

тепла в окружающую среду, данный метод становится весьма дорогим. Как раз это и стало ключевым фактором временного отказа данного метода, как самостоятельного для удаления отложений [1].

Выводы:

1. Месторождения углеводородов, находящиеся в регионе Поволжья, подвержены образованию АСПО из-за свойств и состава самой нефти. Также целой совокупностью факторов образования отложений является то, что большинство месторождений переведены на позднюю стадию разработки.

2. Наибольшее распространение на месторождениях Поволжья, из числа термических методов борьбы с отложениями получил метод электронагрева, а также промывка скважины горячей нефтью или водой.

3. Тепловые методы депарафинизации доказали свою надежность и эффективность в борьбе с отложениями, однако по сравнению с другими методами борьбы с отложениями являются дорогостоящими. В результате проведения промыслово-исследовательских работ на месторождениях было установлено, что в стволе скважины происходят значительные потери тепла.

4. Проблема потерь тепла в стволе скважины решается интеграцией правильно-подобранного оборудования, которое позволяет минимизировать потери тепла, а также точно рассчитанных параметров разработки залежи, во избежание дополнительных осложнений при работе. Их выполнение гарантировано увеличит эффективность данных методов.

Литература

1. Березовский Д.А. Анализ работы скважин, осложненных формированием асфальто-смоло-парафиновых отложений на примере Матросовского месторождения, и разработка рекомендаций по применению методов борьбы с АСПО / Березовский Д.А., Самойлов А.С., Башардауст М.Д. // Наука.Техника.Технологии (Политехнический вестник). – 2017. – № 3 – С. 124-141.
2. Глущенко В.Н. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений / Глущенко В.Н., Силин В.Н. / Нефтепромысловая химия. - М.: Интерконтракт Наука, 2009.
3. Иванова Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268-284.
4. Лekomцев А.В. Оценка результатов промывок нефтесодержащих скважин теплоносителем и углеводородным растворителем на месторождениях Ножовской группы / Лekomцев А.В., Турбаков М.С. // Научные исследования и инновации. – 2010. – Т. 4. – № 2. – С. 31-32.
5. Соболева Е.В. Анализ условий образования и методы борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями в скважинах при добыче нефти на месторождениях Верхнего Прикамья / Соболева Е.В. // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 8. – С. 71-77.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЛИНИЙ ТОКА ДЛЯ ЗАДАЧИ ФИЛЬТРАЦИИ ДВУХФАЗНОЙ ЖИДКОСТИ В ВОСПРОИЗВЕДЕНИИ ЭКСПЕРИМЕНТА ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ФУНКЦИЙ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ

И.В. Китаев

Научный руководитель – эксперт ООО «Тюменский нефтяной научный центр» А.В. Степанов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Относительная фазовая проницаемость является одним из ключевых параметров для предсказания потоков многофазных жидкостей и распределения насыщенностей при несмешиваемом заводнении. Эксперименты по заводнению керн жидкостями представляют основной подход к определению относительных фазовых проницаемостей при таком типе заводнения.

В этой работе формулируется математическая постановка проблемы, а именно получены уравнения для реализации решения фильтрации двухфазной жидкости в пористой среде методом линий тока. Кроме того, реализуется численное решение уравнения для нахождения распределения давления в модели. Также здесь описывается и воплощается трассировка линий тока на расчетной сетке модели.

Система фильтрационных уравнений

Положим, что все расчётные ячейки имеют одинаковую пористость ϕ и что фазы жидкости и породы являются несжимаемыми средами. Это сделано исходя из достаточности условий проведения эксперимента по определению относительных фазовых проницаемостей. Тогда получим уравнение давления из закона сохранения массы для двух фаз и множество одномерных уравнений для расчета насыщенностей вдоль линий тока:

$$\begin{cases} -\nabla(K \lambda_t \nabla p) = \frac{q_w}{\rho_w} + \frac{q_o}{\rho_o} \\ \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial f_w}{\partial t} = \frac{q_w}{\phi} \end{cases}$$

Постановка численного эксперимента

В работе способы решения фильтрационных уравнений следует выбрать так, чтобы соответствовать постановке IMPES, алгоритм которого представлен на рисунке 1. IMPES (implicit pressure, explicit saturations) – формулировка решения фильтрационной задачи, которая подразумевает нахождение неизвестного распределения давления неявным способом, а всех остальных необходимых переменных – явным. Неявная схема в применении к уравнению для нахождения давления позволит производить расчёт через большие промежутки времени, сохраняя устойчивость численного решения.

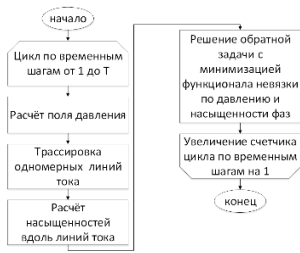


Рис. 1 – Блок-схема алгоритма нахождения функций ОФП с фильтрационным решателем в постановке IMPES

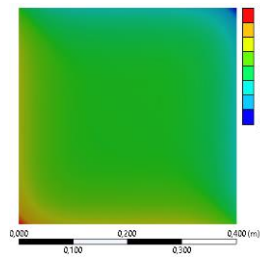


Рис. 2 – Распределение давления в модели, полученное в программном обеспечении ANSYS, с ненулевыми потоками на границах

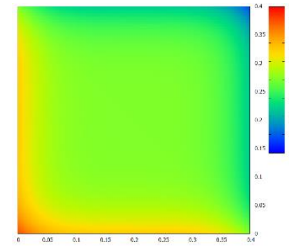


Рис. 3 – Распределение давления в модели, полученное в собственной реализации, с ненулевыми потоками на границах

Применение терминологии линий тока позволит свести двумерное уравнение для расчета насыщенностей к набору одномерных уравнений, что даст повышенную скорость расчета.

Для проверки корректности реализации решения уравнения для давления использовалось программное обеспечение ANSYS, которое использует конечно-элементный анализ. Уравнение для давления может быть приведено к уравнению пьезопроводности путем такого допущения, что относительная фазовая проницаемость и абсолютная проницаемости являются постоянными величинами $k_i = \text{const}$, $K = \text{const}$:

$$\nabla(K\lambda_t \nabla p) = K\lambda_t \nabla^2 p = [\chi = K\lambda_t] = \chi \nabla^2 p$$

Первой тестовой задачей было решено выбрать квадратную расчётную модель, к двум соседним границам которой была подведена плотность потока $q = 1000 \text{ Вт/м}^2$, а к оставшимся двум границам подведена плотность потока $-q$. Обе сравниваемые обладали идентичными характеристиками, в них различались только подходы к реализации решения уравнения. Пространственная дискретизация составляла $\Delta x = \Delta y = 0,04 \text{ м}$, временная $\Delta t = 1 \text{ с}$. Коэффициент пьезопроводности для обоих случаев составляла $\chi = 1,78 \cdot 10^5 \text{ м}^2/\text{с}$.

Если сравнивать рисунок 2 и рисунок 3, то можно заметить, что обоих наблюдается диагональная симметрия и примерно одинаковая закономерность распределения давления. Чтобы детальнее проанализировать различия давлений в двух реализациях, было решено рассмотреть изменение давления с течением времени в одном из расчётных узлов моделей.

Точкой наблюдения выбран расчётный узел с координатой (0;0). Из двух зависимостей видно, что разница между решениями составляет всего 3%.

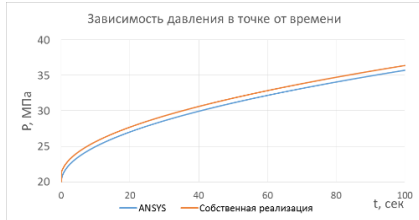


Рис. 4 – Зависимость значения давления в расчётном узле от времени для двух решателей

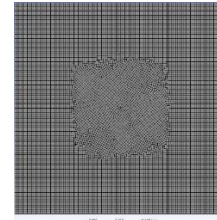


Рис. 5 – Расчётная сетка ANSYS при «точечном» источнике конечного размера

Конфигурация второй тестовой задачи отличалась от первой. В ней присутствовал точечный источник, которые находились в самом центре модели (0,2;0,2), а все четыре границы модели были изолированными, иными словами, поток через них отсутствовал.

При реализации второй тестовой задачи было выяснено, что программное обеспечение ANSYS не «поддерживает» точечные источники. Это означает, что какой бы мы не хотели источник, он всегда будет иметь конечные размеры. Более того, из этого следует, что ANSYS изменит расчётную сетку вокруг этого источника конечного размера, что можно наблюдать на рисунке 5.

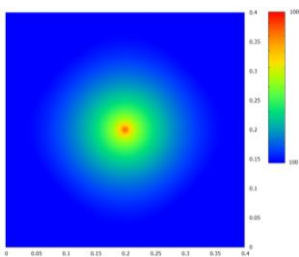


Рис. 6 – Распределение давления в модели, полученное в собственной реализации, с точечным источником

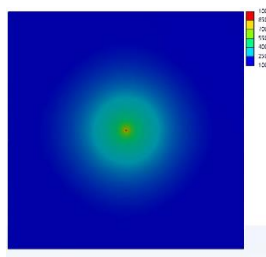


Рис. 7 – Распределение давления в модели, полученное в ANSYS, с точечным источником

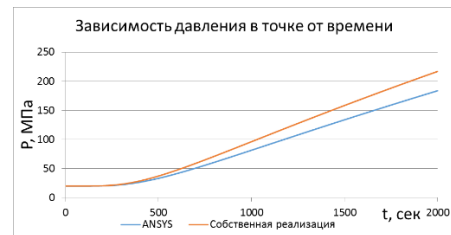


Рис. 8 – Зависимость давления в точке модели от времени в случае точечного источника

Несмотря на это, вторая тестовая задача была проведена для того, чтобы оценить разницу характера поведения поля давления в случае существования точечного источника.

При очередном сравнении результатов тестовых задач наблюдается общий характер распределения поля давления. Это распределение имеет радиальную симметрию, что и должно было наблюдаться при корректной реализации решения уравнения для давления (рис. 8)

В отличие от первой рассмотренной тестовой задачи на этом примере наблюдается большее различие между решениями. Если в первом случае различие возникло только из-за первого расчетного шага, и «линии» шли параллельно друг другу, то во втором случае различие в решениях увеличивается от шага к шагу.

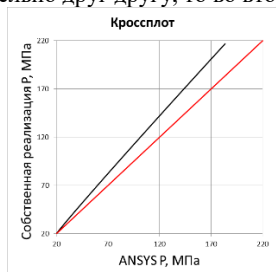


Рис. 9 – Кроссплот расчетных данных ANSYS и собственной реализации

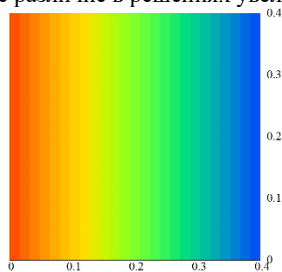


Рис. 10 – Распределение давления с постоянным градиентом по оси абсцисс

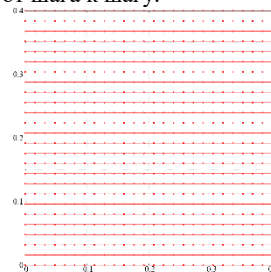


Рис. 11 – Линии тока, полученные трассировкой Поллока

На рисунке видно, что с течением времени отличие в решениях возрастает, причиной чего как раз может служить различие расчетных сеток и невозможность задания точечного источника в программном обеспечении ANSYS.

Реализация трассировки линий тока

Задачей для трассировки линий тока была выбрана модель горной породы, верхняя и нижняя границы которой непроницаемы, а через правую и левую границы флюид закачивается и откачивается соответственно. Такая постановка выбрана из соображений тестирования алгоритма и минимальности «вертикальной» составляющей скорости фильтрации и однородности модели горной породы будут возникать параллельные линии тока.

На рисунке 12 показаны линии тока, полученные соединением точек входа и выхода флюида из расчётной ячейки. Из него видно, что алгоритм трассировки реализован корректно, так как в результате решения получены параллельные линии тока.

Литература

1. Batycky R. P. A 3D Field-Scale Streamline-Based Reservoir Simulator / R. P. Batycky, M. J. Blunt, M. R. Thiele // SPE Reservoir Engineering. – Society of Petroleum Engineers, 1997. – ISSN 0885-9248.
2. Corey A. T. The interrelation between gas and oil relative permeabilities / A. T. Corey // Producers Monthly. – 05.1954. – pp. 38-41.
3. Johansen T. E. Fractional Flow Analysis for Multi-Component Problems with Constant Pressure Boundaries / T.E. Johansen, L. A. James // – St. John's, NL, Canada: Memorial University of Newfoundland, 2014.
4. Pollock D. W. Semianalytical Computation of Path Lines for Finite-Difference Models / D. W. Pollock // Ground Water. – 1988. – pp. 743-750.
5. Batycky R. P. A Three Dimensional Two-Phase Field Scale Streamline Simulator / Roderick Panko Batycky – Stanford University. Stanford, CA, USA. 1997. 326 p.
6. Hægland H. Streamline methods with application to flow and transport in fractured media / Håkon Hægland // – University of Bergen. Bergen, Norway. 2009. – 244 p.
7. Cao J. Determination of Two Phase Relative Permeability from Core Floods with Constant Pressure Boundaries / J. Cao, L. A. James, T. E. Johansen // International Symposium of the Society of Core. – Avignon, France. – 2014. – 6 p.
8. Pasarai U. Application of Streamline Method to Hot Water-Flooding Simulation for Heavy Oil Recovery/ U. Pasari, N.Arihara // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – Jakarta, Indonesia: Society of Petroleum Engineers, 2005. – 8 p.
9. Peddibhotla S. Multiphase Streamline Modeling in Three Dimensions: Further Generalizations and a Field Application / S. Peddibhotla, A. Datta-Gupta, G. Xue // SPE Reservoir Simulation Symposium. – Dallas, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 1997. – 15 p.
10. Seto C.J. Compositional Streamline Simulation of Field Scale Condensate Vaporization by Gas Injection / C. Seto, K.Jessen, F. M. Orr Jr. // SPE Reservoir Simulation Symposium. – Houston, Texas, USA. – 2003. – 14 p. – ISBN 978-1-55563-968-6.
11. Thiele M. R. A Streamline-Based 3D Field-Scale Compositional Reservoir Simulator / M. R. Thiele, R. P. Batycky, M. J. Blunt // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – San Antonio, Texas, USA. – 1997. – 12 p. – ISBN 978-1-55563-399-8.
12. Thiele M. R. Streamline Simulator / M. R. Thiele // 6th International Forum on Reservoir. – Schloss Fuschl, Austria. – 2001. – 24 p.
13. Yan W. Three-phase Compositional Streamline Simulation and Its Application to WAG / W. Yan, M. L. Michelsen, E.H. Stenby, R. A. Berenblyum, A. A. Shapiro // SPE/DOE Symposium on Improved Oil. – Tulsa, Oklahoma, USA: Society of Petroleum Engineers, 2004. – 11 p. – ISBN 978-1-55563-988-4.
14. Yang Y. Multiphase Upscaling Using Approximation Techniques / Y. Yang, X. Wang, X.-H. Wu, L. Bi //SPE Reservoir Simulation Symposium. – The Woodlands, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2013. – 19 p. – ISBN 978-1-61399-233-3.