

РАСЧЕТ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА ПО МОДЕЛИ ФИЛЬТРАЦИИ С ФИКСИРОВАННОЙ ТРУБКОЙ ТОКА

А.Б. Мазо¹, К.А. Поташев¹, В.В. Баушин², Д.В. Булыгин²

¹Казанский федеральный университет, Казань, Россия

²ООО «Актуальные технологии», Казань, Россия

Работа посвящена разработке быстродействующей математической модели, позволяющей достаточно точно рассчитывать сложный процесс полимерного заводнения нефтяного пласта. Предложенная методика состоит из двух этапов и основана на использовании модели с фиксированной трубкой тока. На начальном этапе определяются линии и трубки тока от нагнетательной скважины к окружающим эксплуатационным из решения осредненной по толщине пласта двумерной задачи стационарной фильтрации. Затем для описания полимерного заводнения в каждой трубке тока решается задача двухфазной (вода, нефть) трехкомпонентной (вода, нефть, полимер) фильтрации на детальной сетке с плановым размером ячейки до 1 метра и с шагом по вертикали порядка 20 см.

Декомпозиция трехмерной задачи на серию двумерных позволяет использовать расчетные сетки высокого разрешения для описания процесса продвижения вязкой оторочки. Вязкость водного раствора полимера задается как функция концентрации и скорости сдвига. Математическая модель позволяет оперативно рассчитывать различные сценарии полимерного заводнения, оценивая их эффективность, и определять оптимальные параметры разработки. Детальное численное моделирование полимерного заводнения слоистого пласта проводилось при пяти режимах закачки полимера. В качестве критерия оценки технологической эффективности режима заводнения был выбран производственный – накопленная добыча нефти. По результатам оценки экономической эффективности импульсный режим является наиболее экономичным по затратам загустителя, а постоянный режим – наиболее затратным. Периодический и экспоненциально затухающий режимы требуют приблизительно равного количества полимера. Однако проведенные расчеты не охватывают всех возможных сценариев проведения полимерного заводнения, поэтому каждый случай проектируется индивидуально в зависимости от геолого-промысловых условий заводняемой залежи.

Ключевые слова: полимерное заводнение нефтяного пласта, модель фиксированной трубки тока, моделирование геолого-технических мероприятий, вязкость полимера, двухфазная фильтрация

DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.3>

Для цитирования: Мазо А.Б., Поташев К.А., Баушин В.В., Булыгин Д.В. Расчет полимерного заводнения нефтяного пласта по модели фильтрации с фиксированной трубкой тока. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 1. С. 15-20.

DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.3>

Полимерное заводнение (ПЗ) применяется для повышения нефтеотдачи неоднородного по проницаемости пласта. При обычном заводнении слоистого пласта вода от нагнетательной скважины по высокопроницаемым слоям может прорываться к добывающим скважинам и обводнять их продукцию, тогда как низкопроницаемые пропластки вырабатываются слабо. Добавление загустителя (полимера) в воду при закачке в десятки раз повышает эффективную вязкость флюида в промытых слоях, в результате выравнивается фронт вытеснения, повышается охват пласта заводнением, низкопроницаемые нефтенасыщенные пропластки включаются в разработку, снижается обводненность продукции.

Одной из основных задач проектирования ПЗ является выбор режима закачки полимера в пласт через нагнетательную скважину, т.е. определение функции $c_w(t)$ – зависимости концентрации полимера во внедряемом агенте от времени. Оптимальной на заданном интервале времени $0 < t < T$ будет такая функция $c_w(t)$, которая обеспечит наибольший прирост дебита нефти Q_o на окружающих добывающих скважинах при наименьших расходах воды Q_w и полимера Q_p . Решение оптимизационной задачи на основе геолого-фильтрационных моделей предполагает проведение многовариантных параметрических расчетов. При этом расчетные сетки должны быть достаточно мелкими, чтобы отражать все литологические особенности выбранного для ПЗ участка.

Подчеркнем, что экономическая целесообразность ПЗ определяется «тонкими» процессами формирования, продвижения и распада вязкой оторочки полимерного раствора, многокомпонентной фильтрации флюида в неоднородном коллекторе. Очевидно, обычные средства фильтрационного моделирования, использующие сетки с шагом порядка десятков метров, в данной задаче не пригодны. В настоящей статье предлагается новая методика быстрого расчета полимерного заводнения участка нефтяного пласта, основанная на применении модели с фиксированной трубкой тока. Эта методика состоит из двух этапов: вначале определяются линии и трубки тока от нагнетательной скважины к окружающим эксплуатационным, затем для каждой трубки тока моделируется ПЗ на сетке с плановым размером ячейки до 1 метра и с шагом по вертикали порядка 20 см.

1. Линии и трубки тока

Первые исследования, посвященные приложению теории линий тока и трубок тока к описанию разработки нефтяного пласта, отражены в работах (Muskat, Wyckoff, 1934; Higgins, Leighton, 1962; Martin, Wegner, 1979; Emanuel, Milliken, 1997). Известно, что подобные модели требуют на 1-3 порядка меньше затрат машинного времени по сравнению со стандартным методом конечных разностей. С современным состоянием развития, а также основными

достоинствами и недостатками данных моделей можно ознакомиться в работах (Batycky, 1997; Mallison et al., 2004; Matringe, Gerritsen, 2004; Al-Najem et al., 2012).

Особенностью гидродинамики слоистого пласта, вскрытого вертикальными скважинами, является то, что градиент давления, а значит и направление скорости фильтрации определяется расстановкой скважин и слабо зависит от вертикальной координаты z . Поэтому в первом приближении можно считать, что проекции векторов скорости на горизонтальную плоскость XOY образуют семейство линий тока (ЛТ) ℓ , одинаковых для всех z . Выберем одну из этих линий ℓ , начинающуюся в нагнетательной скважине и заканчивающуюся в добывающей, а также две соседних ЛТ ℓ_1 и ℓ_2 по разные стороны от ℓ . Область, ограниченная снизу подошвой, сверху кровлей пласта, а с боков вертикальными поверхностями, натянутыми на линии ℓ_1 и ℓ_2 , представляет собой трубку тока (ТТ), границы которой непроницаемы для жидкости. В каждой точке l ЛТ ℓ можно измерить ширину $W(l)$ трубки тока. В общем случае конфигурация линии ℓ и относительная ширина $W(l)$ зависят от режима работы окружающих скважин и поэтому меняются со временем. Однако при отсутствии кардинальных изменений разработки пласта (бурение новых скважин вблизи ЛТ, существенное изменение дебита) геометрическая конфигурация течения остается стабильной. Это позволяет использовать стационарную осредненную по толщине пласта математическую модель фильтрации (ХУ-модель) для определения линий и трубок тока на выбранном участке залежи (Поташев и др., 2016; Шелепов и др., 2016) по вычисленной карте изобар и схеме фильтрационных потоков.

На рисунке 1 показаны результаты расчета для модельного участка, содержащего две нагнетательные скважины (5 и 8) и 6 эксплуатационных скважин (1-4, 6, 7). Графики искомых функций ширины ТТ для всех ЛТ приведены на рисунке 2.

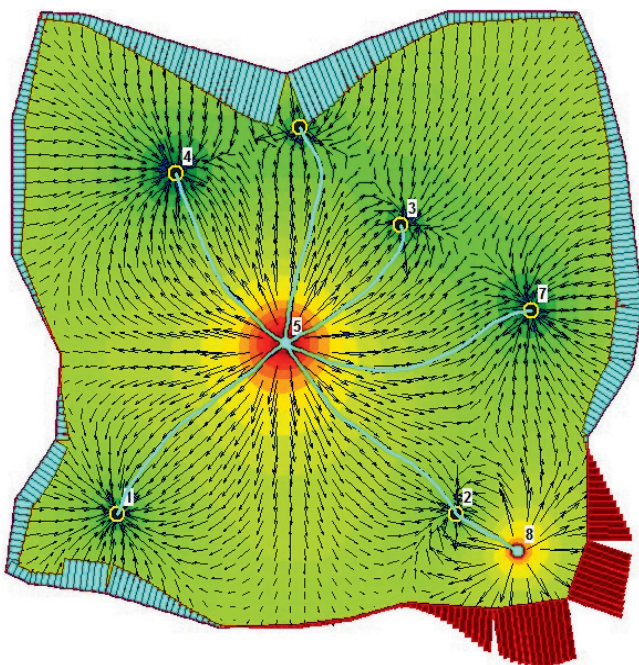


Рис. 1. Линии тока и фильтрационные потоки через границу участка. Цветом показано среднее по толщине пласта пластовое давление

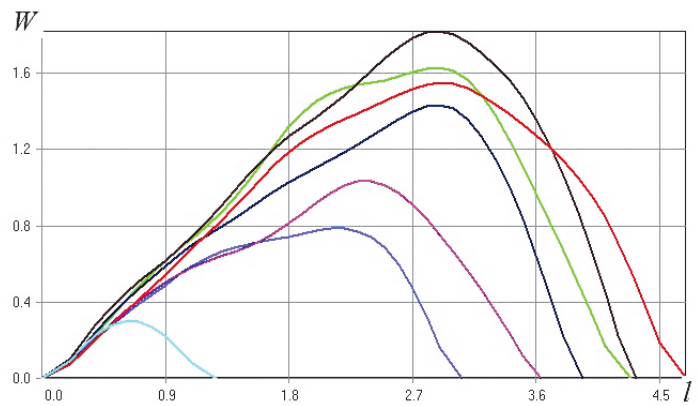


Рис. 2. Относительные ширины $W(l)$ трубок тока вдоль линий тока

Для того, чтобы от трехмерной модели ПЗ перейти к серии двумерных задач в трубках тока, необходимо определить долевые коэффициенты φ_{ij} , которые показывают, какую долю в дебите q_j добывающей скважины с номером j обеспечивает нагнетательная скважина с номером i . При оценке эффективности ПЗ на скважине i все результаты по дебиту скважины j будем умножать на φ_{ij} . Для подсчета долевых коэффициентов вновь воспользуемся ХУ-моделью, в рамках которой уже вычислено поле скоростей фильтрации. Для каждой нагнетательной скважины j ставится и решается стационарная задача о распространении из нее единичной концентрации трассера. Полученное значение концентрации трассера в добывающей скважине i и есть долевой коэффициент φ_{ij} .

2. Вязкость водного раствора полимера

Технология ПЗ основана на переменной вязкости водной фазы μ_w в зависимости от концентрации c загустителя – полиакриламида (ПАА). Обычно она представляется степенной функцией Флори-Хаггинса (Lake, 1989). Кроме того, на вязкость μ_w влияют и другие факторы, среди которых отметим температуру, минерализацию (содержание NaCl), механическую и биологическую деструкцию, а также скорость сдвиговой деформации e при течении раствора ПАА в порах коллектора. Мы принимаем эту зависимость в факторизованной форме:

$$\mu_w = \mu_* \alpha_c(c) \alpha_e(e), \tag{1}$$

где μ_* – базовое значение вязкости раствора ПАА при $c=c_*=1 \text{ кг/м}^3$, $e=e_*=1 \text{ с}^{-1}$, учитывающее средние параметры температуры, минерализации и деструкции.

Безразмерные функции $\alpha_c(c)=\mu_w(c,e_*)/\mu_*$ и $\alpha_e(e)$ строятся по данным лабораторных испытаний и должны удовлетворять условию нормировки $\alpha_c(c_*)=\alpha_e(e_*)=1$.

Отметим, что зависимость $\alpha_c(c)$ возрастающая, а $\alpha_e(e)$ – убывающая, что отражает неньютоновские свойства водного раствора ПАА. При этом вязкость раствора $\mu_w(c,e)$ ограничена снизу значением вязкости воды $\mu_w^0=1 \text{ сПз}=1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ при любых значениях концентрации c . Такое поведение вместе с условием нормировки будет обеспечено, если принять

$$\alpha_e(e) = 1 - \frac{\mu_* - \mu_w(c_*, e)}{\mu_* - \mu_w^0} \left(1 - \frac{\mu_w^0}{\mu_w(c, e_*)} \right). \tag{2}$$

Таким образом, в предлагаемой модели для вычисления вязкости водного раствора ПАА достаточно задать

базовые значения концентрации c_* , скорости сдвига e_* и вязкости μ_* , а также вязкость воды без полимера в пластовых условиях μ_w^0 . Кроме того, следует задать две зависимости: вязкости от концентрации $\mu_w(c, e_*)$ при фиксированном значении $e=e_*$ и вязкости от скорости деформации $\mu_w(c, e)$ при фиксированном значении $c=c_*$. Перечисленные исходные данные, как правило, предоставляются поставщиком полимера в виде таблиц и графиков. Факторизованная формула вязкости (1), (2) достаточно проста и, на наш взгляд, лучше отражает реологические свойства полимерного раствора при больших скоростях сдвига, чем известные модели Метера, где используется понятие «половиной скорости сдвига», и модель «НР» Хирасаки и Поупа, использующая эффективную вязкость (Lake, 1989; Tempest MORE 7.0, 1999-2013; ECLIPSE, Версия 2003A_1).

Типичный вид функций $\mu_w(c, e_*)$ и $\mu_w(c, e)$, построенных по данным (Lake, 1989) для полимера «Ксанфлад», представлен на рисунке 3.

Необходимо подчеркнуть, что именно дилатансия раствора ПАА обеспечивает сохранение обычных значений вязкости и давления в призабойной зоне нагнетательной скважины, где наблюдаются максимумы как концентрации полимера, так и скорости сдвиговых деформаций. Данное реологическое свойство не всегда должным образом учитывается в моделях ПЗ (Маньрин, Швецов, 2002; Чекалин и др., 2009).

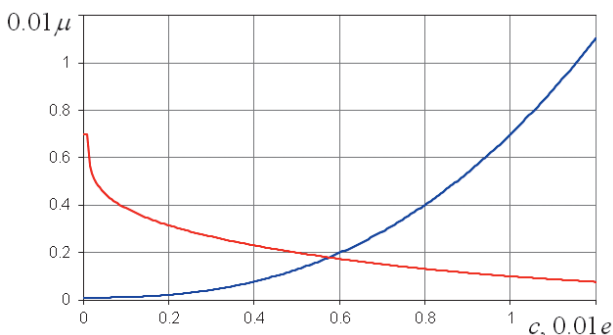


Рис. 3. Зависимость вязкости (МПа с) раствора полимера «Ксанфлад» от концентрации (синяя кривая) при $e=e_*$ и скорости деформации сдвига (красная) при $c=c_*$.

3. Модель полимерного заводнения с фиксированной трубкой тока

Для моделирования ПЗ используем систему уравнений двухфазной (нефть, вода) трехкомпонентной (нефть, вода, полимер) фильтрации (Баренблатт и др., 1984), записанную в вертикальном разрезе пласта по криволинейной ЛТ ℓ , проходящей от нагнетательной скважины до эксплуатационной. По вертикали z область расчета ограничена сверху кровлей $T(l)$, а снизу подошвой $B(l)$; трехмерный характер течения учитывается фиксированной во времени ГТ с шириной $W(l)$. Такую систему уравнений будем называть WLZ-моделью. Она содержит дифференциальные уравнения для давления p , водонасыщенности s и концентрации c загустителя, а также формулы (1), (2), определяющие вязкость μ_w водного раствора ПАА. При этом величина e выражается через скорость фильтрации u водной фазы по формуле:

$$e = \frac{F(s) |u|/m}{\sqrt{k k_w(s) s m}}; \mathbf{u} = (u, v), u = -\sigma \frac{\partial p}{\partial l}, v = -\sigma \frac{\partial p}{\partial z}, \quad (3)$$

где m и k – пористость и абсолютная проницаемость коллектора; $k_w = s^3$ – относительная фазовая проницаемость для воды; гидропроводность σ и доля воды в потоке F определяются следующими соотношениями:

$$F(s) = k_w/\phi, \quad \sigma(s) = k\phi/\mu_w, \quad \phi = k_w + K_\mu k_o. \quad (4)$$

В последней формуле K_μ – отношение вязкости воды к вязкости нефти; $k_o(s) = (1-s)^3$ – относительная фазовая проницаемость для нефти, а μ_w – вязкость водного раствора ПАА, определенная в (1), (2).

В безразмерных переменных математическая WLZ-модель ПЗ с фиксированной трубкой тока имеет следующий вид.

Уравнение для давления:

$$\frac{1}{W} \frac{\partial}{\partial l} \left(W \sigma \frac{\partial p}{\partial l} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\sigma \frac{\partial p}{\partial z} \right) = 0; \quad (5)$$

$B < z < T$; $r_w < l < 1 - r_w$, где r_w – радиус скважины.

Уравнение для водонасыщенности:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + \frac{1}{W} \frac{\partial (W u F(s))}{\partial l} + \frac{\partial (v F(s))}{\partial z} = 0, \quad (6)$$

Уравнение для концентрации полимера:

$$\frac{\partial ((ms + \Gamma)c)}{\partial t} + \frac{1}{W} \frac{\partial (W u F(s)c)}{\partial l} + \frac{\partial (v F(s)c)}{\partial z} = 0, \quad (7)$$

Последнее уравнение содержит константу сорбции Генри Γ .

Граничные условия для уравнений (5) – (7) ставятся следующим образом. На перфорированных участках нагнетательной скважины при $l=r_w$ задаются давление $p=1$, насыщенность $s=1$ и концентрация $c=c_w(t)$. Функция $c_w(t)$ определяет режим закачки полимера в пласт, а ее интеграл – затраты ПАА при ПЗ. На перфорированных участках добывающей скважины, при $l=1-r_w$, задается давление $p=0$. На остальных участках границы расчетной области задается условие гидроизоляции $u_n = -\sigma \partial p / \partial n = 0$.

Начальное условие $t=0$: $s=s_0(l, z)$ для уравнения (6) описывает распределение запасов нефти в изучаемом вертикальном разрезе пласта на момент начала проведения ПЗ. Единственным достоверным способом определения функции $s_0(l, z)$ представляется расчет по полномасштабной геолого-фильтрационной модели с адаптацией по истории разработки пласта (Каневская, 2003). Мы используем для этого суперэлементную фильтрационную модель (Мазо, Булыгин, 2011; Мазо и др., 2013; Mazo et al., 2015), позволяющую решать данную задачу с наименьшими затратами вычислительных ресурсов.

4. Оценка эффективности режима закачки полимера

Математическая модель (1) – (7) позволяет проводить расчеты различных сценариев ПЗ, оценивая эффективность мероприятия на конкретном участке залежи, и определять оптимальные параметры разработки. Приведем некоторые результаты численного моделирования ПЗ трехслойного пласта, у которого абсолютная проницаемость k верхнего слоя равна 1, средний слой высокопроницаемый, $k=10$, а нижний – слабопроницаемый, $k=0.1$ (все величины безразмерны). В момент $t=0$ пласт насыщен нефтью, $s_0(l, z) \equiv 0$. Обе скважины совершенны по вскрытию. Моделируется процесс вытеснения нефти

водным раствором ПАА в ТТ при пяти режимах закачки полимера, описываемых функцией $c_w(t)$ в граничном условии на левой нагнетательной скважине.

Первый режим – это обычное заводнение без ПАА, когда $c_w=0$. Расчет показал, что к моменту безразмерного времени $t=2$ два верхних слоя с проницаемостью $k=1$ и $k=10$ почти полностью выработаны, обводненность добывающей скважины составляет $\eta=0.89$, а нижний слой с проницаемостью $k=0.1$ все еще в значительной части насыщен нефтью. С этим режимом будем сравнивать все остальные режимы ПЗ в поздней стадии разработки пласта, после того как до момента $t=2$ проводилось обычное заводнение ($c_w=0$), а в интервале $2<t<4$ закачивался полимер с безразмерной концентрацией $c_w=1$; режимы ПЗ различаются темпом снижения концентрации в интервале $4<t<8$ и ростом концентрации при $2<t<4$. Второй режим ПЗ – *постоянный*, когда $c_w=1$ при $t>2$. Третий режим назовем *импульсным*, для него $c_w=1$ при $2<t<4$ и $c_w=0$ вне этого интервала времени. Четвертый режим характеризуется *экспоненциальным* снижением концентрации: $c_w(t)=\exp[-(t-4)/2]$ (Рис. 4), на котором показан и расход полимера $c_p(t) = \int_0^t c_w(\tau)q_w(\tau) d\tau$ при расходе воды $q_w=1$.

Наконец, пятый режим ПЗ – *периодический*, он тоже совпадает с импульсным до момента $t=4$, но при $t>4$ функция $c_w(t)$ представляет собой единичные импульсы длиной 0.5, чередующиеся с интервалами той же длительности без закачки ПАА.

Результаты расчета для сравнительной оценки эффективности ПЗ представлены в таблице 1 и содержат процентное увеличение добычи нефти ΔQ_o и процентное сокращение закачки воды ΔQ_w в сравнении с обычным заводнением без закачки ПАА при одинаковом перепаде давления на скважинах; кроме того приведены безразмерные значения расхода полимера $Q_p=c_p(T)$, $T=8$. Выбор наилучшего из рассмотренных режимов ПЗ предполагает экономическую оценку приведенных в таблице показателей.

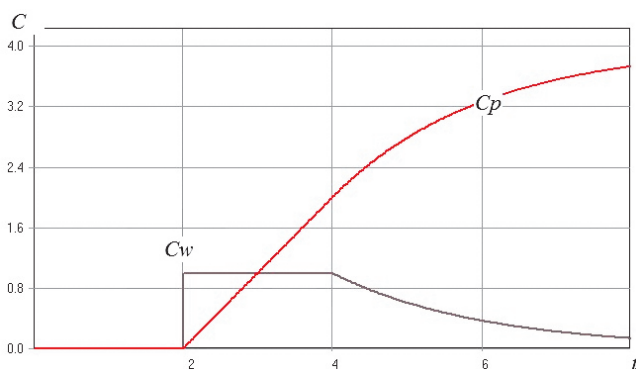


Рис. 4. Экспоненциально затухающий режим закачки ПАА

Режим	Импульсный	Постоянный	Экспоненциальный	Периодический
$\Delta Q_o, \%$	21.13	27.89	27.70	27.26
$\Delta Q_w, \%$	-23.25	-74.2	-43.31	-57.65
Q_p	1	2.99	1.87	1.99

Табл. 1. Прирост добычи нефти ΔQ_o , сокращение закачки воды ΔQ_w в % к обычному заводнению и относительный расход полимера при различных режимах его закачки

Заметим лишь, что постоянный режим закачки ПАА не приводит к существенно большей дополнительной добыче нефти ΔQ_o по сравнению с тремя другими режимами ПЗ, однако требует намного большего расхода дорогостоящего загустителя Q_p . В этом смысле наиболее экономичным является импульсный режим, хотя он в наименьшей степени сокращает объем закачанной воды и обеспечивает наименьший прирост нефтеотдачи. Экспоненциально затухающий и периодический режимы ПЗ представляются весьма выгодными.

Математическое моделирование ПЗ позволяет понять сложную гидродинамику многофазной фильтрации, которая для всех режимов, кроме постоянного, сопровождается созданием и разрушением оторочки полимера на фронте вытеснения, как показано на рис. 5.

Важно отметить, что целики нефти, оставшиеся после прорыва оторочки (Рис. 5), становятся практически не извлекаемыми запасами. Высоковязкая оторочка временно блокирует промытый высокопроницаемый слой, что с некоторой задержкой по времени отражается на снижении обводненности продукции на добывающей скважине (Рис. 6).

Соответственно ведут себя и кривые текущего дебита этой скважины по нефти $q_o(t)$, воде $q_w(t)$ и жидкости $q=q_o+q_w$ (Рис. 7). Видно, что в начале разработки есть короткий безводный период, но в момент $t \approx 0.3$ вода по высокопроницаемому слою прорывается в добывающую скважину, что приводит к некоторому увеличению суммарного дебита, но при этом резко снижается дебит по нефти. Ситуация кардинально меняется в момент $t=2$, когда начинается закачка ПАА. Создается вязкая оторочка, что приводит к резкому падению дебита по воде и по жидкости. При этом дебит по нефти с некоторой задержкой, начиная с $t \approx 2.6$ и до $t \approx 5$ существенно возрастает. Затем оторочка разрушается, вновь растет дебит по воде и по жидкости, а дебит по нефти плавно снижается.

Отличие импульсного режима закачки полимера от режима ПЗ с экспоненциальным убыванием



Рис. 5. Создание, разрыв и разрушение высоковязкой оторочки при импульсном режиме после начала закачки полимера. Поле концентрации ПАА на моменты: $t=2.0, 2.08, 4.24, 2.80, 4.0, 4.08, 4.16, 4.80, 8.00$.

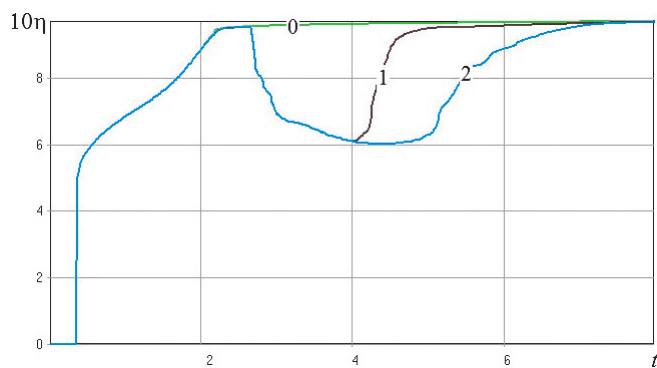


Рис. 6. Обводненность добывающей скважины для обычного заводнения (0), при импульсном (1) и экспоненциальном (2) режиме закачки полимера

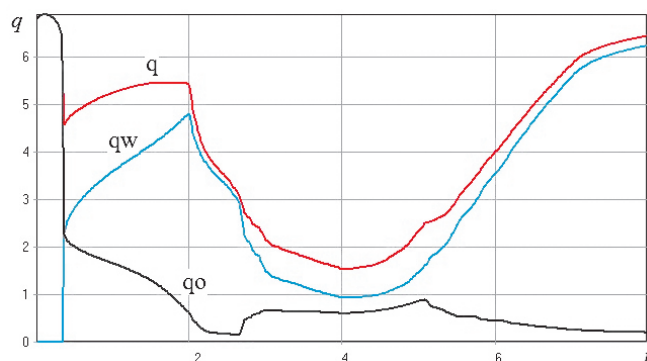


Рис. 7. Дебит скважины по жидкости q , воде q_w и нефти q_o при экспоненциальном режиме закачки полимера

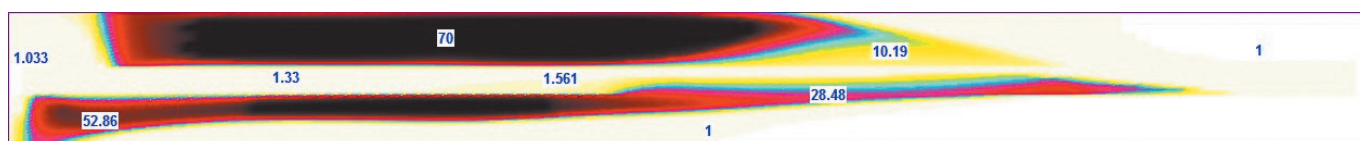


Рис. 8. Поле эффективной вязкости водной фазы при экспоненциальном режиме закачки полимера на момент $t=6.0$

концентрации загустителя состоит в том, что в последнем случае разрыв оторочки в среднем высокопроницаемом слое коллектора происходит не с помощью чистой воды, а с помощью слабо концентрированного раствора ПАА, вязкость которого остается выше вязкости воды до самого конца разработки (Рис. 8).

Заключение

Сформулированная методика численного моделирования процесса полимерного заводнения нефтяного пласта основывается на математической модели фиксированной трубки тока. За счет разложения исходной трехмерной задачи на серию двумерных расчетная схема является быстродействующей и в то же время позволяет использовать расчетные сетки высокого разрешения, необходимые для адекватного описания сложных процессов эволюции и продвижения вязкой оторочки в неоднородном пласте. Предложенный подход может быть использован для оценки эффективности полимерного заводнения участка и определения оптимальных режимов закачки полимера.

Финансирование

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Правительства РТ (№№ 15-41-02698, 15-41-02699).

Литература

- Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.Н. Физико-химическая под-земная гидродинамика нефтяного пласта. М: Недра.1984.
- Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2003. 128 с.
- Мазо А.Б., Булыгин Д.В. Суперэлементы. Новый подход к моделированию разработки нефтяных месторождений. *Нефть. Газ. Новации*. 2011. № 11. С. 6-8.
- Мазо А.Б., Поташев К.А., Калинин Е.И., Булыгин Д.В. Моделирование разработки нефтяных месторождений методом суперэлементов. *Математическое моделирование*. 2013. Т. 25. № 8. С. 51-64.
- Маньрин В.Н., Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. Самара: Самарский Дом печати. 2002. 395 с.

Поташев К.А., Мазо А.Б., Рамазанов Р.Г., Булыгин Д.В. Анализ и проектирование разработки участка нефтяного пласта с использованием модели фиксированной трубки тока. *Нефть. Газ. Новации*. № 4 (187). 2016. С. 32-40.

Чекалин А.Н., Конохов В.М., Костерин А.В. Двухфазная много-компонентная фильтрация в нефтяных пластах сложной структуры. Казань: КГУ. 2009. 180 с.

Шелепов В.В., Булыгин Д.В., Мазо А.Б., Поташев К.А., Рамазанов Р.Г. TubeGeo, версия 1.0. «Моделирование геолого-технических мероприятий методом трубок тока». Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016611381 от 01.02.2016 г.

Al-Najem A.A., Siddiqui S., Soliman M., Yuen B. Streamline Simulation Technology: Evolution and Recent Trends. SPE 160894. 2012. Pp. 1-22.

Batycky R.P. A Three Dimensional Two Phase Field Scale Streamline Simulation. PhD dissertation. Stanford University. Stanford, California. 1997. 177 p.

ECLIPSE. Техническое описание. Версия 2003A_1. Глава 40. Полимерное заводнение.

Emanuel A.S., Milliken W.J. Application of Streamtube Techniques to Full-Field Waterflood Simulation. *SPE Reservoir Engineering*. 1997. Pp. 211-217.

Higgins R.V., Leighton A.J. A Computer Method To Calculate Two-Phase Flow in Any Irregularly Bounded Porous Medium. JPT. 1962. 679 p.

Larry W. Lake. Enhanced oil recovery. Prentice Hall. 1989. 550 p.

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.

Martin J.C., Wegner R.E. Numerical Solution of Multiphase Two-Dimensional Incompressible Flow Using Streamtube Relationship. *SPEJ*. 1979. 313 p.

Matringe S.F., Gerritsen M.G. On Accurate Tracing of Streamlines. Paper SPE 89920. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, Texas. 2004.

Mazo A., Potashev K., Kalinin E. Petroleum reservoir simulation using Super Element Method. *Procedia Earth and Planetary Science*. 2015. V. 15. Pp. 482-487.

Muskat M., Wyckoff R.D. A Theoretical Analysis of Waterflooding Networks. *Trans., AIME*. 1934. 107. Pp. 62-77.

Tempest MORE 7.0. Руководство пользователя. The MORE Polymer Tracking Option. ©Roxar. 1999-2013.

Сведения об авторах

Александр Бенцианович Мазо – доктор физ.-мат. наук, профессор кафедры аэрогидромеханики Казанский федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18

Константин Андреевич Поташев – канд. физ.-мат. наук,
доцент кафедры аэрогидромеханики
Казанский федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18
Тел: +7 (843) 231-52-30, e-mail: KPotashev@mail.ru

Вячеслав Валерьевич Баушин – директор
ООО «Актуальные технологии»
Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, 10в

Дмитрий Владимирович Булыгин – доктор геол.-мин.
наук, заместитель директора
ООО «Актуальные технологии»
Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, 10в

Статья поступила в редакцию 02.11.2016;
Принята к публикации 02.02.2017;
Опубликована 30.03.2017

Numerical Simulation of Oil Reservoir Polymer Flooding by the Model of Fixed Stream Tube

A.B. Mazo¹, K.A. Potashev¹, V.V. Baushin², D.V. Bulygin²

¹Kazan Federal University, Kazan, Russia

²LLC Aktualnye tekhnologii, Kazan, Russia

Abstract. The work is devoted to development of high-speed mathematical model for accurately simulating the complex process of polymer flooding of oil reservoir. The proposed technique based on the use of fixed stream tube model. The technique consists of two steps. First, the stream lines and stream tubes from the injection well to surrounding producer wells defined from the solution of the thickness averaged two-dimensional problem of steady state flow. Then to describe the polymer flooding in each stream tube the problems of two-phase (water, oil) three-component (water, oil, polymer) flow are solved on a detail grid with a lateral mesh size to 1 meter, and with the vertical step of about 20 centimeters. Decomposition of the source three-dimensional problem to a series of two-dimensional problems allows to use high-resolution grids to describe the «thin» features of the viscous rim moving process. The viscosity of the aqueous solution of polymer is given as a function of concentration and shear rate. Model allows to make rapid simulations of different scenarios of polymer flooding, assessing the efficiency, and to determine the optimal parameters of development. The article demonstrated examples of numerical simulation of polymer flooding of a layered formation at different polymer injection modes.

Keywords: polymer flooding of petroleum reservoir, fixed streamtube model, reservoir treatments simulation, polymer viscosity, two phase flow

Acknowledgements

The authors acknowledge support by the Russian Fundamental Research Fund and Government of Tatarstan Republic (Grant No. 15-41-02698, 15-41-02699).

References

- Al-Najem A.A., Siddiqui S., Soliman M., Yuen B. Streamline Simulation Technology: Evolution and Recent Trends. SPE 160894. 2012. Pp. 1-22.
- Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.N. Physical and chemical underground hydrodynamics of oil reservoir. Moscow: Nedra. 1984. (In Russ.)
- Batycky R.P. A Three Dimensional Two Phase Field Scale Streamline Simulation. PhD diss. Stanford University. Stanford, California. 1997. 177 p.
- Chekalin A.N., Konyukhov V.M., Kosterin A.V. Two-phase multicomponent filtration in complex oil reservoirs. Kazan: KSU. 2009. 180 p. (In Russ.)
- ECLIPSE. Tech. description. Ver. 2003A_1. Ch. 40. Polymer water flooding. Emanuel A.S., Milliken W.J. Application of Streamtube Techniques to Full-Field Waterflood Simulation. SPE Reservoir Engineering. 1997. Pp. 211-217.
- Higgins R.V., Leighton A.J. A Computer Method to Calculate Two-Phase Flow in Any Irregularly Bounded Porous Medium. JPT. 1962. 679 p.
- Kanevskaya R.D. Mathematical simulation of hydrodynamic processes during the hydrocarbon development. Moscow-Izhevsk: Institute for Computer Research. 2003. 128 p. (In Russ.)

- Larry W. Lake. Enhanced oil recovery. Prentice Hall. 1989. 550 p.
- Mallison B.T., Gerritsen M.G., Matringe S.F. Improved Mappings for Streamline-Based Simulation. SPE 89352. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma. 2004.
- Manyrin V.N., Shvetsov I.A. Physical and chemical methods of increasing oil recovery in water flooding. Samara: Samarskii Dom pechati. 2002. 395 p. (In Russ.)
- Martin J.C., Wegner R.E. Numerical Solution of Multiphase Two-Dimensional Incompressible Flow Using Streamtube Relationship. SPEJ. 1979. 313 p.
- Matringe S.F., Gerritsen M.G. On Accurate Tracing of Streamlines. SPE 89920. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, Texas. 2004.
- Mazo A., Potashev K., Kalinin E. Petroleum reservoir simulation using Super Element Method. Procedia Earth and Planetary Science. 2015. V. 15. Pp. 482-487.
- Mazo A.B., Bulygin D.V. Superelements. A new approach to modeling of the oil field development. Neft. Gaz. Novatsii. 2011. No. 11. Pp. 6-8. (In Russ.)
- Mazo A.B., Potashev K.A., Kalinin E.I., Bulygin D.V. Oil Reservoir Simulation with the Superelement Method. Matematicheskoe modelirovanie. 2013. V. 25. No. 8. Pp. 51-64. (In Russ.)
- Muskat M., Wyckoff R.D. A Theoretical Analysis of Waterflooding Networks. Trans., AIME. 1934. 107. Pp. 62-77.
- Potashev K.A., Mazo A.B., Ramazanov R.G., Bulygin D.V. Analysis and design of the development of a section of an oil reservoir using a fixed current tube model. Neft. Gaz. Novatsii. 2016. No. 4 (187). Pp. 32-40. (In Russ.)
- Shelepov V.V., Bulygin D.V., Mazo A.B., Potashev K.A., Ramazanov R.G. TubeGeo, version 1.0. Simulation of geological and technical measures by the method of flow tubes. Certificate of state registration of the computer program. No. 2016611381. 2016. (In Russ.)
- Tempest MORE 7.0. User guide. The MORE Polymer Tracking Option. ©Roxar. 1999-2013.

For citation: Mazo A.B., Potashev K.A., Baushin V.V., Bulygin D.V. Numerical Simulation of Oil Reservoir Polymer Flooding by the Model of Fixed Stream Tube. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 1. Pp. 15-20. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.3>

About the Authors

Aleksandr B. Mazo – DSc in Physics and Mathematics, Professor, Department of Aerohydrodynamics, Kazan Federal University
Russia, 420008, Kazan, Kremlevskaya St., 18

Konstantin A. Potashev – PhD in Physics and Mathematics, Associate Professor, Department of Aerohydrodynamics, Kazan Federal University. Russia, 420008, Kazan, Kremlevskaya St., 18
Phone: +7 (843) 231-52-30, e-mail: KPotashev@mail.ru

Vyacheslav V. Baushin – Director, LLC Aktualnye tekhnologii
Russia, 420111, Kazan, Lobachevsky St., 10в

Dmitrii V. Bulygin – DSc in Geology and Mineralogy, Deputy Director, LLC Aktualnye tekhnologii
Russia, 420111, Kazan, Lobachevsky St., 10в

Manuscript received 2 November 2016; Accepted 2 February 2017;
Published 30 March 2017