

ЗАВИСИМОСТЬ ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ВЯЗКОПЛАСТИЧНОЙ НЕФТИ ОТ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И КООРДИНАТ

Коротенко В.А.¹, Кушакова Н.П.², Забоева М.И.¹, Александров М.А.¹

¹ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», г. Тюмень, Российская Федерация, (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38);

²ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный архитектурно-строительный университет», г. Тюмень, Российская Федерация, (625000, Тюмень, ул. Луначарского, 2), e-mail: sarantcha@mail.ru

Тепловые методы являются наиболее эффективными методами увеличения нефтеотдачи при разработке залежей высоковязких нефтей. А.Х. Мирзаджанзаде разработана модель вязкопластичной жидкости, фильтрация которой начинается при превышении текущего градиента давления начального. Начальный градиент давления зависит от состава нефти и фильтрационных свойств коллектора. При закачке теплоносителя и ростом температуры начальный градиент давления и динамическая вязкость нефти уменьшаются. Температура является функцией времени и координат. В предлагаемой статье зависимости начального градиента давления, динамических вязкостей воды и нефти от температуры представлены в виде функциональных соотношений от координат, что позволяет избежать совместного решения системы дифференциального уравнения передачи тепла и трансцендентных реологических уравнений. В отличие от модели Ловерье рассматривается распределение температуры, изменяющееся по толщине пласта. Получены условия о соответствии вводимых расчетных технологических показателей и физических параметров флюидов и пласта.

Ключевые слова: гидродинамический и тепловые фронты вытеснения, поршневое и непоршневое вытеснения вязкопластичной нефти теплоносителем, модифицированная модель Ловерье, начальный градиент давления.

THE DEPENDENCE OF THE PHYSICAL PARAMETERS OF THE VISCOUS OIL FROM THE THERMOBARIC CONDITIONS AND COORDINATE

Korotenko V.A.¹, Kushakova N.P.², Zabojev M.I.¹, Aleksandrov M.A.¹

¹Federal state budget higher professional educational institution "Tyumen State Oil and Gas University", Tyumen, Russian Federation (625000, Tyumen, Volodarskogo street. 38);

²Federal state budget higher professional educational institution "Tyumen State Architectural-Building University", Tyumen, Russian Federation, (625001, Tyumen, Lunacharskogo street, 2), e-mail: sarantcha@mail.ru

Thermal methods are the most effective methods of enhanced oil recovery in the development of high-viscosity oil. A.Mirdanzade developed a model of non-Newtonian liquids, filtration which begins in excess of the current initial pressure gradient. The initial pressure gradient depends on the oil composition and reservoir properties of the reservoir. In the injection of coolant and the temperature increase of the initial pressure gradient and dynamic viscosity of oil is reduced. Temperature is a function of time and coordinates. In the present paper the dependence of the initial pressure gradient, dynamic viscosities of water and oil temperature are shown in the form of functional relationships from coordinate to avoid joint solution of a system of differential equations of heat transfer and transcendental rheological equations. Unlike the model Lovere considers the temperature distribution, by changing the thickness of the layer. The obtained conditions on entered according the estimated technological parameters and physical parameters of the fluids and the formation.

Keywords: hydrodynamic and thermal fronts of displacement, piston and ReportName displacement of viscous oil by the coolant, the modified model Lovere, the initial pressure gradient.

При вытеснении вязкопластичной нефти (ВПН) теплоносителями, как известно, образуются две области (зоны): в первой, происходит вытеснение холодной неразогретой нефти теплоносителем; во второй, вытесняется разогретая нефть. Считается, что первая зона определяется гидродинамическим фронтом вытеснения, вторая – тепловым фронтом. Первый фронт вытеснения опережает второй. Во второй зоне вытеснения «горячая» нефть изменяет первоначальные физические свойства: плотность, динамическая вязкость,

начальный градиент давления нефти уменьшаются, коэффициент подвижности нефти возрастает.

Для практических инженерных расчетов и моделирования процессов вытеснения пользуются лабораторными данными, характеризующими зависимости физических свойств нефти от температуры. Для теоретических приложений удобнее использовать функциональные зависимости, которые качественно описывают изменение параметров, что не всегда соответствует полученным экспериментальным значениям. Поскольку начальный градиент давления и вязкость зависят от температуры, то для определения поля температур в зоне 2 возникает необходимость решения системы уравнений параболического типа, описывающего распределение температуры, и трансцендентных уравнений, характеризующих зависимость физических параметров от температуры.

Изменение температуры в пласте при закачке теплоносителя зависит от пространственных координат и времени.

Уравнение теплопроводности в общем виде имеет вид:

$$c^* \frac{\partial T}{\partial t} = -c_b \operatorname{div}(\rho_b \bar{v}_b T) - c_n \operatorname{div}(\rho_n \bar{v}_n T) - \operatorname{div}(\bar{v}_T) \quad (1)$$

$$\bar{v}_b = -\frac{kk_b^*(s)}{\mu_b(T)} (\operatorname{grad} p_b - g), \quad \bar{v}_n = -\frac{kk_n^*(s)}{\mu_n(T)} (\operatorname{grad} p_n - g), \quad \bar{v}_T = -\lambda_T \operatorname{grad} T \quad (2)$$

где v_n, v_b – скорости фильтрации нефти и воды; g – начальный градиент давления в зоне совместной фильтрации; λ_T – коэффициент теплопроводности; k – коэффициент абсолютной проницаемости; k_b^* , k_n^* – относительные фазовые проницаемости; $\mu_{n,b}(T)$ – коэффициенты динамической вязкости нефти и воды.

$$c^* = c_{Tf} \rho_{Tf} (1 - m) + c_b \rho_b m s + c_n \rho_n m (1 - s)$$

где c_b , c_n , c_{Tf} – удельные теплоемкости воды, нефти и твердой фазы; ρ_b , ρ_n , ρ_{Tf} – плотности воды, нефти и твердой фазы; T – температура в зоне 2; s – коэффициент водонасыщенности; m – коэффициент пористости; v_T – скорость распространения тепла за счет теплопроводности.

Распределение давлений нефти и воды в зоне теплового воздействия 2 для плоскорадиальной фильтрации определяется из уравнения аналогичного уравнению пьезопроводности В.Н. Щелкачева

$$\frac{\partial p_i}{\partial t} = \frac{\chi_i}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p_i}{\partial r} + gr \right). \quad (3)$$

Здесь $i=b,n$ соответствуют воде и нефти, p_i – давления воды и нефти, χ_i – коэффициенты пьезопроводности воды и нефти, зависящие от динамической вязкости. Если начало координат совпадает с забоем нагнетательной скважины, то $\frac{\partial p_i}{\partial r}$ меньше нуля.

Поэтому в скобках взят знак «+». Заметим, что термин начальный градиент давления справедлив только в том случае, когда g постоянен, не зависит от температуры. В данном случае это величина переменная и зависит от температуры

$$g = g_0 e^{-\alpha_g \Delta T} \quad (4)$$

где $\Delta T = T - T_0$, T_0 – начальная пластовая температура; g_0 – начальный градиент давления, соответствующий изотермическому процессу и определяемый либо лабораторными методами, либо в результате обработки гидродинамических исследований скважин. Второе более достоверно [2]. Параметр α_g – определяется по результатам интерпретации лабораторных исследований. По данным сотрудников Ухтинского госуниверситета $\alpha_g = 0,1 - 0,4$ 1/град.

Для поршневого вытеснения нефти уравнение (1) примет вид:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \chi_T \operatorname{div}(\operatorname{grad} T) + \chi_c [T \operatorname{div}(\bar{v}_b) + \bar{v}_b \operatorname{grad} T]$$

Здесь $\chi_T = \frac{\lambda_T}{c^*}$ – коэффициент температуропроводности за счет теплопроводности,

$\chi_c = \frac{c_b \rho_b}{c^*}$ – коэффициент, учитывающий изменение температуры в результате конвекции.

Запишем искомое уравнение в цилиндрических координатах, при условиях: T не зависит от угловой координаты, сжимаемостью воды пренебрегаем

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \chi_T \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right] + \chi_c \left[v_r \frac{\partial T}{\partial r} + v_z \frac{\partial T}{\partial z} \right] \quad (5)$$

В отличие от модели Ловерье в уравнении (5) учитывается изменение температуры пласта по вертикали – толщине пласта. Зададимся постоянным потоком тепла q_T на забое нагнетательной скважины. Решая (5) методом интегральных преобразований [3], получим

$$\Delta T = T - T_0 = \frac{a_0}{k} \left[1 + \left(k \ln \frac{r}{\rho(t)} - \frac{r^k}{\rho^k(t)} \right) \varphi(z) \right] \quad (6)$$

$$a_0 = - \frac{q_T}{2\pi h \lambda_1 \varphi(z) \left[1 - \left(\frac{r_c}{\rho(t)} \right)^k \right]}, \quad \varphi(z) = 1 - 0,5 \frac{z}{h} + \frac{0,5}{n} \frac{z^n}{h^n}. \quad (7)$$

Здесь q_T – скорость теплового потока, кДж/с; h – половина толщины пласта; k, n – числовые параметры, определяемые из сопоставления фактических и расчетных данных; $\rho(t)$ – радиус теплового фронта (при $r \leq \rho(t)$ горячей водой вытесняется разогретая нефть с меньшей вязкостью); r_c – радиус скважины. $\lambda_1 = \lambda_T(1 - m) + m[\lambda_n(1 - s) + \lambda_b s]$, m – коэффициент открытой пористости; s – коэффициент водонасыщенности; λ_n, λ_b – коэффициенты теплопроводности нефти и воды. Заметим, что интегрирование (5)

необходимо для определения переменного радиуса фронта теплового вытеснения, но это уже другая статья.

Подставляя (6) в (4), после преобразований, получим зависимость g от координат и времени:

$$g = g_0 F(r, z, t), \quad F(r, z, t) = \left(\frac{r}{\rho(t)} \right)^{k\beta_0} \exp \left[-\beta_0 \left(\varphi \frac{r^k}{\rho^k(t)} - 1 \right) \right], \quad \beta_0 = -\alpha_g \frac{a_0}{k} \quad (8)$$

В зоне 2 теплового вытеснения r изменяется в интервале от r_c до $\rho(t)$. При $r=\rho(t)$ и $z=0$ функция F имеет максимум, $F(\rho(t), 0, t)=1$ и $g=g_0$. При $z=h$, что соответствует кровле пласта $\varphi^*=0,75$, $r=\rho_2(t)$, $F(\rho_2(t), h, t)=1$, причем $\rho(t) > \rho_2(t)$. Тепловое вытеснение на кровле пласта ($z=h$) отстает от теплового вытеснения на нейтральной линии ($z=0$). Минимальное значение функция F принимает при $r=r_c$ на забое нагнетательной скважины.

Отметим, что функция F и ее производная работают только в зоне 2 теплового вытеснения, и при $r \geq \rho(t)$ тождественно равны: $F=1$, $F'_r=0$.

Изменения градиента g как функции координат приведены в таблице 1.

Пример 1. Дано $\alpha_g=0,11/\text{град}$, $g_0=0,45 \text{ МПа/м}$, $q_T=8 \text{ кДж/с}$, $\lambda_l=0,0043 \text{ кДж/(м}^2 \cdot \text{с} \cdot \text{град)}$, $\rho(t)=100 \text{ м}$, $k=2$, $h=10 \text{ м}$, $r_c=0,1 \text{ м}$, $x = \frac{r}{\rho}$.

Таблица 1

Изменения градиента g как функции координат

		x	0,001	0,01	0,05	0,1	0,25	0,623	0,75	1	
z	a ₀	β ₀	φ(z)	g, МПа/м							
0	-31,20	1,56	1,00	9,3E-10	1,2E-06	1,9E-4	0,0016	0,026	0,268	0,363	0,45
10	-41,61	2,08	0,75	1,6E-09	2,1E-06	3,9E-4	0,0027	0,043	0,45		

Вблизи забоя нагнетательной скважины g практически равен нулю, фильтрация происходит по закону Дарси. По мере удаления к забоям добывающих скважин значения градиента g возрастают, скорость фильтрации подчиняется обобщенному закону Дарси с учетом начального градиента (2). Здесь g является величиной переменной, определяемой соотношением (8).

Другими физическими параметрами, существенно зависящим от изменения температуры, являются коэффициенты динамической вязкости. Необходимость подобных исследований возникает при непоршневом вытеснении нефти теплоносителем. Из уравнения (1) видно, что скорости фильтрации нефти и воды (2) в разогретой зоне 2 оказывает влияние на распределения поля температур и на продвижение теплового фронта вытеснения.

Для определения зависимости μ_n от координат воспользуемся исследованиями профессора В.И. Кудинова и его сотрудников о зависимости вязкости нефти Гремихинского месторождения от температуры, начальная температура равна 28⁰С, начальная вязкость 116 мПас. На рис.3 [4] выделена область эффективных температур залежи А-4, соответствующая

интервалу 60-70⁰ С, при T > 70⁰С вязкость изменяется незначительно. Функциональная зависимость вязкости от температуры не приводится. Анализируя имеющиеся результаты, на графике можно выделить три участка: первый – соответствующий низким температурам, второй – соответствующий области эффективных температур, третий – соответствующий высоким температурам. Исходя из вышесказанного, функциональную зависимость динамической вязкости от ΔT, представим в виде трех экспоненциальных функций:

$$\mu_n = \begin{cases} \mu_0 e^{-0,05\Delta T} & \text{при } \Delta T < \Delta T_1 = 20^0 \text{ C} \\ 115 e^{-0,04\Delta T} & \text{при } \Delta T_1 \leq \Delta T < \Delta T_2 = 60^0 \text{ C} \\ 33,68 e^{-0,04\Delta T} & \text{при } \Delta T_2 \leq \Delta T \end{cases} \quad \text{или} \quad \mu_n = a_{\mu i} e^{-\alpha_{\mu i} \Delta T} \quad (10)$$

где μ_0 – динамическая вязкость холодной нефти; $a_{\mu i}$, $\alpha_{\mu i}$ – параметры, определяемые интерпретацией лабораторных замеров. Третья формула (10) $i=3$ соответствует призабойной зоне пласта нагнетательной скважины. По мере удаления от ПЗП температура уменьшается до области эффективных температур $i=2$, вязкость рассчитывается по второму соотношению (10). Наконец вблизи теплового фронта вытеснения $r \leq \rho(t)$ работает первая формула (10).

После преобразований получим формулы аналогичные (8) $i=1,2,3$:

$$\mu_n = a_{\mu i} F_i(r, z, t), \quad F_i(r, z, t) = \left(\frac{r}{\rho(t)} \right)^{k\phi\beta_i} \exp \left[-\beta_i \left(\varphi \frac{r^k}{\rho^k(t)} - 1 \right) \right], \quad \beta_i = -\alpha_{\mu i} \frac{a_0}{k} \quad (11)$$

Поскольку вязкость в (2) стоит в знаменателе, то для расчетов удобнее пользоваться обратными функциями,

$$F_i^* = \frac{1}{F_i} = \left(\frac{r}{\rho(t)} \right)^{-k\phi\beta_i} \exp \left[\beta_i \left(\varphi \frac{r^k}{\rho^k(t)} - 1 \right) \right].$$

По данным [5] динамическая вязкость закачиваемой в пласт горячей воды гораздо меньше, чем вязкость в нормальных условиях μ_{b0} . Изменение динамической вязкости воды зависит от давления, минерализации и может уменьшиться с ростом температуры до пяти раз. В связи с этим на скорость фильтрации закачиваемой воды будет существенно влиять изменение температуры, которое по аналогии с предыдущим получим в виде:

$$\mu_b = \mu_{b0} F_b(r, z, t), \quad F_b(r, z, t) = \left(\frac{r}{\rho(t)} \right)^{k\phi\beta_b} \exp \left[-\beta_b \left(\varphi \frac{r^k}{\rho^k(t)} - 1 \right) \right], \quad \beta_b = -\alpha_b \frac{a_0}{k},$$

Обратная функция F_b^* равна

$$F_b^* = \frac{1}{F_b} = \left(\frac{r}{\rho(t)} \right)^{-k\phi\beta_b} \exp \left[\beta_b \left(\varphi \frac{r^k}{\rho^k(t)} - 1 \right) \right] \quad (12)$$

Рассмотрим произведение функций $\Phi(x, z) = F(x, z) * F_b^*(x, z)$, которое будет использовано в дальнейшем, $x = \frac{r}{\rho(t)}$.

$$\Phi(x, z) = x^{-\frac{a_0(\alpha_g - \alpha_b)}{k}} \exp \left[\frac{a_0}{k} (\alpha_g - \alpha_b) (\varphi(z)x^k - 1) \right] \quad (13)$$

График функции приведен на рисунке 1. Данные для расчетов взяты из примера 1, $\alpha_b=0,012 \text{ 1/C}^0$. Наименьшее значение $\Phi(x,z)$ соответствует $x_c = \frac{r_c}{\rho(t)}$ отлично от нуля,

максимальное – при $x = \frac{\rho(t)}{\rho(t)}=1$, равно 1 имеет место на границе теплового фронта.

Причем при $z=h$, на кровле пласта, максимум $\Phi(x,z)$ достигается с запаздыванием. Производная функции по r ведет себя также как и производная функции $F(x,z)$.

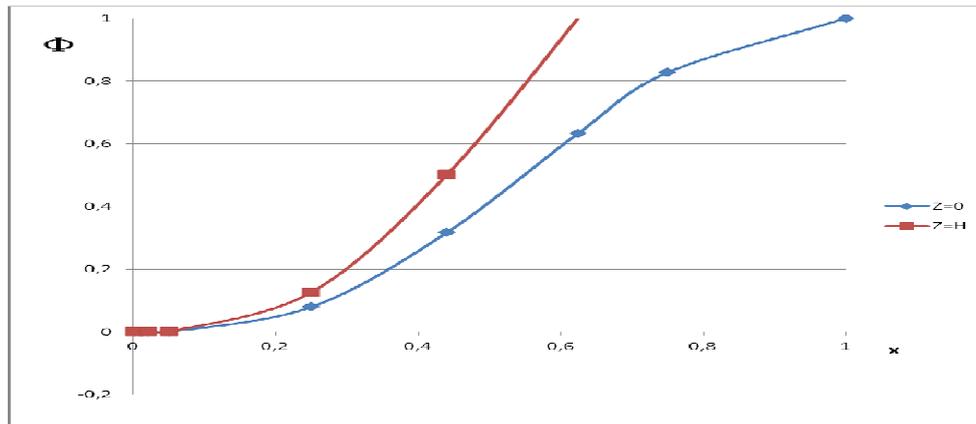


Рис. 1. График функции $\Phi(x,z)$ для $z=0$ и $z=h$

При закачке в пласт теплоносителя должны соблюдаться соотношения между физическими свойствами горячей воды, ФЕС пласта и технологическими показателями: приемистостью Q , скоростью теплового потока q_T . Для вывода таких соотношений используем непрерывность скорости фильтрации закачиваемой в пласт воды

$$v_r = -\frac{k_b}{\mu_b} \left(\frac{\partial p}{\partial r} + g \right) = -\frac{k_b}{\mu_{0b}} F_b^* \left(\frac{\partial p}{\partial r} + g_0 F \right)$$

Градиент давления в зонах возмущения 1 и 2 при постоянной приемистости на забое нагнетательной скважины Q по аналогии с решением, приведенным в [6], имеет вид:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = -\frac{gr_c + q}{r} - qLn \frac{r_c}{\rho_u(t)} + [q - (g\rho_b(t) - r_c)] \frac{r^{m-1}}{\rho_b^m(t)}$$

Для $\rho(t) \leq r \leq \rho_b(t)$ $g=g_0$, для $r_c \leq r \leq \rho(t)$ $g=g_0 F(r,z)$. Здесь $\rho_b(t)$ – радиус гидродинамического фронта вытеснения, $\rho(t)$ – радиус теплового фронта вытеснения. Скорость фильтрации v_r на границах фронтов вытеснения и на забое нагнетательной скважины. Для $r=\rho_b(t)$ и $g=g_0$ $v_r=0$. Значения $v_r(\rho)$ и $v_r(r_c)$ должны быть больше нуля. В результате получим

$$Q > \frac{g_0 \rho (\gamma^m - \gamma) 2\pi k_b h F_b^*(r_c)}{(\gamma^m - 1) \mu_0} \quad Q > \frac{g_0 \rho_b k_b \Phi(r_c) \alpha_g q_T}{\lambda_1 \mu_0}, \quad (14)$$

Где k_b – коэффициент фазовой проницаемости воды, $\gamma = \frac{\rho_b}{\rho} > 2$ – отношение радиусов гидродинамического и теплового фронтов вытеснений.

В работе [7] приведена формула, связывающая приемистость и скорость теплового потока $q_T = Qc_b \rho_{plb} \Delta T_c$, где c_b , ρ_{plb} – удельная теплоемкость и плотность воды соответственно. После подстановки в (15), получим условие, связывающее технологические показатели и физические параметры:

$$1 > \frac{g_0 \rho_b k_b \Phi(r_c) \alpha_g \rho_{plb} c_b \Delta T_c}{\lambda_1 \mu_0} \quad (15)$$

Пример 2. Пусть $k_b = 200 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $c_b = 4,15 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{град)}$, $\rho_{plb} = 1000 \text{ (кг/м}^3\text{)}$, $\Delta T_c = 300^\circ \text{ С}$, остальные необходимые данные берутся из примера 1. После расчетов получим, что условия (14) и (15) выполняются для $Q > 40 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Зачем нужны условия (14)-(15)? Еще в середине 50-х годов прошлого века один из сотрудников Н.Винера доказал теорему, что для любой программы (программного продукта) найдется такой набор входных (исходных) данных, что полученный результат будет неверный. Поэтому для предварительной оценки и моделирования физических процессов следует проводить проверку на совместимость вводимых физических параметров.

Рассмотренное тепловое вытеснение нефти в однородном пласте по модифицированной модели Ловерье, может быть обобщено для неоднородного по проницаемости пласта, состоящего из гидродинамически несвязанных прослоев. При наличии гидродинамической связи, кроме изменения температуры по толщине пласта, следует учитывать функции перетоков флюидов между пропластками разной проницаемости.

Список литературы

1. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: изд-во Недр, 1984. – 211 с.
2. Гиматутдинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта: Учеб. для ВУЗов / Ш.К. Гиматутдинов, А.И. Ширковский. – М.: изд-во Недр, 1982. – 311 с.
3. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. Учеб. для вузов. 2-е изд. – М.: ОАО «Недра», 1998. – 365 с.
4. Коротенко В.А. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов Русского месторождения / В.А. Коротенко, А.Н. Сумин, А.К. Ягафаров, Н.П. Кушакова // Наука и ТЭК. - № 3. – Тюмень: ООО «Сити-пресс», 2012. – С. 24-30.
5. Коротенко В.А. Влияние начального градиента давления на распределение давления в залежах с вязкопластическими нефтями / В.А. Коротенко, С.И. Грачев, А.Н. Сумин, С.А.

Леонтьев // «Неньютоновские системы в нефтегазовой отрасли», посвященного памяти А.Х. Мирзаджанзаде: материалы международного семинара. (21-22 ноября 2012 года) – Уфа.

б. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. – 484 с.

Рецензенты:

Грачев С.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ВПО ТюмГНГУ, г. Тюмень;

Леонтьев С.А., д.т.н., профессор, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ВПО ТюмГНГУ, г. Тюмень.