ТРУДЫ Института механики им. Р.Р. Мавлютова Уфимского научного центра РАН

ISSN 2542–0380
Том 12 (2017), № 2, с. 232–237
УДК 532.133

http://proc.uimech.org/uim2017.2.035
DOI: 10.21662/uim2017.2.035

Получена: 14.12.2017
Принята: 29.12.2017

Исследование двумерной задачи фильтрации высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии

Гиззатуллина А.А.

Башкирский государственный университет, Уфа

Представлены теоретическое и численное исследования разработки пласта с высоковязкой нефтью при помощи технологии парных горизонтальных скважин. В двумерной постановке получены численные решения задачи о добыче высоковязкой нефти из пласта с применением теплового воздействия. Предложенный способ направлен на повышение эффективности разработки нефтяного пласта с высоковязкой нефтью за счет обеспечения равномерного прогрева осваиваемой зоны месторождения. Принятая модель позволяет проследить детальную двумерную картину фильтрации нефти в пласте и исследовать основные закономерности данного процесса.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, нагревание нефтяного пласта, фильтрация нефти

1. Введение

В настоящее время перспективным направлением в развитии нефтяной индустрии является разработка месторождений тяжелых углеводородов. Интерес к таким месторождениям связан с перспективой роста цен на углеводородное сырье, постепенным истощением запасов традиционной легкой нефти, а также развитием технологий разработки нетрадиционных источников углеводородного сырья. Запасы тяжелых и высоковязких нефтей в несколько раз превышают запасы легких и маловязких и являются важнейшей частью сырьевой базы нефтяной отрасли. Представляется, что будущее в разработке месторождений высоковязкой нефти неразрывно связано с применением тепловых методов воздействия, в основе которых лежит уменьшение вязкости нефти, улучшающее ее подвижность и скорость продвижения к скважине. Об этом свидетельствуют результаты теоретических и экспериментальных исследований воздействия на призабойную зону скважины нагретым паром или горячей жидкостью [1–6]. Наиболее эффективной показала себя технология освоения месторождения горизонтальными скважинами [7–10].

© Институт механики им. Р.Р. Мавлютова УНЦ РАН
© Гиззатуллина А.А.

В настоящей работе представлены теоретическое и численное исследования разработки пласта с высоковязкой нефтью при помощи технологии парных горизонтальных скважин: верхняя нагнетательная скважина используется в качестве обогревательного канала, в котором, например, течет горячий пар, а нижняя добывающая — для отбора разогретой продукции.

2. Постановка задачи и основные уравнения

Пусть нефтяной пласт толщиной H находится над непроницаемой породой ($y = 0$). Сверху ($y^{(0)} = H$) он граничит с пористой средой, насыщенной менее вязким флюидом (например, водой или газом). Имеются две горизонтальные скважины, параллельные между собой и расположенные одна под другой. Причем верхняя скважина радиуса $a^{(T)}$ является обогревающей, по которой подается теплоноситель (пар или горячая вода), нижняя — добывающая скважина радиуса $a^{(p)}$, в нее поступает нефть. Предположим, что градиенты давления и температуры в плоскости в направлении, параллельном оси скважин, ничтожно малы по сравнению с направлением к оси скважин. Поэтому скорость фильтрации и вектор потока теп-

ла будут лежать в плоскости, перпендикулярной к осям скважин и, следовательно, гидродинамические и температурные поля в плоскости описываются уравнениями фильтрации и теплопроводности в двумерном приближении (принята гипотеза плоских сечений [11]). При теоретическом описании процесса примем прямоугольную систему координат. Учитывая симметричность геометрической формы пласта, ограничим вычисления правой половиной области. Тогда уравнения неразрывности и притока тепла для нефтяного пласта ($0 < x < \infty$, $0 < y < y^{(0)}$) примут вид [12, 13]:

$$\begin{gathered}\frac{\partial m\rho_l}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(m\rho_l v_x) + \frac{\partial}{\partial y}(m\rho_l v_y) = 0,\\ \rho c\frac{\partial T}{\partial t} + \rho_l m c_l v_x \frac{\partial T}{\partial x} + \rho_l m c_l v_y \frac{\partial T}{\partial y} = \\ = \lambda\left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2}\right),\end{gathered} \tag{1}$$

где λ — теплопроводность; ρc — удельная теплоемкость пласта; m — пористость; T — температура пласта; v — скорость нефти; ρ_l, c_l — плотность и теплоемкость нефти.

Для определения скорости фильтрации нефти запишем закон Дарси и обобщенный закон Дарси с учетом силы гравитации [14, 15]:

$$mv_x = -\frac{k}{\mu(T)}\frac{\partial p}{\partial x},\ mv_y = -\frac{k}{\mu(T)}\left(\frac{\partial p}{\partial y} + \rho_l g\right). \tag{2}$$

Здесь k — проницаемость пористой среды; p — давление; g — ускорение свободного падения; μ — вязкость нефти, для зависимости которой от температуры принято выражение [1, 16, 17]

$$\mu(T) = \mu_0 e^{-\gamma(T-T_0)},$$

где γ — температурный коэффициент; μ_0 — вязкость нефти при температуре T_0.

Введем функцию давления в виде $P = p + \rho_l g y$. Тогда второе уравнение из (2) можно записать в виде

$$mv_y = -\frac{k}{\mu(T)}\left(\frac{\partial P}{\partial y}\right). \tag{3}$$

Уравнение состояния для нефти примем в линейном приближении [1, 12]

$$\rho_l = \rho_{l0}\left(1 - \alpha^{(T)}(T - T_0) + \alpha^{(p)}(p - p_0)\right). \tag{4}$$

Здесь нижний индекс «0» соответствует начальным значениям параметров нефти; $\alpha^{(T)}$ и $\alpha^{(p)}$ — коэффициенты термического расширения и сжимаемости нефти.

Из уравнений (1) с учетом (2), (3) и (4) получим уравнения для давления и температуры:

$$\begin{gathered}\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\alpha^{(T)}}{\alpha^{(p)}}\frac{\partial T}{\partial t} + \frac{k}{m\alpha^{(p)}}\left(\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{1}{\mu(T)}\frac{\partial P}{\partial x}\right) + \right.\\ \left. + \frac{\partial}{\partial y}\left(\frac{1}{\mu(T)}\frac{\partial P}{\partial y}\right)\right),\\ \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{k\rho_l c_l}{\mu(T)\rho c}\left(\frac{\partial P}{\partial x}\frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\partial P}{\partial y}\frac{\partial T}{\partial y}\right) + \\ + \aleph\left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2}\right).\end{gathered} \tag{5}$$

Здесь $\aleph = \lambda/(\rho c)$ — коэффициент температуропроводности пласта. Полученная система уравнений (5) позволяет моделировать динамику давления и температуры в нефтяном пласте и тем самым описать двумерную картину процесса добычи высоковязкой нефти.

Будем полагать, что в исходном состоянии в пласте давление подчиняется гидростатическому распределению, а температура однородна. Тогда можем записать:

$$\begin{gathered}P = p_0 + \rho_l g(y^{(0)} - y),\\ T = T_0\ (t \leqslant 0,\ -\infty < x < \infty\ 0 < y < y^{(0)}).\end{gathered} \tag{6}$$

С учетом вышепринятых допущений граничные условия запишутся как:

$$\begin{gathered}\frac{\partial P}{\partial y} = 0 \quad (t > 0,\ -\infty < x < \infty,\ y = 0),\\ P = p_0 \quad \left(t > 0,\ -\infty < x < \infty,\ y = y^{(0)}\right),\\ P = p_0 + \rho_l g\left(y^{(0)} - y\right)\\ \left(t \leqslant 0,\ x = \pm\infty,\ 0 < y < y^{(0)}\right),\\ P = p_c + \rho_l g\left(y^{(0)} - y\right), \quad \frac{\partial T}{\partial n} = 0\\ \left(t > 0,\ x^2 + \left(y - y^{(p)}\right)^2 = (a^{(p)})^2\right),\\ \frac{\partial P}{\partial n} = 0,\ T = T_e\\ \left(t > 0,\ x^2 + \left(y - y^{(T)}\right)^2 = (a^{(T)})^2\right),\\ T = T_0\ \left(t > 0, -\infty < x < \infty, y = 0, y^{(0)}\right).\end{gathered} \tag{7}$$

Здесь

$$\begin{gathered}\frac{\partial T}{\partial n} = \frac{\partial T}{\partial x}n_x^{(T)} + \frac{\partial T}{\partial y}n_y^{(T)},\\ \frac{\partial P}{\partial n} = \frac{\partial P}{\partial x}n_x^{(p)} + \frac{\partial P}{\partial y}n_y^{(p)},\end{gathered}$$

где $n_x^{(T)} = x/a^{(T)}$, $n_x^{(p)} = x/a^{(p)}$, $n_y^{(T)} = \left(y - y^{(T)}\right)/a^{(T)}$, $n_y^{(p)} = \left(y - y^{(p)}\right)/a^{(p)}$ — координаты единичного вектора нормали к поверхности нагнетательной и добывающей скважины в заданной точке (x, y).

Следует отметить, что последнее граничное условие из (7) означает, что за интересующий период эксплуатации системы скважин температурные возмущения от нагревательной скважины не доходят до нижней и верхней границ пласта (т.е. затраты тепла на нагрев окружающей нефтяной пласт породы незначительны).

Согласно принятой технологической схеме добывающая скважина начнет давать продукцию лишь по истечении некоторого промежутка времени t_1 (назовем его периодом индукции), за который будет происходить повышение температуры (тем самым существенно снижается вязкость нефти) вокруг нефтяной скважины за счет функционирования нагревательной скважины. Поэтому в этот период $(0 < t < t_1)$ с целью сокращения времени счета будем полагать, что добывающая скважина закрыта, вследствие чего фильтрационным течением в пласте пренебрегаем, тогда решается только уравнение теплопроводности при соответствующих граничных условиях. Сформировавшееся температурное поле к моменту времени $t = t_1$ в дальнейшем, после открытия добывающей скважины при $t = t_1$, будет принято в качестве начальных данных. При этом за систему начальных и граничных условий для параметров, описывающих гидродинамические поля (скорость и давление), примем выражения, приведенные в (6) и (7).

3. Алгоритм численной реализации задачи

При численной реализации задачи методом конечных разностей принята схема расщепления [18]. Согласно такой схеме каждое двумерное уравнение расщепляется на два одномерных и процесс изменения параметров по плоскости заменяется на два процесса. В первом случае решается уравнение относительно оси Ox, а затем — задача в направлении оси Oy. Для аппроксимации уравнений вводятся равномерная пространственная и временная сетки. Дискретизация уравнений производится с использованием явной схемы. Условие устойчивости разностной схемы определялось из условия Куранта. Кривую границу (скважину) будем аппроксимировать ступенчатой линией. Следует отметить, что согласно такому подходу решение находится в приближенной области, при этом полученная погрешность (для достаточно мелкой сетки) обычно мала [19].

Граничное условие при $x = \infty$ сносим на границу сетки $x = x_{(\infty)}$. На границе сетки $x = 0$, $0 < y < y^{(0)}$ из условия симметрии следует $\partial T/\partial x = 0$, $\partial P/\partial x = 0$.

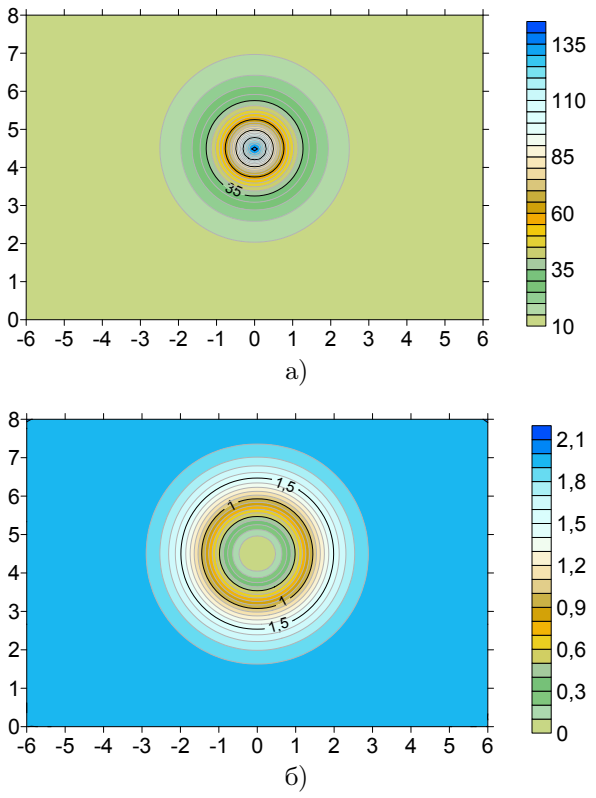

Рис. 1. Распределение температуры (а) и вязкости (б) за 10 суток нагрева пласта

4. Результаты численных расчетов

При выполнении численных расчетов приняты следующие значения параметров: $T_e = 200°$C, $T_0 = 12°$C, $a^{(T)} = 0.1$ м, $H = 8$ м, $\lambda = 1.28$ Вт/(м·К), $\rho c = 2.5 \cdot 10^6$ Дж/(К·м^3), $\aleph = 10^{-6}$ м^2/с.

На рис. 1 представлены поля температуры (а) и вязкости (б) нефтяного пласта после его нагревания в течение $t_1 = 10$ суток. Видно, что на этом этапе появляется прогретая область размером порядка нескольких метров вблизи границы нагревания. По мере нагревания пласта происходит снижение вязкости нефти вблизи границы скважины. Выбор времени прогрева пласта t_1 определяется в зависимости от толщины нефтенасыщенного слоя.

Второй этап работы пары скважин $(t > t_1)$ характеризуется режимом отбора нефти без одновременного нагрева через нагнетательную скважину, при котором вблизи добывающей скважины радиуса $a^{(p)}$ находится разогретая нефть со сниженной вязкостью (расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами равно $l = y^{(T)} - y^{(p)}$).

При выполнении численных расчетов использовались следующие значения параметров: $p_0 = 0.5$ МПа, $p_c = 0.3$ МПа, $\rho_l = 980$ кг/м^3, $c_l = 1400$ Дж/(К·кг), $k = 10^{-12}$ м^2, $m = 0.3$, $\alpha^{(T)} = 10^{-5}$ К$^{-1}$, $\alpha^{(p)} = 5 \cdot 10^{-9}$ Па$^{-1}$, $a^{(p)} = 0.1$ м,

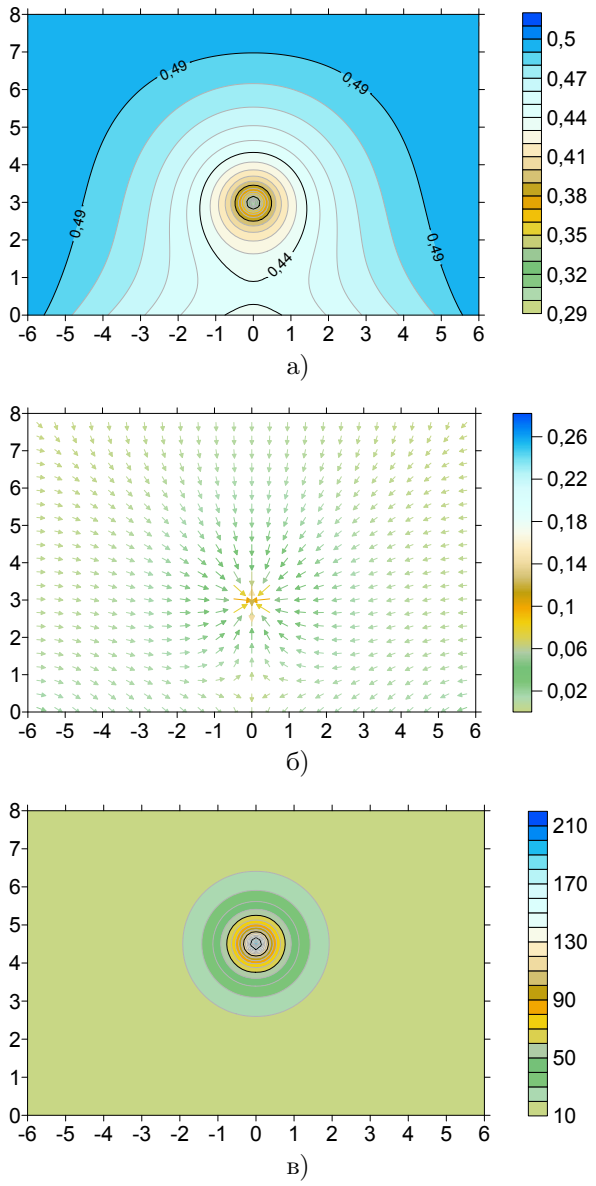

Рис. 2. Поля давления (а), линии тока (б) и температуры (в) за 4 часа отбора нефти из пласта при отсутствии нагрева

$l = 1.5$ м.

На рис. 2 представлены поля давления (а), линии тока (б) и температуры (в) момент времени 4 часа после начала отбора нефти. Время прогрева пласта $t_1 = 10$ суток.

Видно, что граница фильтрации движется со скоростью, значительно большей скорости движения границы нагрева. Поэтому режим с одновременным нагревом или без него в течение рассматриваемого времени (4 часа) не успевает оказать какого-либо заметного влияния на процесс фильтрации.

5. Заключение

В двумерной постановке получены численные решения задачи о добыче высоковязкой нефти из пласта с применением теплового воздействия. Предложенный способ направлен на повышение эффективности разработки нефтяного пласта с высоковязкой нефтью за счет обеспечения равномерного прогрева осваиваемой зоны месторождения. Принятая модель позволяет проследить детальную двумерную картину фильтрации нефти в пласте и исследовать основные закономерности данного процесса. Следует отметить, что для выбора наиболее рациональной технологии (подбор температуры нагревания пласта и т.п.) важное значение имеет более детальное изучение физико-химических свойств нефти, породы и других природных факторов данного месторождения.

Список литературы

[1] Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1988. 422 с.

[2] Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1988. 344 с.

[3] Шейнман А.Б., Малофеев Г.Е., Сергеев А.И. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. М.: Недра, 1969. 256 с.

[4] Мирзаджанзаде А.Х., Ковалев А.Г., Зайцев Ю.В. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей. М.: Недра, 1972. 200 с.

[5] Butler R.M. Thermal recovery of oil and bitumen. Prentice Hall Inc., Englewood Cliffs. 1991. 292 p.

[6] Butler R.M., Jiang Q. Improved recovery of heavy oil by vapex with widely spaced horizontal injectors and producers. Journal of Canadian Petroleum Technology. 2000. V. 39, № 1. P. 48–56.

[7] Антониади Д.Г. Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами. М.: Недра, 1995. 314 с.

[8] Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. М.: Институт компьютерных исследований, регулярная и хаотическая динамика, 2010. 536 с.

[9] Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. М.: Недра, 2001. 199 с.

[10] Вахитов Г.Г. Термодинамика призабойной зоны нефтяного пласта. М.: Недра, 1978. 217 с.

[11] Тимошенко С.П., Гудьер Дж. Теория упругости. М.: Наука, 1979. 560 с.

[12] Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. М.: Наука, 1987. Ч. 1. 464 с. Ч. 2. 360 с.

[13] Лыков А.В. Теория теплопроводности. М.: Высшая школа, 1967. 600 с.

[14] Желтов Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта. М.: Недра, 1975. 216 с.

[15] Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра, 1982. 407 с.

[16] Кусаков М.М. Методы определения физико-химических характеристик нефтяных продуктов. М.-Л.: ОНТИ, 1936. 744 с.

[17] Ковалева Л.А., Насыров Н.М., Хайдар А.М. Математическое моделирование высокочастотного электромагнитного нагрева призабойной зоны горизонтальных нефтяных скважин. Инженерно-физический журнал. 2004. Т. 77, № 6. С. 105–111.

[18] Самарский А.А. Теория разностных схем. М.: Наука, 1977. 656 с.

[19] Патанкар С.В. Численное решение задач теплопроводности и конвективного теплообмена при течении в каналах. М.: Издательство МЭИ, 2003. 312 с.

Investigation of the two-dimensional problem of filtration of high-viscosity oil in a formation under thermal action

Gizzatullina A.A.

Bashkir state university, Ufa

A theoretical and numerical study of developing a reservoir with high-viscosity oil using the technology of pair horizontal wells is presented. In a two-dimensional formulation, numerical solutions to the problem of the possibility of extracting high-viscosity oil from a formation with the use of thermal action were obtained. The proposed method is aimed at increasing the efficiency of developing an oil reservoir with high viscosity oil by ensuring a uniform warming up of the developing zone of the field. The adopted model allows to trace a detailed two-dimensional picture of oil filtration in the reservoir and to investigate the main regularities of this process.

Keywords: high-viscosity oil, heating of oil reservoir, oil filtration

Многофазные системы: модели, эксперимент, приложения

ИМех им. Р.Р. Мавлютова УНЦ РАН

Статья рекомендована к публикации
Программным комитетом VI Российской конференции
«Многофазные системы: модели, эксперимент, приложения»