дифференциальная задача дополняется граничными условиями некоторого вида. Функцию ψ целесообразно выбрать таким образом, чтобы учесть зону применимости задачи (1)–(2), которая ограничена применимостью закона Дарси и, чтобы скорость распространения воздействия была уменьшена некоторым образом, т.е. отбросить те зоны, скорость фильтрации в которых через малое время не превосходит ошибки численной схемы при вычислении этой скорости; либо же ограничения можно накладывать на капиллярное число, таким образом, ограничивая всякий раз множество вычисляемых элементов численной схемы. Однако нужно распространять волны давления вплоть до границы области D .

Для того чтобы помимо течения флюидов в пласте учесть упругое взаимодействие зон влияния, сформированных каким-либо способом, к задаче (1)–(2) необходимо добавить уравнения деформации пластовой залежи, которые и будут решаться только там, где отсутствует движение флюидов. В случае неизотермического сжатия это будет следующая система уравнений [10]:

$$\begin{cases} \frac{dV'}{V'} = \frac{1}{V'} \frac{\partial V'}{\partial \sigma} d\sigma + \frac{1}{V'} \frac{\partial V'}{\partial p} dp + \frac{1}{V'} \frac{\partial V'}{\partial t} dt; \\ \frac{dV_n'}{V_n'} = \frac{1}{V_n'} \frac{\partial V_n'}{\partial \sigma} d\sigma + \frac{1}{V_n'} \frac{\partial V_n'}{\partial p} dp + \frac{1}{V_n'} \frac{\partial V_n'}{\partial t} dt; \\ \frac{dV_{m6}'}{V_{m6}'} = \frac{1}{V_{m6}'} \frac{\partial V_{m6}'}{\partial \sigma} d\sigma + \frac{1}{V_{m6}'} \frac{\partial V_{m6}'}{\partial p} dp + \frac{1}{V_{m6}'} \frac{\partial V_{m6}'}{\partial t} dt. \end{cases} \quad (9)$$

Здесь $V' = V_n' + V_{m6}'$ – объём осадочной породы; V_n' – объём пор; V_{m6}' – объём твёрдой фазы; σ – нормальное напряжение породы; p – давление; t – температура пласта.

Для того чтобы учесть объём закрытых пор, можно представить V_n' в виде суммы $V_o^{n'} + V_3^{n'}$, где $V_o^{n'}$ – объём связанных пор, $V_3^{n'}$ – объём закрытых пор, не участвующих в фильтрации жидкости в пласте.

В конечном итоге получаем:

$$\begin{cases} \frac{dV'}{V'} = \frac{1}{V'} \frac{\partial V'}{\partial \sigma} d\sigma + \frac{1}{V'} \frac{\partial V'}{\partial p} dp + \frac{1}{V'} \frac{\partial V'}{\partial t} dt; \\ \frac{dV_o^{n'}}{V_o^{n'}} = \frac{1}{V_o^{n'}} \frac{\partial V_o^{n'}}{\partial \sigma} d\sigma + \frac{1}{V_o^{n'}} \frac{\partial V_o^{n'}}{\partial p} dp + \frac{1}{V_o^{n'}} \frac{\partial V_o^{n'}}{\partial t} dt; \\ \frac{dV_3^{n'}}{V_3^{n'}} = \frac{1}{V_3^{n'}} \frac{\partial V_3^{n'}}{\partial \sigma} d\sigma + \frac{1}{V_3^{n'}} \frac{\partial V_3^{n'}}{\partial p} dp + \frac{1}{V_3^{n'}} \frac{\partial V_3^{n'}}{\partial t} dt; \\ \frac{dV_{m6}'}{V_{m6}'} = \frac{1}{V_{m6}'} \frac{\partial V_{m6}'}{\partial \sigma} d\sigma + \frac{1}{V_{m6}'} \frac{\partial V_{m6}'}{\partial p} dp + \frac{1}{V_{m6}'} \frac{\partial V_{m6}'}{\partial t} dt. \end{cases} \quad (10)$$

Задача (10) просчитывается всюду в пласте, при условии предположения его упругости. Совместная задача (9)–(10) просчитывается согласно оценочной функции ψ .

Если область $\Omega = \bigcap_j \Omega_{k,j}^\alpha \neq \emptyset$, то к моменту начала движения флюидов в этой области, если

это произойдёт в прогнозе, упругая энергия указанной области уже уменьшится, и тогда потенциал скважины, пробуренной в данной области, будет несколько уменьшен.

Если неколлектор представлен в численной схеме в явной форме, т.е. как зоны нетечения флюидов, то следует распространять расчёт задачи (10) и на него. Под неколлектором в явной форме следует понимать критериально закрепленные зоны. При наличии глинистых включений следует переходить к иной форме уравнений (10), учитывавших бы вязко-пластичные свойства как коллектора, так и неколлектора. Дополнения, связанные с учетом вязко-пластичности скелета породы, в настоящей работе не рассматриваются.

Рассмотрим более подробно задачу о выборе критериальной функции оценки в соответствии со значением капиллярного числа N_c . Будем считать, что все преобразования для функции (6), производимые ниже, допустимы. Таким образом, если нам известно значение капиллярного числа всюду на сетке, то там, где $\frac{N_c}{N_{cb}} \ll 1$, можно считать $f_\alpha(N_c) \cong 1$, тогда

$$k_{r\alpha}^*(N_c) \cong k_{r\alpha,imm} \rightarrow 0, \quad \frac{S_\alpha - S_{r\alpha}(N_c)}{S_{ai} - S_{r\alpha}(N_c)} \rightarrow 1 - 0 \leq 1 \Rightarrow \left(\frac{S_\alpha - S_{r\alpha}(N_c)}{S_{ai} - S_{r\alpha}(N_c)} \right)^{\varepsilon_\alpha(N_c)} \leq 1 \Rightarrow k_{r\alpha}(S_\alpha, N_c) \cong 0.$$

Получаем следующую дифференциальную задачу для областей, где капиллярное число мало (предполагаем, что все условия теоремы о сингулярном возмущении выполнены [11]):

$$\begin{cases} 0 = \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\varphi S_o}{B_o} \right] + q_o; \\ 0 = \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\varphi S_w}{B_w} \right] + q_w; \\ 0 = \frac{\partial}{\partial t} \left[\varphi \left(\frac{S_g}{B_g} + R_s \frac{S_o}{B_o} \right) \right] + R_s q_o + q_{fg}; \\ S_o + S_w + S_g = 1; \\ P_{cow} = P_o - P_w = f_1(S_o, S_w); \\ P_{cog} = P_o - P_g = f_1(S_o, S_g). \end{cases}$$

Предположим, что в зоне с малым капиллярным числом нет действующих источников или стоков (работающих скважин), следовательно, насыщенность, пористость и объемный коэффициент практически не меняются. Тогда получаем тождественную дифференциальную задачу:

$$\begin{cases} 0 = 0; \\ 0 = 0; \\ 0 = 0; \\ S_o + S_w + S_g = 1; \\ P_{cow} = P_o - P_w = f_1(S_o, S_w); \\ P_{cog} = P_o - P_g = f_1(S_o, S_g). \end{cases}$$

Другими словами, критериальная функция должна быть выбрана так, чтобы в зонах, где отсутствуют скважины и капиллярное число мало, движение флюидов отсутствовало бы. Тем самым изложенная схема уменьшает время расчёта, если не учитывать упругого взаимодействия. Если же учитывать упругое или вязкоупругое взаимодействие, то предложенная схема уточняет модель (1)-(2), а также позволяет уменьшить количество расчётных ячеек для этой схемы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. М.: Наука, 1978, 736 стр.
2. Aziz K., Settari A. Petroleum Reservoir Simulation. // New York: Elsevier Applied Science Publishers, 1979. 362p.
3. Blom, S.M.P. and Hagoort, J.: How to include the capillary number in gas condensate relative permeability functions? SPE 49268 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Louisiana, 27-30 Sept. 1998. P. 661-671.
4. Ентов В.М., Зазовский А.Ф. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи. М.: Недра, 1989. 232 с.
5. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. Ч. II. М.: Наука. 1987. 360 с.
6. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
7. Jamilohmady M., Danesh A., G. Henderson G., Tehrani D. Variations of Gas-Condensate Relative Permeability with Production Rate at Near Wellbore Conditions: A General Correlation, paper SPE 83960. Aberdeen, UK, 2003. 12p.
8. Saskia M.P. Blom and Jacques Hagoort. The combined effect of near-critical relative permeability and non-darcy flow on well impairment by condensate drop out // SPE 51367. October 1998. P. 421-429.
9. Haniff, M.S. and Ali, J.K. Relative permeability and low tension fluid flow in gas condensate systems // SPE 20917. European petroleum conference, 21-24 Oct. 1990. P. 351-358.
10. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1970.
11. Курс высшей математики и математической физики. / Под редакцией Тихонова А.Н., Ильина В.А., Свешникова А.Г. М.: Наука, 1980. 462 с.

Поступила 06.10.2004 г.