

ВЫЧИСЛЕНИЕ ПОДВИЖНОСТИ ВО ВСКРЫТЫХ СКВАЖИНОЙ ИНТЕРВАЛАХ

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

Как показано в обзорной работе данного выпуска*, дебит компонента вскрытого скважиной интервала представляет собой произведение трех членов: проводимости скважинного соединения, подвижности и перепада давления. Вычислению проводимости скважинного соединения посвящены пять работ**, а вычислению перепада давления – одна работа*** данного выпуска. Переходим теперь к обсуждению проблем вычисления подвижности. Как будет показано ниже, главным образом из-за проблем с точным вычислением данного коэффициента, потребуется переход к более сложной мультисегментной модели скважины. Некоторые ее свойства рассматриваются в работе**** данного выпуска.

Для добывающих интервалов ($\Delta P_i > 0$) подвижность каждой фазы равняется соответствующему значению подвижности одноименной фазы в сеточной ячейке, вскрытой скважиной [1]:

$$M_{ai} = \frac{k_{\alpha}(S_{ai})\rho_{\alpha}(P_{ai})}{\mu_{\alpha}(P_{ai})}. \quad (1)$$

В случае учета растворимости компонентов в фазах речь идет о подвижности M_{α}^l

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

** См. статьи:

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «Вычисление коэффициента проводимости скважинного соединения. Метод Писмена»;

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «Вычисление коэффициента проводимости скважинного соединения наклонной или горизонтальной скважины»;

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «Вычисление коэффициента проводимости скважинного соединения на сетке Вороного»;

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «Вычисление коэффициента проводимости скважинного соединения – полуаналитический метод Стенфордского университета»;

Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «Повышение точности околоскважинного моделирования за счет локального пространственного измельчения сетки» в данном выпуске.

*** См. статью Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «Вычисление перепада давления, вызывающего приток/отток в/из скважины» в данном выпуске.

**** См. статью Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. «Мультисегментная модель скважины» в данном выпуске.

компонента l : $M_i^l = \sum_{\alpha} M_{\alpha i}^l$. Иными словами, о полной подвижности компонента l , движущегося в растворенном состоянии в фазах α . Здесь $M_{\alpha}^l = \frac{k_{\alpha} \rho_{\alpha} C_{\alpha}^l}{\mu_{\alpha}}$, где k_{α} – функция относительной фазовой проницаемости (ОФП) фазы α . $\rho_{\alpha}, \mu_{\alpha}$ – соответственно плотность и вязкость фазы α . А C_{α}^l – массовая концентрация компонента l в фазе α .

Таким образом, вычисление подвижности добывающего интервала не вызывает никаких затруднений, представляя собой простейшую ситуацию.

Существенно сложнее обстоит дело с нагнетающим интервалом ($\Delta P_i < 0$). В добывающем интервале фазы притекают с подвижностью, давлением и составом, характерными для вскрытого скважиной сеточного блока. В противоположность этому, в нагнетательных интервалах закачиваемый флюид определяется условием нагнетания. Это граничное условие на насыщенность в направлении вверх по потоку. На практике этим условием пренебрегают, используя следующую формулу для вычисления подвижности [2]:

$$M_{\alpha i} = \left(\frac{k_g(S_{gi})}{\mu_g(P_{gi})} + \frac{k_o(S_{gi}, S_{wi})}{\mu_o(P_{oi})} + \frac{k_w(S_{wi})}{\mu_w(P_{wi})} \right) \rho_{\alpha}(P_{\alpha i}). \quad (2)$$

Таким образом, подвижность закачивающего интервала становится функцией общей подвижности флюидов в сеточном блоке. В симуляторах вынужденно пришлось пойти на такой прием из-за особенности моделирования процесса закачки флюида в пласт. Предположим, имеется нефтенасыщенный коллектор с остаточной водой и начинается процесс заводнения. Тогда в нагнетательной скважине закачиваемый флюид представлен водой, а подвижность воды в сеточном блоке изначально равна нулю. Если использовать формулу (1), то вода при закачке никогда не приобретет подвижность, поскольку она изначально находится на пороге подвижности, а значит, ее ОФП равна нулю. Поэтому и расход закачиваемой воды будет нулевым.

Формула (2) позволяет избежать данного недоразумения, поскольку используется полная подвижность в сеточной ячейке. Благодаря данному обстоятельству, закачиваемая вода начнет поступать в пласт. Правда в начальный момент времени она будет поступать с подвижностью нефти, а не воды. Но данное недоразумение достаточно быстро самоустранился, как только вода полностью вытеснит нефть из вскрытой скважиной ячейки. Тогда вода в пласт будет попадать с правильной подвижностью – подвижностью

водной фазы. Соответственно, ошибка, заранее закладываемая в расчет подвижности закачиваемой фазы, не очень значительна. Она имеет место только в течение процесса вытеснения фаз из ячейки, вскрытой скважиной, до порога их подвижности.

Альтернативный подход развивался в рамках семейства симуляторов фирмы CMG (Computer Modeling Group). Идея излагается в статьях [3, 4]. При этом работа [4] является развитием подхода, описанного в [3]. Если первый прообраз [3] посвящен моделированию работы горизонтальной скважины, то в работе [4] метод перенесен на случай вертикальной скважины.

Особенностью модели является появление новых скважинных переменных – насыщенностей фаз на забое скважины $S_{we,j}$ в сеточных блоках j , вскрытых скважиной. Таким образом, в дополнение к забойному давлению в качестве неизвестных появляются насыщенности фазами. Само уравнение работы скважины представляют в виде закона сохранения массы аналогично фильтрационным уравнениям. В результате каждому сеточному блоку со скважиной приписывается насыщенность фазой в стволе скважины. Интересно заметить, что для закачивающего интервала для расчета подвижности применяется формула

$$\lambda_j = S_{we,j} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} + \frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} + \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \right)_{reservoir}, \quad j = o, w, g, \quad (3)$$

а не эклипсовский вариант в виде формулы (2). Тогда как для добывающего интервала используется традиционная формула (1).

Иными словами, формула (3) означает, что при перетоке по стволу скважины (или просто при закачке в пласт) подвижности ячеек с закачкой в пласт равны произведению забойной насыщенности на суммарную подвижность пластового сеточного блока. Отметим, что нетривиальной задачей является инициализация начальных насыщенностей на забое. Для этого решается специальная задача динамического, а не статического равновесия.

Таким образом, вычисление подвижности добывающих интервалов осуществляется с разумной точностью. Ошибка в вычислении подвижности нагнетающих интервалов носит краткосрочный характер. Она нивелируется в случае длительного процесса закачки флюидов в пласт.

Моделирование перетоков по стволу скважины

Работа [5] представляла современный по тем временам симулятор WELCOS. В нем

впервые предлагался полностью неявный метод совместного решения системы уравнений, включающей фильтрационные уравнения и уравнение работы отдельной скважины. В этом случае уравнение работы скважины непосредственно связано с фильтрационными уравнениями. Данная модель на основе полностью неявного метода получила широкое распространение благодаря своей безусловной устойчивости. Это позволило моделировать процесс фильтрации со значительными временными шагами, сокращая их требуемое число, по сравнению с любыми другими методами.

В моделях рассматриваемого типа скважинные переменные (забойное давление; дебит компонента в сеточном блоке, вскрытом скважиной) находятся одновременно с переменными в сеточных блоках. В данных моделях каждой скважине соответствует одна неявная переменная, представляющая забойное давление [6, 7]. Непосредственная связь члена источника/стока с условиями в сеточном блоке позволяет скважине точно соответствовать целевому дебиту, сохраняя численную стабильность на длительных временных шагах.

Работа [6] явилась развитием работы [5] на случай нескольких работающих скважин, представляя улучшенный симулятор ALPURS.

В статье [8] была предложена усовершенствованная модель скважины для модели нелетучей нефти. В ней скважинные условия описываются тремя неизвестными вместо обычно используемой одной переменной. Две дополнительные переменные описывают состав смеси на забое скважины, обеспечивая возможность моделирования перетоков по стволу скважины из одного интервала перфорации в другой, причем в полностью неявном трехфазном симуляторе. Эти две новые переменные соответствовали долям воды и газа на забое. При этом вариации гидростатического давления по перфорированным интервалам скважины рассчитывались явным образом по локальным плотностям флюидов. Для замыкания системы уравнений по скважине добавлялись два уравнения глобального баланса массы по скважине. В этом подходе свойства флюидов и насыщенности предполагались однородными в пределах забоя скважины.

Концепция была расширена на композиционное моделирование включением дополнительной переменной на компонент [9], хотя не все реализации использовали эти дополнительные переменные в качестве фазовых переменных [10].

Ограничения последней, наиболее продвинутой методики:

- вычисление градиента давления осуществляется на основе приближенного

вычисления гидростатического напора при полном пренебрежении эффектом трения;

- ограниченное описание изменения состава движущихся флюидов по стволу скважины. Поскольку используется один набор переменных для представления всего содержимого на забое, в случае возникновения перетока между пластами вдоль ствола скважины, нагнетаемая в пласт смесь представляется средним составом на забое. Здесь неявно предполагается, что флюиды на забое полностью смешиваются.

Поскольку семейство симуляторов фирмы CMG использует вспомогательные скважинные переменные – насыщенности фаз на забое скважины $S_{we,j}$ в скважинных сеточных блоках, моделирование перетоков осуществляется точнее, чем при традиционном подходе [8], ибо точнее учитывает изменение состава смеси движущихся в стволе скважины флюидов. Соответственно и при перетоке используется не средний состав по всей скважине, а уточненный, соответствующий данному вскрытому скважиной интервалу.

Повсеместное использование горизонтальных скважин поставило вопрос об уменьшении продуктивности скважин из-за потерь давления на трение вдоль ствола. В [2] было предложено расширение модели с тремя скважинными переменными для включения потерь давления на трение вдоль вскрытых секций скважины. В этой модели – «модели трения на забое» – набор трех главных переменных дополнен фазовой переменной для каждого вскрытия сеточного блока. Эта переменная представляет потери давления на трение между соединением и отметкой задания забойного давления.

Следует иметь в виду, что вычисление потерь на трение основывалось на однородной модели. А гидростатический член на забое вычисляется тем же способом, что и в модели с тремя переменными, а именно с использованием явных переменных локальной плотности смеси в предположении однородности течения. В последние годы модель, учитывающая трение на забое, использовалась для определения продуктивности горизонтальных скважин во многих проектах. Одна из часто упоминаемых ссылок – публикация [11].

Модель трения на забое адаптирована на случай многозабойных скважин. Однако такие скважины обострили главный недостаток модели – приближенный характер описания перетоков по стволу скважины. Поскольку модель имеет только две переменные для упрощенного описания состава флюидов в целой скважине, закачка при перетоке в пласт вычисляется пропорционально среднему содержанию компонента в стволе в целом,

вне зависимости от местоположения закачивающего интервала в пределах скважины. Такой подход особенно некорректен, когда происходит переток внутри отдельного ответвления или между стволами многозабойной скважины. Тут средним составом не обойтись!

Более точное моделирование перетока может быть достигнуто разбиением забоя на сегменты с собственными наборами фазовых переменных [9]. Дополнительное преимущество мультисегментного подхода состоит в способности включения прогрессивных моделей для вычисления градиентов давления на забое в соответствии с локальными условиями [12]. Мультисегментный подход может быть легко адаптирован на случай многозабойных скважин с корректным сохранением флюидных потоков по множеству стволов. Кроме того, он дает средства для моделирования интеллектуальных скважин с забойными управляющими устройствами, поскольку индивидуальные сегменты могут использоваться для представления работы отдельных управляющих устройств.

Основной вывод с точки зрения моделирования продвинутых скважин нетрадиционных типов: необходимость выбора мультисегментной модели скважины.

Простейшая модель перетока

Если скважина связана более чем с одной сеточной ячейкой, то может возникнуть переток по стволу скважины, при котором знак депрессии в одном соединении отличается от знака депрессии в другом соединении. Подобное может произойти из-за плохой вертикальной сообщаемости в пласте, когда вертикальный градиент давления значительно отличается от гидростатически равновесного. Кроме того, перетоки по стволу могут произойти при низких дебитах, скоростях; когда депрессия мала и может менять знак на противоположный в одном или нескольких соединениях в результате разницы между вертикальным градиентом давления в пласте и на забое скважины. Специальный случай аналогичного поведения – закрытие скважины выше уровня пласта, когда все интервалы перфорации остаются открытыми для притока.

В случае, когда имеет место переток по стволу, необходимо моделировать закачку смеси фаз (компонентов) в пласт через одно или несколько соединений. Например, изменение знака репрессии на противоположный в водонагнетательной скважине приведет к притоку некоторого количества нефти из пласта в скважину с последующим ее смешением с водой. Или в добывающей скважине, испытывающей переток по стволу, смесь газа с нефтью из одного соединения закачивается в другое соединение. Чтобы

корректно моделировать подобные ситуации, член подвижности закачиваемой фазы должен соответствующим образом корректироваться с учетом смеси флюидов на забое.

Приведем еще раз формулу притока к сеточной ячейке, вскрытой скважиной:

$$q^l = T_i M_i^l \Delta P_i. \quad (4)$$

В зависимости от знака перепада давления ΔP_i будет происходить приток в ствол ($\Delta P_i > 0$) или закачка флюида из ствола скважины в пласт ($\Delta P_i < 0$). Отметим, что формула (4) применима для любого интервала скважины. Как для добывающего, так и для закачивающего из/в пласт.

Допустим, имеется скважина, испытывающая переток флюидов по своему стволу. Определим объемы компонентов в поверхностных условиях, находящихся в стволе скважины. Обозначим их символами $\alpha_{fo}, \alpha_w, \alpha_{fg}$ для свободной нефти, воды и свободного газа соответственно. В ECLIPSE они носят название «скважинных объемных коэффициентов».

Для этого используется предположение, что смесь флюидов однородна в пределах ствола скважины. А расход компонента (фазы) через каждый нагнетающий интервал пропорционален объемному коэффициенту скважины. Если также предположить, что общая приемистость смеси флюидов все еще зависит от общей подвижности флюидов в пределах вскрытого сеточного блока, то подвижности закачки при перетоке выражаются следующим образом:

$$M_{pj} = \frac{\frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_g}{\mu_g}}{\alpha_{fo} B_{oj} + \alpha_w B_{wj} + \alpha_{fg} B_{gj}}. \quad (5)$$

Уравнение (5) сводится к уравнению (2), если на забое скважины присутствуют только свободные фазы.

Выводы

При моделировании интеллектуальных скважин вполне реальна ситуация с перетоком флюидов по стволу скважины, когда часть интервалов скважины работает на добычу, а часть – на закачку. В подобной ситуации крайне важно правильно определять подвижность закачиваемого флюида. Традиционная модель перетока не способна правильно ее оценить, поэтому необходим переход на мультисегментную модель скважины.

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. *Chappellear J.E., Williamson A.S.* Representing wells in numerical reservoir simulation: Part 2. Implementation // SPEJ. 1981. June. P. 339–344.
2. ECLIPSE 200 Reference Manual, GeoQuest, 1998.
3. *Collins D.A., Nghiem L.X., Sharma R., Li Y.-K., Jha K.N.* Field-scale simulation of horizontal wells // Canad. Petrol. Technol. 1992. Vol. 31. P. 14–21.
4. *Sharma R., Nghiem L.X., Siu A., Collins D.A., Mourits F.M.* Efficient modelling of wellbore backflow // JCPT. 1996. Vol. 35, № 6. P. 34–41.
5. *Trimble R.H., McDonald A.E.* A strongly coupled, implicit well coning model // Paper SPE 5738 prepared for presentation at the 4th SPE Symposium on Numerical Simulation of Reservoir Performance. Los Angeles, February 1976. 5 p.
6. *Bansal P.P., Harper J.L., McDonald A.E., Moreland E.E., Odeh A.S., Trimble R.H.* A strongly coupled, fully implicit, three dimensional, three phase reservoir simulator // Paper SPE 8329 prepared for presentation at the 54th SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition. Las Vegas, Nevada, 23–26 September 1979. 12 p.
7. *Cheshire I.M., Appleyard J.R., Banks D., Crozier R.J., Holmes J.A.* An efficient fully implicit simulator // Paper EUR 179 presented at the European Offshore Petroleum Conference and Exhibition. London, October 1980. P. 325–336.
8. *Holmes J.A.* Enhancements to the strongly coupled, fully implicit well model: wellbore crossflow modeling and collective well control // Paper SPE 12259 prepared for presentation at the 7th SPE Symposium on Reservoir Simulation. San Francisco, California, 15–18 November 1983. 12 p.
9. *Masters J.H.K., Mott R.E.* A new method for modelling wellbore crossflow in reservoir simulators // Proceedings of the 3rd European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. Delft, June 1992.
10. *Coats K.H., Thomas L.K., Pierson R.G.* Compositional and black oil reservoir simulation // Paper SPE 29111 prepared for presentation at the 13th SPE Symposium on Reservoir Simulation. San Antonio, Texas, 12–15 February 1995. P. 149–162.

11. *Seines K., Aavastsmark I., Lien S.C., Rushworth P.* Considering wellbore friction effects in planning horizontal wells // JPT. 1993. October. Vol. 45, No. 10. 8 p. Paper SPE 21124.

12. *Stone T.W., Edmunds N.R., Kristoff B.J.* A comprehensive wellbore/reservoir simulator // Paper SPE 18419 presented at the 10th SPE Symposium on Reservoir Simulation, Houston, Texas, 6–8 February 1989. 14 p.