

УДК 622.276.031:53

DOI: 10.21779/2542-0321-2019-34-1-32-39

С.А. Ахмедов, З.Х. Ахмедова

Математическое моделирование задачи вытеснения парафинистой нефти водой с учетом технологии нагнетания воды

Дагестанский государственный университет; Россия, 367001, г. Махачкала, ул. М. Гаджиева, 43а; ahmedovsa@mail.ru, zuhrik7373@rambler.ru

Задача вытеснения вязкопластичной нефти водой при изменении технологии нагнетания воды существенно отличается от предыдущих исследований авторов.

Учитывается парафинистость введением температуры полной закупорки поровых каналов выпавшим парафином, который существенно снижает теплоотдачу. Многослойность пласта учитывается введением по каждому пропластку проницаемости и пористости, а теплофизические параметры считаются едиными по протяженности.

Новая задача площадного вытеснения заключается в переводе добывающих скважин в разряд нагнетательных с изменением температуры после достижения ими заданной обводненности или закупорки поровых каналов.

Сначала добыча производится до высокой степени обводненности высокопроницаемых пропластков. При этом низкопроницаемые пропластки при вытеснении холодной водой могут сохранять значительные запасы нефти.

Далее эксплуатационные скважины переходят под нагнетание горячей водой. В призабойной зоне нагнетательной скважины радиальная кольцевая сетка используется для расчета насыщения, давления и температуры.

Даны расчетные схемы и формулы для широко распространенных площадных систем вытеснения водой нефти.

Ключевые слова: *пласт, математическое моделирование, термозаводнение, показатели, разработка.*

Задачу вытеснения водой в многослойном пласте вязкопластичной нефти с учетом изменения технологии нагнетания воды будем рассматривать при различных температурах закачиваемой воды. В процессе разработки добывающие скважины могут переводиться в разряд нагнетательных после достижения ими заданной обводненности. Парафинистость учитывается введением температуры полной закупорки поровых каналов выпавшим парафином. Содержание парафина влияет также на относительную фазовую проницаемость нефти: выпавший парафин снижает коэффициент вытеснения и общую проницаемость нефтяной фазы [5, 7].

В пласте каждый пропласток имеет свою проницаемость и свою пористость – они едины по всему рассматриваемому элементу пласта. Кроме того, едиными считаются вводимые теплофизические параметры по всей протяженности пласта [9, 10].

Новая задача изменения функции скважин приводит к существенным доработкам в приведенных ранее расчетах [1–3]. Для целостности вопроса целесообразно исключить кольцевую сетку и заменить её радиально-кольцевой.

В статье приведены основные расчётные схемы и формулы для широко распространённых площадных систем заводнения, таких, как пятиточечная, девятиточечная, семиточечная. Приведены криволинейные разностные сетки. Во избежание громоздкости при выводе основных расчётов все формулы и рисунки, связанные с расчётом давления и насыщения данного слоя, приведены без указания номера пропластка, так как вытеснение в каждом слое, как и распределение давления, происходит автономно. Взаимное влияние сказывается лишь через температурное поле [2, 4, 8].

В девятиточечной системе на одну нагнетательную приходится 3 добывающие скважины. В первом ряду нагнетательные и добывающие скважины чередуются, а следующий ряд состоит лишь из одних добывающих скважин. Первый этап вытеснения показан на рис. 1.

После первого этапа процесс вытеснения высокопроницаемых пропластков может быть завершён. В дальнейшем нагнетательные скважины могут быть либо вовсе отключены, либо переведены на холодную воду. Эксплуатационные скважины переходят под нагнетание горячей воды (рис. 2).

Трёхрядная система с линейным расположением скважин изображена на рис. 3.

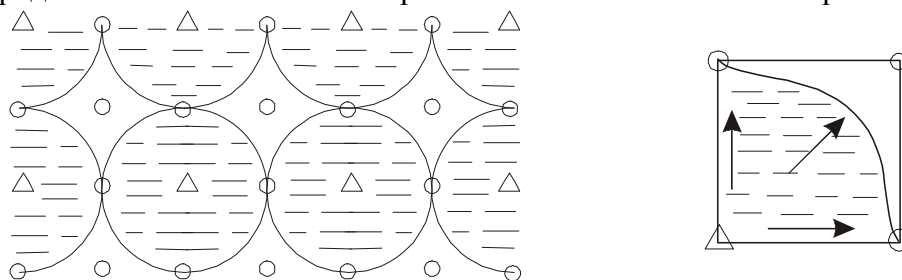


Рис. 1. Первый этап вытеснения в девятиточечной системе и элемент симметрии

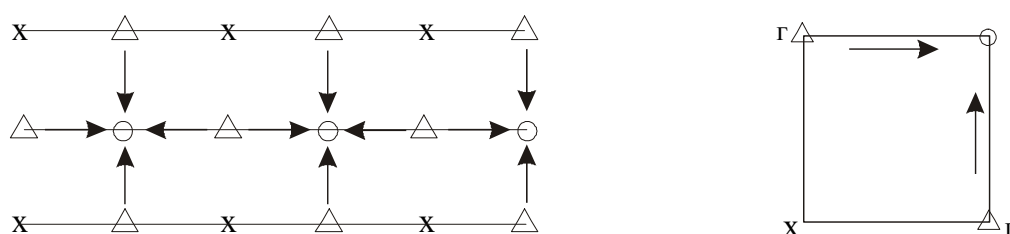


Рис. 2. Второй этап вытеснения в девятиточечной системе и элемент симметрии

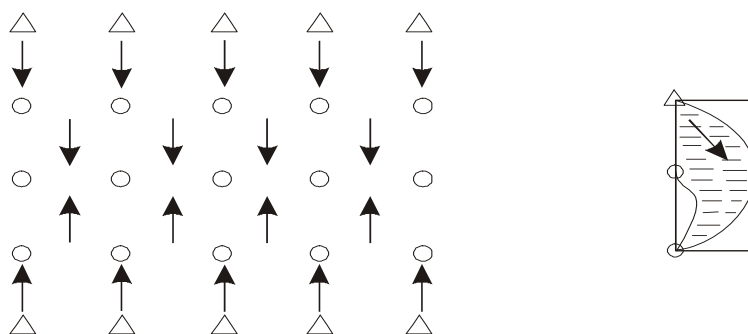


Рис. 3. Трёхрядная система с прямоугольным расположением скважин и элемент симметрии

После прекращения нагнетания воды в поперечном направлении станет известно распределение насыщенностей и температур в каждом из пропластков. Фактически задача будет решаться вновь для неоднородных по пласту начальных условий.

Число скважин в элементе симметрии на втором этапе существенно возрастает (рис. 4).

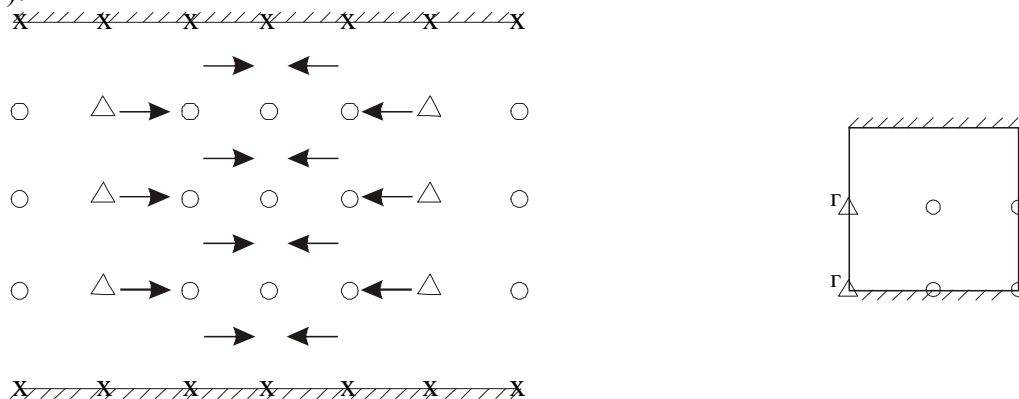


Рис. 4. Второй этап вытеснения в прямоугольной трёхрядной системе и элемент симметрии

На рис. 5 изображена радиально-кольцевая сетка и для сравнения здесь же даны ячейки координатной сетки.

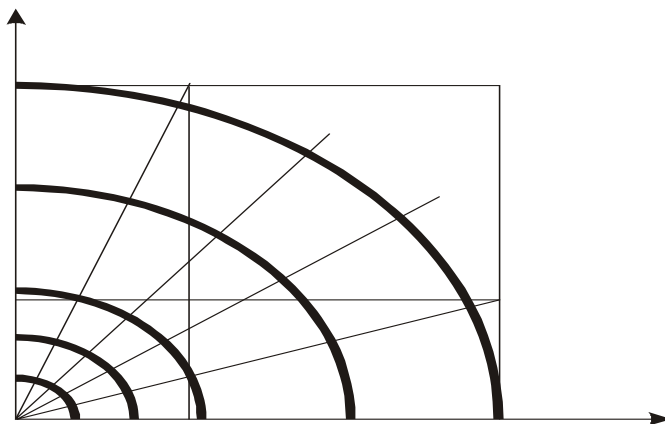


Рис. 5. Радиально-кольцевая сетка в призабойной зоне нагнетательной скважины

Число секторов сохраним фиксированным и равным 20 так, что $\Delta\varphi = 0,1\pi = 0,31416$. Площадь каждой трапецидальной ячейки выражается формулой

$$S_i = \frac{1}{2}(r_i^2 - r_{i-1}^2)\Delta\varphi = 0,1508 (r_i^2 - r_{i-1}^2), \quad (1)$$

где $r_0 = r_{\text{скв}}$.

В случае равномерной сетки, когда $r_i - r_{i-1} = \Delta r = \text{const}$, $r_i = i\Delta r$, будем иметь

$$S_i = 0,1508 (2i - 1)\Delta r^2. \quad (2)$$

В случае шести колец $\Delta r = 0,25 \Delta x$, как принято в наших ранних работах [1, 2], а в случае трёх колец – $\Delta r = 0,564 \Delta x$. Отметим, что во всех случаях площадь ячейки не зависит от угла наклона луча (второго индекса нумерации секторов сетки).

В случае, когда добывающие скважины переводятся под нагнетательные, начальные значения насыщенностей и температур в радиально-кольцевой сетке будущей нагнетательной скважины рассчитаны на первом этапе. На рис. 6 изображены трапециевидальные и секторные ячейки добывающей скважины в том виде, в котором они обычно применялись ранее [1–3]. К концу первого этапа будут известны в каждой такой ячейке вдоль радиуса насыщенности $\sigma_{сек}$ и $\sigma_{тр}$ и температуры $T_{сек}$ и $T_{тр}$. Поскольку дробление секторов и криволинейных трапеций неизбежно, задача заключается в том, чтобы по двум значениям насыщенностей восстановить приближенные значения во всех новых ячейках. Такое восстановление возможно, если принять какой-либо закон изменения насыщенностей вдоль радиуса. Применим линейный закон изменения $\sigma = a + br$ и по средним значениям насыщенностей в секторах $0 < r < r_{сек}$ и трапециевидальных ячейках $r_{сек} < r < r_{тр}$ определим постоянные a и b :

$$a = \frac{(r_{сек}^2 + r_{сек} r_{тр} + r_{тр}^2) \sigma_{сек} - (r_{сек} r_{тр} + r_{сек}^2) \sigma_{тр}}{r_{тр}^2},$$

$$b = \frac{3}{2} \frac{r_{сек} + r_{тр}}{r_{тр}^2} (\sigma_{тр} \sigma_{сек}).$$
(3)

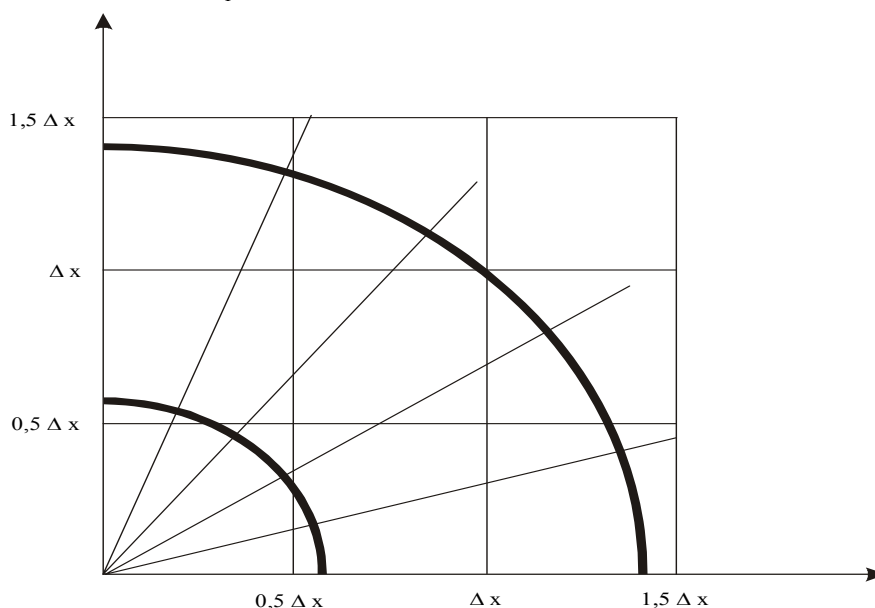


Рис. 6. Радиально-кольцевая сетка вокруг добывающей скважины

Интегрированием по новым ячейкам радиально-кольцевой сетки найдём начальные на втором этапе значения насыщенностей в них:

$$\sigma_i = \left(1 + \frac{r_{сек}}{r_{тр}} + \frac{r_{сек}^2}{r_{тр}^2}\right) \sigma_{сек} - \left(\frac{r_{сек}}{r_{тр}} + \frac{r_{сек}^2}{r_{тр}^2}\right) \sigma_{тр} +$$

$$+ (\sigma_{тр} - \sigma_{сек}) \left(1 + \frac{r_{сек}}{r_{тр}}\right) \frac{r_i^3 - r_{i-1}^3}{r_{тр}(r_i^2 - r_{i-1}^2)}.$$
(4)

Аналогичные формулы имеют место и для новых значений температур в кольцевых ячейках.

Зная σ_{ij} , T_{ij} для радиально-кольцевой сетки, можно в принципе вычислить те же величины для квадратной ячейки, накрывающей скважину, скажем, s_{11} и T_{11} , а также для соседних с ним ячеек – s_{21} , s_{12} , T_{12} , T_{21} .

При определении гидропроводностей звеньев ($k M x_{1,1} = k M y_{1,1} = 0,25 R_{наг}$) в зоне нагнетательной скважины фильтрационное сопротивление вычисляется по средним значениям насыщенностей и температур четырёх, а не шести колец:

$$R_{наг} = \frac{1}{2\pi} \left(\frac{1}{\chi_1} \ln \frac{0,25 \cdot \Delta x}{r_c} + \sum_{i=2}^4 \frac{1}{\chi_i} \ln \frac{i}{i-1} \right).$$
(5)

Здесь χ_i – гидропроводность колец.

Для добывающих скважин (рис. 6) радиус сектора $r_{сек} = 0,564 \cdot \Delta x$ взят таким образом, чтобы их площадь равнялась 1/20 площади квадратной ячейки. Трапецидальные ячейки выбраны так, чтобы их центры лежали на окружности радиуса $r_{тр} = \Delta x$.

Давление в узлах трапецидальных ячеек интерполируется следующей формулой:

$$P_{три} = P_3 + (a + b \cdot x_{три} + c \cdot y_{три}) \ln \frac{r_{тр}}{r_c}.$$
(6)

Коэффициенты a , b и c выражаются через давления $P_{nx-1, ny}$, $P_{nx-1, ny-1}$, $P_{nx, ny-1}$ в узлах квадратных ячеек, расположенных вокруг добывающей скважины. Тогда интерполяционные формулы давления для численных расчетов записываются так:

$$P_{три} = P_3 + (1 - \sin \alpha_i) (P_{nx-1, ny} - P_3) +$$

$$+ \frac{(\cos \alpha_i + \sin \alpha_i - 1) \cdot \ln \frac{\Delta x}{r_c}}{\ln \frac{\sqrt{2} \Delta x}{r_c}} \cdot (P_{nx-1, ny-1} - P_3) +$$

$$+ (1 - \cos \alpha_i) (P_{nx, ny-1} - P_3).$$
(7)

Средние значения насыщенностей в трапецидальных ячейках выражаются линейной интерполяцией через насыщенности в узлах трёх квадратных ячеек $S_{nx-1, ny}$, $S_{nx-1, ny-1}$, $S_{nx, ny-1}$ следующим образом:

$$S_{три} = (1 - \sin \alpha_i) S_{nx-1, ny} + (\cos \alpha_i + \sin \alpha_i - 1) \cdot S_{nx-1, ny-1} + (1 - \cos \alpha_i) S_{nx, ny-1}.$$
(8)

Средние значения температур в трапецидальных ячейках находятся как средневзвешенные значения температур $T_{nx-1, ny}$, $T_{nx-1, ny-1}$, $T_{nx, ny-1}$:

$$T_{tri} = \frac{A \cdot T_{nx-1,ny} + B \cdot T_{nx-1,ny-1} + D \cdot T_{nx,ny-1}}{A + B + D} \quad (9)$$

Здесь $A = (1 - \sin \alpha_i) C_{z_{nx-1,ny}}$; $B = (\cos \alpha_i + \sin \alpha_i - 1) C_{z_{nx-1,ny-1}}$; $D = (1 - \cos \alpha_i) C_{z_{nx,ny-1}}$; $C_{z_{i,j}}$ – объёмная теплоёмкость ячейки (i, j) по всей толщине пласта с учётом прогреваемости горных пород.

Фильтрационное сопротивление секторных звеньев находят по формуле

$$R_{cz,i} = \frac{10}{\pi k} \left(\frac{\ln \frac{0,564 \Delta x}{r_c}}{\left(\frac{\kappa_g}{\mu_g} + \frac{\kappa_n}{\mu_n} \right)_{ce,i}} + \frac{\ln 1,773}{\left(\frac{\kappa_g}{\mu_g} + \frac{\kappa_n}{\mu_n} \right)_{mp,i}} \right) \quad (10)$$

Добыча смеси в секторах вычисляется по следующей формуле:

$$q_{ce,i} = \frac{P_{mp,i} - P_{\partial}}{R_{ce,i}} \quad (11)$$

Гидропроводность прямоугольных звеньев, примыкающих к добывающей скважине, определяется по следующим формулам:

$$\begin{aligned} k M x_{nx-1,ny} &= \frac{2}{R_{ce_1}} + \frac{2}{R_{ce_2}} + \frac{1}{R_{ce_3}}; \\ k M x_{nx,ny-1} &= \frac{2}{R_{ce_3}} + \frac{2}{R_{ce_4}} + \frac{1}{R_{ce_5}}. \end{aligned} \quad (12)$$

Приведем результаты численных расчетов показателей вытеснения парафинистой нефти водой в многослойном пласте при нагнетании холодной воды с последующим изменением направлений потоков и режима температуры.

Многослойный пласт состоит из 5 пропластков мощностью 5; 2; 2; 5; 3 м. Проницаемости пропластков соответственно равны 0.7; 0.2; 0.3; 0.7; 0.25 мкм². Мощности глинистых перемычек между пропластками равны 0.5 м. Пластовая температура 65 °С, температура кристаллизации парафина 40 °С. Перепад давления – 7 Мпа.

Рассмотрим случай, когда в пласт нагнетается холодная вода при $t = 10$ °С.

Через 35 лет разработки пласта нефтеотдача по пропласткам составила соответственно 47,02; 21,51; 24,42; 46,4; 30,1 % (при общем коэффициенте извлечения нефти 38,4 % и обводненности 73,2 %).

В случае вытеснения высоковязких и парафинистых нефтей холодной водой могут оставаться большие объёмы нефти в слабопроницаемых пропластках из-за ухудшения термических условий в результате опережающего вытеснения нефти по пропласткам с высокой проницаемостью.

Был проведен численный эксперимент с целью выявления влияния изменения направлений потоков на конечные показатели разработки парафинистых нефтей при площадных системах разработки.

Изменим режим вытеснения в многослойном пласте, параметры которого приведены выше. В трехрядной системе разработки через 15 лет после закачки холодной воды часть добывающих скважин переведем на нагнетание горячей воды при температуре 65 °С.

Если нефтеотдача всего пласта при холодном заводнении за 35 лет разработки составляет 38,4 %, то при изменении направлении потоков через 15 лет с последующим вытеснением водой при $t = 65^{\circ}\text{C}$ нефтеотдача составила 46,6 %, т. е. нефтеотдача увеличивалась.

Научных трудов, посвященных исследованиям в этой области практически мало. Это связано как с громоздкими и трудоемкими расчетами, так и с трудностью технической реализации подобных проектов. Исследования ученых АО «ВНИИ-нефть им. академика А.П. Крылова», а также результаты, полученные авторами в [1, 2], показывают, что предпочтительными могут быть только энергосберегающие проекты.

Литература

1. Алишаев М.Г., Розенберг М.Д., Теслюк Е.В. Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1985. – С. 271.
2. Ахмедов С.А., Ахмедова З.Х., Ахмедова Х.Г. Расчет температурного поля в задачах вытеснения парафинистой нефти водой в многослойном пласте // Вестник Астраханского государственного технического университета. Сер.: Научный журнал. – 2017. – № 1. – С. 8–15.
3. Ахмедов С.А., Ахмедова З.Х., Ахмедова Х.Г. Влияние слоистой неоднородности пласта на показатели разработки при неизотермическом вытеснении парафинистой нефти водой // Вестник Астраханского государственного технического университета. Сер.: Научный журнал. – 2016. – № 1 (61). – С. 14–21.
4. Малофеев Г.Е., Мирсаатов О.М., Чоловская И.Д. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи. – М.–Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». Институт компьютерных исследований, 2016. – 224 с.
5. Насыров А.М. и др. Способы борьбы с отложениями парафина. – М.: НИИОЭНГ, 1991. – 44 с.
6. Грей Ф. Добыча нефти. – М.: Олимп-Бизнес, 2015. – 416 с.
7. Кузнецова В.М., Петров Д.И. Изменение качества нефти в зависимости от содержания парафинов, смол и асфальтенов [Электронный ресурс] // Молодой ученый. – 2017. – № 4. – С. 103–105. – URL <https://moluch.ru/archive/138/38700/> (дата обращения: 19.02.2019).
8. Теслюк Е.В. Вопросы неизотермической фильтрации в теории и практике разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1970.
9. Алишаев М.Г., Ахмедов С.А. Неизотермическое вытеснение парафинистой нефти водой для трехрядной системы расстановки скважин с учетом межслойного теплообмена // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 11. – С. 31–32.
10. Ахмедов С.А., Алисултанов Р.М. Компьютерное моделирование задачи вытеснения вязкопластичной нефти водой в многослойном пласте // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 12. – С. 38–41.

Поступила в редакцию 18 января 2019 г.

UDC 622.276.031:53

DOI: 10.21779/2542-0321-2019-34-1-32-39

Mathematical modeling of the problems of displacement of the paraffin oil with water, taking into account the water injection technology

S.A. Akhmedov, Z.Kh. Akhmedova

Dagestan State University; Russia, 367001, Makhachkala, M. Gadzhiev st., 43a; ahmedovsa@mail.ru, zuhrik7373@rambler.ru

The problem of displacement of viscoplastic oil by water when changing the technology of water injection differs significantly from previous studies of the authors.

Paraffinicity is taken into account by the introduction of the temperature of the complete blockage of the steam channels by the fallen paraffin. Precipitated paraffin reduces the heat transfer. Multilayer formation is taken into account by the introduction of each layer of permeability and porosity, and the thermal parameters are considered to be uniform in length.

A new formulation of the area displacement problem is to transfer the producing wells to the discharge with a change in temperature after they reach a given water cut or blockage of pore channels. At the first stage, production is carried out to a high degree of water cut of highly permeable interlayers. Low-permeability streaks thus can save considerable reserves of oil when the displaced by cold water. At the second stage, production wells are transferred under hot water injection. In the bottom-hole zone of the injection well, a radial annular grid is introduced to calculate saturation, pressure and temperature.

The calculation scheme and the formula for common area systems of water displacement by oil are given in the article.

Keywords: formation, mathematical modeling, termostatarea, indicators, development.

Received 18 January, 2019