

Прогнозирование эффективности физико-химического воздействия на пласт методами качественных анализов моделей

Абызбаев И.И., Лукьянов Ю.В., Галимов А.К.,
Малишевская Л.В. (direktor@gruzinfo.ru)

Научно-исследовательском институте по повышению нефтеотдачи пластов центра химической механики нефти при Академии наук Республики Башкортостан

Общий вид векторного уравнения неразрывности, используемого для математического описания процесса изотермического вытеснения нефти водными растворами химреагентов и их композиций, выглядит следующим образом [1]:

$$\operatorname{div}[m\bar{D}_{ij}\operatorname{grad}(\rho_i C_{ij})] - \operatorname{div}(\rho_i \vec{V}_i C_{ij}) - \sum_{\alpha=1}^k \eta_{\alpha ij} (\varphi_{ij} - \varphi_{\alpha j}) = \frac{\partial}{\partial t} (m\rho_i S_i C_{ij} + a_{ij}) + \rho_i q_i C_{ij} \quad (1)$$

Здесь индекс α и i означает номер фазы (водной и нефтяной), j – номер компонента, m – пористость, \bar{D}_{ij} – тензор коэффициента конвективной диффузии j – го компонента в i – ой фазе, ρ_i , \vec{V}_i , S_i , и q_i – соответственно плотность, скорость фильтрации, насыщенность и плотность источников и стоков i – ой фазы, C_{ij} , φ_{ij} и a_{ij} – соответственно массовая доля, химический потенциал и адсорбция j – го компонента в i – ой фазе, $\eta_{\alpha ij}$ – коэффициент межфазного перетока j – го компонента между фазами α и i .

Насыщенности фаз и массовые доли компонентов связаны следующими соотношениями:

$$\sum_{i=1}^n S_i = 1, \quad \sum_{i=1}^n C_i = 1 \quad (2)$$

Принимается, что для каждой из фаз выполнен обобщенный закон Дарси

$$\vec{V}_i = -\frac{\bar{K}k_{oi}}{\mu_i} \varepsilon_i (\operatorname{grad} p_i + \rho_i g \operatorname{grad} z), \quad (3)$$

где \bar{K} - тензор абсолютной проницаемости, k_{oi} , μ_i и p_i - соответственно относительная фазовая проницаемость, вязкость и давление i - ой фазы, g - ускорение силы тяжести, z - вертикальная координата.

Функция ε_i , входящая в последнее уравнение позволяет учитывать реологическую характеристику фаз (или принятый закон движения фаз). Для рассматриваемых месторождений с маловязкой нефтью (т. е. для ньютоновской жидкости) движение подчиняется линейному закону и в этом случае $\varepsilon_i \equiv 1$.

Давления в фазах связаны известными соотношениями

$$p_{k,oi} = p_\alpha - p_i, \quad i=1, \dots, \alpha-1, \alpha+1, \dots, k \quad (4)$$

Очевидно, что капиллярное давление $p_{k,oi}$ в общем случае должно выражаться в виде функции от насыщенности и состава фаз.

Величина адсорбции определяется следующим образом

$$a_{ij} = a_{ij}^o b_i(s) \quad (5)$$

где a_{ij}^o - количество j - го компонента, адсорбированного из i - ой фазы единицей объема пористой среды при $s_i = s_i^o$ и $c_{ij} = c_{ij}^o$, т. е. одновременно при максимально возможном насыщении пористой среды i - ой фазой и при максимально возможной концентрации j - го компонента в этой фазе, $b_i(s)$ - безразмерная функция, учитывающая, что в многофазном потоке только часть удельной поверхности контактирует с i - ой фазой. Функция $b_i(s)$ должна определяться экспериментально и удовлетворять очевидным условиям $b_i(s_i^o) = 1$ и $b_i(0) = 0$.

Концентрация C_{ij} и адсорбция a_{ij}^o связаны уравнениями кинетики

$$\frac{\partial \rho_i a_{ij}^o}{\partial t} = \beta_{ij} (C_{ij} - C_{ij}^*), \quad (6)$$

где C_{ij}^* - концентрация раствора, равновесная адсорбции a_{ij}^o .

Зависимость между a_{ij}^o и C_{ij}^* определяют изотермой адсорбции

$$a_{ij}^o = g_{ij}(C_{ij}^*) \quad (7)$$

Эта зависимость часто является линейной, т. е. имеет место изотерма Генри

$$a_{ij}^o = \Gamma_{ij} C_{ij}^* \quad (8)$$

В пластовых условиях с достаточной степенью точности процесс адсорбции можно считать равновесным. Тогда из последних двух соотношений следует

$$a_{ij} = a_{ij}^o b_i(s_i) g_{ij}(C_{ij}) \quad (9)$$

Для замыкания полученной системы уравнений наряду с зависимостями вязкости и плотности фаз, относительных фазовых проницаемостей, тензора абсолютной проницаемости, пористости и тензора конвективной диффузии необходимо описать межфазный переток компонентов между фазами.

Итак, в предположении локального термодинамического равновесия, используя соотношения (3) и суммируя уравнения (1) по фазам, получим

$$\begin{aligned} \operatorname{div} \sum_{i=1}^n \left[m \bar{D}_{ij} \operatorname{grad}(\rho_i C_{ij}) + \frac{\bar{K} k_{oi} \rho_i}{\mu_i} \varepsilon_i C_{ij} (\operatorname{grad} p_i + \rho_i g \operatorname{grad} z) \right] = \\ = \frac{\partial}{\partial t} \sum_{i=1}^k (m \rho_i S_i C_{ij} + a_{ij}) + \sum_{i=1}^n \rho_i q_i C_{ij} \end{aligned} \quad (10)$$

где $j=1, 2, \dots, n$

В полученной системе уравнений число неизвестных осталось прежним, а число уравнений уменьшилось на $(k-1)n$. При этом недостающие уравнения получаются из условия равновесия компонентов в системе.

Для решаемого класса задач можно принять, что такими составляющими компонентами являются нефть, вода, и химреагент или композиция химреагента, которые будем обозначать индексами «1», «2» и «3». Число фаз, как следует из постановки общей задачи, равно двум. Фазами являются: во-первых нефть, в которой могут содержаться вода и химреагент и во-вторых вода, в которой могут содержаться нефть и химреагент. В дальнейшем фазы будем обозначать индексами «1» и «2». Таким образом, рассматриваемый процесс может быть описан системой уравнений двухфазной фильтрации трехкомпонентной системы.

Соответствующая система уравнений после естественных предположений (пренебрежение величинами D_{i1} и D_{i2} , a_{i1} и a_{i2}) в принятых обозначениях может быть записана в следующем виде:

$$\operatorname{div} \sum_{i=1}^2 \bar{K} \frac{k_{oi} \rho_i}{\mu_i} \varepsilon_i C_{i1} (\operatorname{grad} p_i + \rho_i g \operatorname{grad} z) = \frac{\partial}{\partial t} \sum_{i=1}^2 m(\rho_i S_i C_{i1}) + \sum_{i=1}^2 \rho_i q_i C_{i1} \quad (11)$$

$$\operatorname{div} \sum_{i=1}^2 \bar{K} \frac{k_{oi} \rho_i}{\mu_i} \varepsilon_i C_{i2} (\operatorname{grad} p_i + \rho_i g \operatorname{grad} z) = \frac{\partial}{\partial t} \sum_{i=1}^2 m(\rho_i S_i C_{i2}) + \sum_{i=1}^2 \rho_i q_i C_{i2} \quad (12)$$

$$\operatorname{div} \sum_{i=1}^2 m \bar{D}_m \operatorname{grad}(\rho_i C_{i3}) + \operatorname{div} \sum_{i=1}^2 \bar{K} \frac{k_{oi} \rho_i}{\mu_i} \varepsilon_i C_{i3} (\operatorname{grad} p_i + \rho_i g \operatorname{grad} z) = \frac{\partial}{\partial t} \sum_{i=1}^2 (m \rho_i S_i C_{i3} + a_{i3}) + \sum_{i=1}^2 \rho_i q_i C_{i3} \quad (13)$$

$$p_k = p_1 - p_2, \quad S_1 + S_2 = 1, \quad C_{11} + C_{12} + C_{13} = 1, \quad C_{21} + C_{22} + C_{23} = 1 \quad (14)$$

Итак, вместе с кинетическими уравнениями для адсорбции, получается 9 уравнений для 12 неизвестных – p_i , S_i , C_{i1} , C_{i2} , C_{i3} , a_{i3} , где $i=1,2$. Для замыкания системы необходимо добавить три соотношения, выражающие условия равновесия фаз.

В качестве таких соотношений используются следующие равенства:

$$k_3 = \frac{C_{13}}{C_{23}}, \quad k_p = C_{13}, \quad k_c = \frac{C_{21}}{C_{11}} \quad (15)$$

Здесь k_3 является соотношением концентрации химреагента (или их композиции) в нефтяной фазе к концентрации реагента в водной фазе и называется коэффициентом распределения химреагента по фазам, k_p – массовая доля нефти в равновесной нефтяной фазе: величина $1 - k_p$ характеризует меру «разбухания» нефтяной фазы от химреагента и воды, k_c – отношение концентрации нефти в закачанной водной фазе и концентрации нефти в равновесной нефтяной фазе, т. е. этот коэффициент характеризует состав оторочки химреагента.

В частности, при моделировании воздействия на низкопродуктивные пропластки слоисто-неоднородного пласта система уравнений, описывающих процесс вытеснения нефти водным раствором химреагента (композицией химреагентов) в плоскости вертикального сечения такого пласта принимает вид:

$$ym \frac{\partial s}{\partial t} = \operatorname{div}(y \vec{V}_H) - \bar{q}y(1 - F) \quad (16)$$

$$-ym \frac{\partial s}{\partial t} = \operatorname{div}(y \vec{V}_B) - \bar{q}yF \quad (17)$$

$$-ym \frac{\partial s}{\partial t} [(s - s_0)c + a] = \operatorname{div}(y \vec{V}_B c) - \bar{q}yFc \quad (18)$$

$$\vec{V}_H = -Q_1 \frac{kk_H}{\mu_H} (\operatorname{grad} p_H + Q_2 \rho_H g \operatorname{grad} z) \quad (19)$$

$$\vec{V}_B = -Q_1 \frac{kk_B}{\mu_B} (\operatorname{grad} p_B + Q_2 \rho_B g \operatorname{grad} z) \quad (20)$$

где

x – горизонтальная координата, длина пласта равна L , $0 \leq x \leq L$;

z – вертикальная координата, $0 \leq z \leq H$;

$y(x)$ – переменная ширина пласта;

m – пористость;

s – водонасыщенность;

\bar{q} – плотность источников (стоков);

$F = 1 / \left(1 + \frac{k_H \mu_B R}{\mu_H k_B} \right)$ – доля водной фазы в двухфазном потоке;

k, k_H, k_B – абсолютные и фазовые проницаемости для воды и нефти;

μ_H, μ_B – вязкости нефти и воды;

R – фактор сопротивления при движении химраствора в пористой среде или остаточный фактор сопротивления для воды, движущейся после оторочки раствора;

p_H, p_B – давление в фазах;

c – концентрация полимера в растворе;

a – количество адсорбированного полимера в расчете на единицу порового объема;

Решение системы уравнений осуществляется численно методом конечных разностей с использованием консервативных разностных схем сквозного счета с использованием метода, основанного на раздельном определении давления и насыщенности в пределах каждого временного слоя. При этом уравнение для давления в водной фазе получаем, сложив уравнения (16) и (17).

При численном моделировании рассматриваемую область течения (в плоскости $x - z$) разобьем на прямоугольники (называемые в теории МКР расчетными ячейками), имеющие площадь $\delta x \cdot \delta z_j$; где $\delta x = L/MX$, δz_j – удовлетворяет условию $\sum \delta z_j = H$; Mx , MZ – число расчетных ячеек по соответствующим координатам.

Вводятся в рассмотрение среднее по ячейкам значение давления p_{bij} , насыщенности s_{ij} и концентрации c_{ij} ($i=1,2,\dots,MX$; $j=1,2,\dots,MZ$). Теперь конечно – разностные аналоги соответствующих уравнений выпишем в следующем виде:

для определения давления p_{bij}^n :

$$\Delta[y(V_H^n + V_B^n)] - q_{ij}^n / (\delta x \delta z_j) = 0,$$

для определения насыщенности:

$$y_i m \Delta_t s = \Delta(y V_H^n) - q_{ij}^n (1 - F_{ij}^{n+1}) / (\delta x \delta z_j),$$

для определения концентрации c_{ij}^{n+1} :

$$- y_i m \Delta_t [(s - s_0)c + a] = \Delta(y V_B^n c^n) - q_{ij}^n F_{ij}^n c_{ij}^{n+1} / (\delta x \delta z_j)$$

Здесь использовались следующие обозначения:

$$\Delta_t s = (s^{n+1} - s^n)_{ij} / \delta t;$$

$$\Delta(y V_H^n) = \Delta_x(y V_H^n) + \Delta_z(y V_H^n);$$

$$\Delta_x(y V_H^n) = \left[(y V_H^n)_{i+1/2,j} - (y V_H^n)_{i-1/2,j} \right] / \delta x$$

$$\Delta_x(yV_H^n) = \left[(yV_H^n)_{i+\frac{1}{2},j} - (yV_H^n)_{i-\frac{1}{2},j} \right] / \delta z_j$$

$$V_{Bi+\frac{1}{2},j} = -Q_1 \left(\frac{kk_B}{\mu_B R} \right)_{i+\frac{1}{2},j}^n (p_{Bi+1,j}^n - p_{Bi,j}^n) / \delta x$$

$$V_{Bi,j+\frac{1}{2}} = -Q_1 \left(\frac{kk_B}{\mu_B R} \right)_{i,j+\frac{1}{2}}^n \left[\frac{(p_{Bi,j+1}^n - p_{Bi,j}^n)}{0.5(\delta z_j + \delta z_{j+1})} + Q_2 \rho_B g \right]$$

где

δt – временной шаг интегрирования;

n – номер временного слоя;

q_{ij} – часть дебита (расхода) скважины, приходящаяся на данную конкретную ячейку.

Учет работы скважины при известном забойном давлении осуществляется заданием функции источника по формуле:

$$q_{ij}^n = \alpha_{ij}^n (p_{zij}^n - p_{ij}^n),$$

где

$$\alpha_{ij}^n = \frac{2\pi a_{ij}^n \chi_i \delta z_j}{\ln \frac{r_c}{r}},$$

$$a_{ij}^n = k_{ij} \left(\frac{k_H}{\mu_H} + \frac{k_B}{\mu_B R} \right)_{ij}^n - \text{полная проводимость ячейки } (i,j);$$

χ_i – доля общей проводимости скважины, приходящаяся на моделируемый элемент симметрии системы заводнения;

$r_c = \sqrt{y_i \delta x / (2\pi \chi_i)}$ – радиус круга, внутри которого течение в окрестности данной скважины принимается плоскорадиальным;

r_c – радиус скважины;

p_{zij} – забойное давление;

Забойное давление p_{zij} против каждой ячейки в вертикальном направлении определяется согласно гидростатическому закону, при этом значение плотности жидкости в добывающих скважинах принимается равным средневзвешенному по подвижностям значению плотностей обеих фаз.

Для проведения расчетов определяют проницаемости и концентрации на границах расчетных ячеек. Абсолютную проницаемость между ячейками вычисляют по правилу определения проводимости

$$k_{i+\frac{1}{2},j} = \frac{2k_{ij}k_{i+1,j}}{k_{ij} + k_{i+1,j}}$$

Фазовые относительные проницаемости на границах расчетных ячеек по горизонтали $\left(i + \frac{1}{2}, j\right)$ определяют, учитывая направление фильтрации, по конечно-разностной схеме первого порядка точности «уголок» или второго порядка – схеме Колгана, что позволяет значительно точнее рассчитывать процесс фильтрации при одинаковой степени дискретизации расчетной области.

Определение же k_H^n, k_B^n на границах расчетных ячеек по горизонтали $\left(i, j + \frac{1}{2}\right)$ усложняется из-за влияния капиллярных и гравитационных сил. В этом случае поступают следующим образом. Выражают вертикальную составляющую скорости для нефтяной фазы V_{nz} через составляющую V_z суммарной скорости, исключив $\delta_z p_B^n$. Тогда справедливо равенство

$$V_{nz}(s) = (1-F) \left\{ V_{z, j+\frac{1}{2}} - Q_1 \frac{kk_B}{\mu_B R} [\delta_z p_k^n - Q_2 (\rho_B - \rho_H) g] \right\}$$

Вычислим на текущем временном слое производную $(V_{nz}^n)'_s$, считая, что ее величина известна на предыдущем временном слое:

$$(V_{nz}^n)'_s = [V_{nz}(s_{i,j+1}^n) - V_{nz}(s_{i,j}^n)] / (s_{i,j+1}^n - s_{i,j}^n)$$

и будем в качестве $k_{H(B)i,j+\frac{1}{2}}^n$ брать значение $k_{H(B)i,j}^n$, если $(V_{nz}^n)'_s < 0$ и $k_{H(B)i,j+1}^n$ в противном случае.

Таким образом, в полученной системе линейных алгебраических уравнений 9 неизвестными являются p_{Bij}^n . Для решения таких систем можно использовать метод линейной верхней релаксации (с прогонкой по индексу j).

Определив поле давлений можно перейти к вычислению поля насыщенностей на следующем, $(n+1)$ -ом временном слое из системы уравнений. В уравнениях для ячеек, содержащих нагнетательные скважины в выражениях для функции источника будем иметь $F_{i,j}^{n+1} = 1$. При моделировании добывающих скважин полагаем

$$F_{i,j}^{n+1} = F(s_{i,j}^{n+1})$$

По сравнению с явным заданием доли водной фазы добываемой жидкости вычисление ее неявно по насыщенности позволяет вести расчеты с большими в несколько раз шагами по времени. Следовательно, насыщенность определяется явным образом во всех ячейках кроме ячеек, содержащих добывающие скважины, в которых для определения насыщенности из неявного нелинейного уравнения используется метод квазилинеаризации. С этой целью долю воды F^{v+1} на каждой итерации (v - номер итерации) представляем в следующем виде (опуская индексы i, j):

$$F^{v+1} = F^v + \frac{F(s^v) - F(s^{v-1})}{(s^v - s^{v-1})} (s^{v+1} - s^v)$$

Определив давление, нефтенасыщенность и концентрацию на $(n+1)$ временном слое, рассчитываем все необходимые характеристики процесса (среднюю нефтенасыщенность, текущую нефтеотдачу, обводненность добываемой жидкости, текущий и накопленный водонефтяной факторы, накопленные отборы нефти и жидкости и т. д.), затем переходим к новому временному слою и повторяем вычисления в той же последовательности.

Для решения общей задачи сначала численно решается такая двумерная задача (в плоскости вертикального сечения с учетом слоистой неоднородности пласта по толщине). На основе полученного численного решения для ряда сечений пласта строятся осредненные по этим сечениям кривые фазовых проницаемостей в зависимости от средних по соответствующим сечениям значений нефтенасыщенности. Осредненные таким образом псевдофазовые проницаемости используются затем в двумерной плоской задаче.

Так, при рассмотрении процесса заводнения месторождения, содержащего подошвенную воду, пласт толщиной H характеризуется начальным и текущим положением водонефтяного контакта z_k^0 и z_k соответственно (в зависимости от условий текущее положение ВНК может быть выше или ниже начального). Кровля и подошва пласта считаются непроницаемыми. Принимают, что в каждый момент времени мгновенно устанавливается полное гравитационное разделение системы вода – нефть, а капиллярными силами пренебрегают.

Тогда формулы для определения средней нефтенасыщенности и псевдофазовых проницаемостей с учетом сделанных предположений можно записать в следующем виде:

$$\tilde{s} = \begin{cases} [s^o z_k + s_o (z_k^o - z_k)] / H, & z_k < z_k^o \\ s^o z_k / H, & z_k > z_k^o \end{cases}$$

$$k_H^*(\tilde{s}) = \frac{k_H(s^*) \int_0^{z_k} kz dz}{\int_0^H kz dz}$$

Переходим к качественной характеристике моделей. Рассматривается численная реализация модельной задачи вытеснения нефти в пористой среде, представляющая собой два пропластка постоянной ширины и высоты, с начальной и конечной нефтенасыщенностью в них соответственно 0.8 и 0.2, отличающихся и пористостью – соответственно 0.5 и 0.3. Из приведенных выше систем уравнений следует, что это должно приводить к различной скорости фильтрации нефти и воды в них. Заметим, что это также согласуется с общими представлениями о процессе.

Действительно, на рис.1 приведены распределения нефтенасыщенности в средах с такими показателями пористости при вытеснении нефти раствором полимера (загустителем) в первой стадии вытеснения нефти (когда в части порового объема еще сохраняется начальная нефтенасыщенность).

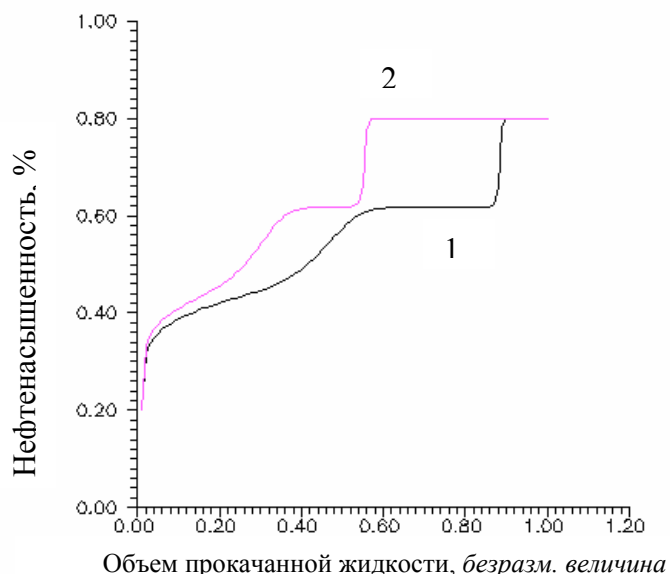


Рис.1 Распределение объемов закачанной воды в пропластках с различной пористостью
1 - в среде с пористостью 0,8
2 - в среде с пористостью 0,2

В случае, когда происходит вытеснение нефти водой, происходит неравномерное перераспределение объемов закачанной воды в отличающиеся пористостью пропластки. В результате вода поступает преимущественно в более пористую среду (прерывистая черная линия на рис 1. по сравнению с прерывистой верхней, соответствующей менее пористому пропластку) и по мере увеличения прокачанной (добытой) жидкости эта тенденция усиливается.

В случае же закачки раствора полимера (рис. 1, сплошные линии, рассматривался модельный случай прокачки оторочки раствора объемом 0.5 общего порового объема с последующей закачкой воды) в следствии загущения водной фазы и более благоприятных соотношений фазовых проницаемостей для промежуточных значений насыщенных фаз обеспечивается значительно более равномерное распределение полной проводимости и фильтрационного сопротивления пропластков. В результате вплоть до полной прокачки оторочки осуществляется более равномерное заводнение обоих пропластков. При этом удается повысить не только общую нефтеотдачу, но и нефтеотдачу менее пористого пропластка (рис 1).

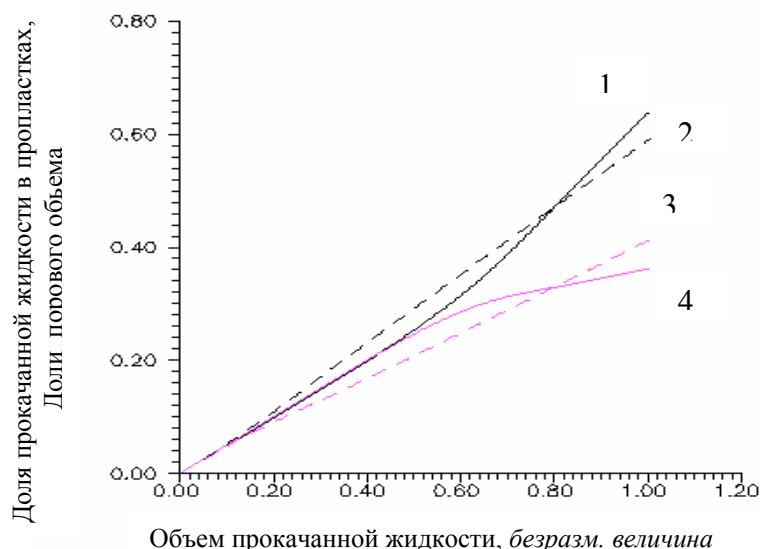


Рис. 2 Распределение объемов прокачанной жидкости в пропластках с различной пористостью при закачке полимера

1,4 – распределение без воздействия

2, 3 – распределение с воздействием

При больших объемах прокачанной жидкости, т. е. на более поздних этапах разработки, когда нефтенасыщенность приближается к остаточной, а загущающий раствор уже прокачан, вновь возникает неравномерность указанных выше параметров, и закачиваемая вода «устремляется» вновь в более пористую среду (рис 2, сплошные линии в правой части графика).

Но рост нефтеотдачи при этом минимален лишь в более пористой пропластке, а в менее пористой (т. е. наиболее интересующем) еще существенно отличен от нуля (рис. 3).

Заметим, что приведенные зависимости получены в предположении постоянства абсолютной проницаемости пропластков, их независимости от величины концентрации загустителя и его количества, адсорбированного пористой породой. В то же время, как показано выше, модель позволяет учитывать связь таких факторов.

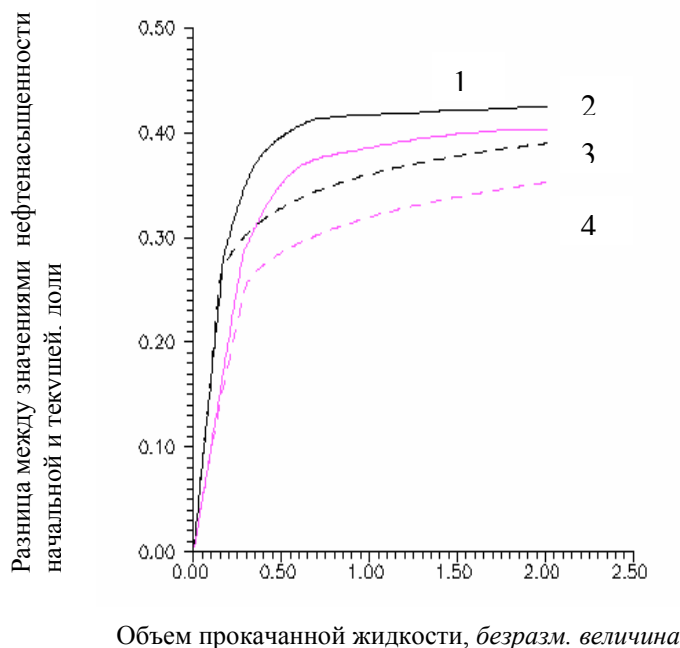


Рис.3 Распределение выработки пластов с различной пористостью при закачке полимера
 3, 4 – распределение без воздействия
 1, 2 – распределение с воздействием

При моделировании участка пласта 2БС10 Южно-Ягунского месторождения обработанного по технологии «СПС» учитывалась неоднородность пласта и использовались функциональные осреднения параметров процесса описанным выше способом в вертикальном сечении с изменением по толщине ($h=8\text{м}$) пористости m от 0,35 у кровли до 0,2 у подошвы, и абсолютной проницаемости k от 0,06 мкм² до 0,009 мкм² соответственно. При этом варьировалась линейная зависимость абсолютной проницаемости от концентрации закачиваемой композиции химреагентов. Усредненные начальные и остаточные нефтенасыщенности s_n пород (пласта 2БС10 Южно-Ягунского месторождения, на рассматриваемом участке, подвергшимся воздействию) принимались равными 0,56 и 0,32, что соответствует данным геофизических исследований. В соответствии с этими константами варьировались фазовые проницаемости как функции от насыщенностей фаз в виде полиномов второй и третьей степени. Первичная оценка величин неизвестных параметров пласта и воздействия на него закачиваемой композиции химреагентов осуществлялась с применением

градиентных методов по критерию соответствия отклика модели известным технологическим показателям разработки.

Усредненные по участку результаты расчетов приведены ниже в безразмерном виде.

На рис. 4 приведен график изменения доли воды в добываемой жидкости для значений пористости $m=0,3$ и абсолютной проницаемости $k=0,05$ мкм² (кривая черного цвета) и $m=0,22$ и $k=0,02$ мкм² (кривая серого цвета). Как видно, при монотонном возрастании доли воды в добываемой жидкости за последние два года эксплуатации она существенно уменьшается в последние два месяца в среднем до 0,83 долей единиц.

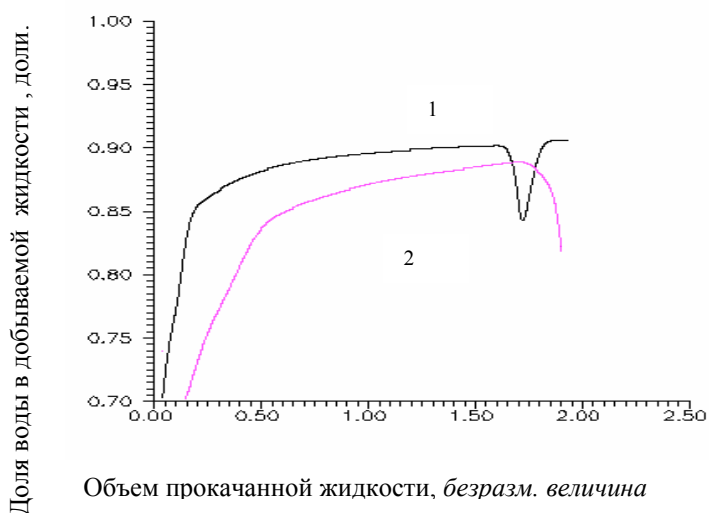
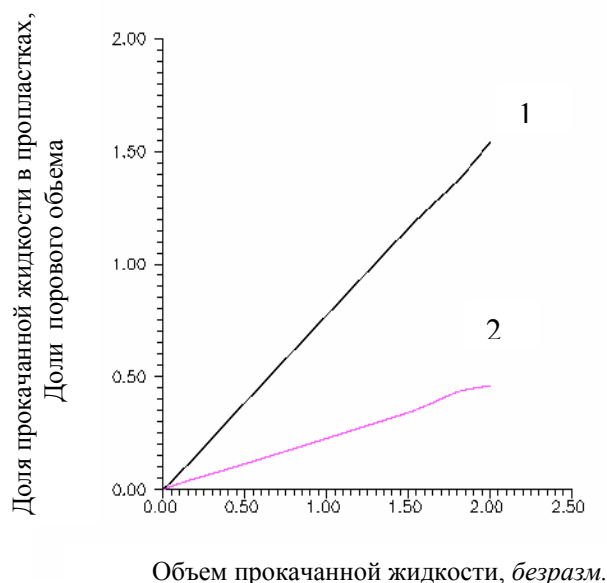


Рис. 4 Изменение доли воды в добываемой жидкости
1 - для пропластка с пористостью 0,3
2 - для пропластка с пористостью 0,22

Для более проницаемого пропластка это явление происходит раньше в силу большей скорости фильтрации. При этом увеличивается его фильтрационное сопротивление и происходит перераспределение долей закачиваемой жидкости в сторону некоторого увеличения ее для менее проницаемого пропластка, как это видно на рис. 5.

Это, как следует из используемой математической модели, приводит к увеличению градиента давления и увеличению скорости фильтрации и, как результат, к некоторому увеличению нефтеотдачи такого пропластка и

рассматриваемого участка в целом. С учетом кратковременности воздействия на пласт закачанной композиции, связанной с проведенной очисткой призабойной зоны рассматриваемой системы нагнетательных скважин (на рис. 1 и 2 этому соответствует кратковременное снижение доли воды в добытой жидкости из более проницаемого пропластка и доли закачанной в него воды) к дополнительному увеличению нефтеотдачи \approx на 8,6 % .



Объем прокачанной жидкости, безразм.

Рис. 5 Распределение закачиваемой воды по пропласткам

- 1 - для пропластка с пористостью 0,3
- 2 - для пропластка с пористостью 0,22

Таким образом предложена математическая модель воздействия, учитывающая большее снижение проницаемости в более проницаемой водоносной зоне, по сравнению с фильтрацией в зоне по которой осуществляется вытеснение нефти. Показано, что последнее приводит в случае применения методов увеличения нефтеотдачи к дополнительной добыче нефти. Также предложен достаточно эффективный численный метод расчета для неоднородных пластов.

При математическом моделировании воздействия СПС на объекты с трудноизвлекаемыми запасами нефти снижение абсолютной проницаемости пористой среды в результате взаимодействия реагента с присутствующей в пласте минерализованной водой учитывалось заданием этой величины как

функции от времени (в случае равномерной закачки – от закачанного объема жидкости и концентрации реагента). При этом зависимость от концентрации в первом приближении принята линейной.

Предлагаемая математическая модель воспроизводит эффект улучшения посредством закачки СПС охвата по толщине для объекта со слоисто-неоднородной пористой средой. Моделируемый объект по своим свойствам приближается к пласту БВ₁₀ Повхского месторождения: пористость $m \approx 18\%$, абсолютная проницаемость $k = 0,057$, начальная нефтенасыщенность $S_o \approx 0,6$, остаточная при вытеснении водой $S_{ост} \approx 0,289$, вязкости нефти и воды в пластовых условиях – соответственно 0,94 сПа·с и 0,33 сПа·с. Для наглядности результатов численного эксперимента принимаем, что моделируемый пласт представляет собой всего два равных по толщине пропластка с пористостью 20% и 16%, абсолютной проницаемостью 0,65 и 0,45.

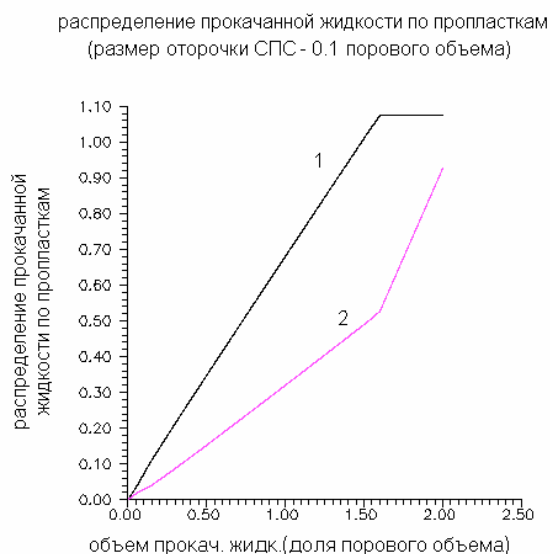


Рис. 6 1 - объем прокачанной жидкости в первый пропласток с пористостью $m=20$ и абсолютной проницаемостью $k=0,065$. 2 - объем прокачанной жидкости во второй пропласток с пористостью $m=16$ и абсолютной проницаемостью $k=0,045$.

Указанная неоднородность, как показывают расчеты, приводит к тому, что при вытеснении нефти водой, за счет большего фильтрационного сопротивления второго пропластка, закачиваемая вода (объем закачки меньше 1,5 порового объема) поступает преимущественно в первый пропласток (рис. 6, кр 1). Это, в свою очередь, приводит к тому, что дополнительная закачка воды, уже не

приводит к дополнительной добыче нефти из первого пропластка, не эффективна и для вытеснения нефти из второго пропластка, с несколько худшими фильтрационными свойствами (рис.7, кр. 1 и 2). После закачки 1,5 порового объема закачивается оторочка СПС с вязкостью 3 сПа·с. Как видно из рис.7 его воздействие, как загустителя, на этой стадии разработки также не эффективно, что соответствует известным представлениям о свойствах полимерного заводнения.

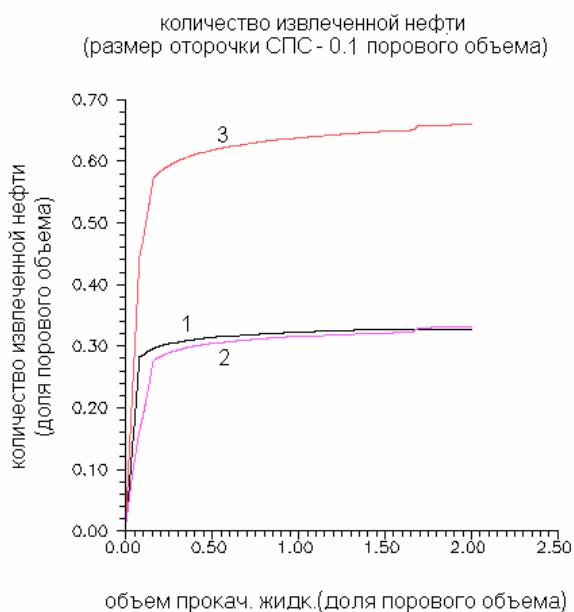


Рис. 7 1 - количество извлеченной нефти из второго пропластка с пористостью $m=20\%$ и абсолютной проницаемостью $k=0.065$.
2 - количество извлеченной нефти из второго пропластка с пористостью $m=16\%$ и абсолютной проницаемостью $k=0.045$.
3 - суммарное количество извлеченной нефти

В то же время, за счет благоприятного соотношения фильтрационных сопротивлений рассматриваемый химреагент поступает преимущественно в первый пропласток и к моменту, когда было закачено 1,6 порового объема жидкости (т. е. к моменту окончания закачки оторочки) начинает воздействовать также преимущественно на него. Как, в свою очередь видно из рис. 6, закачиваемая жидкость начинает поступать практически полностью во второй пропласток, что приводит к скачку нефтеотдачи в нем и, соответственно, к увеличению общей нефтеотдачи (рис.7, кр. 2 и 3).

Очевидно, рассмотренный случай можно считать «идеальным», призванным лишь демонстрировать возможность математической модели

воспроизводить основные механизмы воздействия химреагента на пласт. В то же время, как описано выше, модель учитывает изменение эффекта в зависимости от степени влияния химреагента на проницаемость пористой среды, на относительные фазовые проницаемости и вязкости фаз в пластовых условиях, при уменьшении размера оторочки. Например, как видно из рис.8, уменьшение размера оторочки вдвое приводит лишь к частичному перераспределению закачиваемой воды между пропластками, и, соответственно, к снижению объемов дополнительно добытой нефти (рис.9).

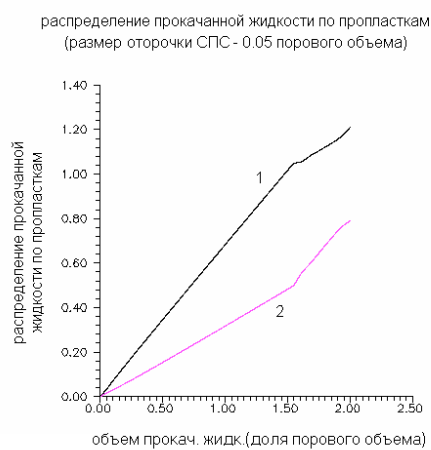


Рис. 8

1 - объем прокачанной жидкости в первый пропласток с пористостью $m=20$ и абсолютной проницаемостью $k=0.065$, 2 - объем прокачанной жидкости во второй пропласток с пористостью $m=16$ и абсолютной проницаемостью $k=0.045$.

Таким образом, приведенная математическая модель может служить для оценки эффекта от воздействия на коллектор таких химреагентов при условии устойчивости границ закачиваемой оторочки, что, как правило соблюдается в силу ее большей вязкости по сравнению с водной и нефтяной фазами в условиях моделируемых месторождений.

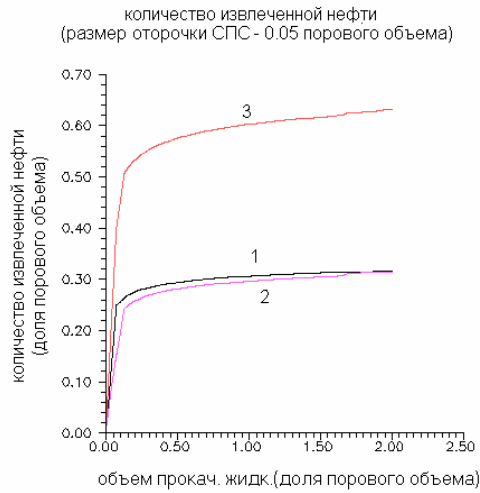


Рис 9

- 1 - количество извлеченной нефти из второго пропластка с пористостью $m=20\%$ и абсолютной проницаемостью $k=0.065$.
- 2 - количество извлеченной нефти из второго пропластка с пористостью $m=16\%$ и абсолютной проницаемостью $k=0.045$.
- 3 - суммарное количество извлеченной нефти

Моделирование закачки РИТИНа осуществлялось аналогично. При этом учитывалось, что его воздействие сводится к снижению относительной фазовой проницаемости воды под воздействием пластовых условий.

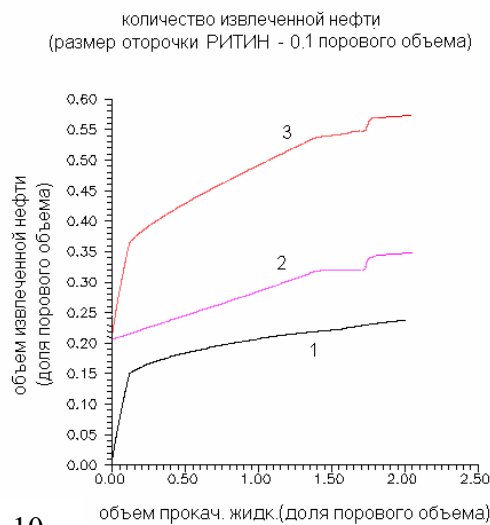


Рис. 10

- 1 - нефтеотдача первого пропластка с пористостью $m=20$ и абсолютной проницаемостью $k=0.065$.
- 2 - нефтеотдача второго пропластка с пористостью $m=16$ и абсолютной проницаемостью $k=0.045$.

Моделировалась его закачка в условиях, характерных для пласта АВ₁₋₂ Вать-Еганского месторождения: присутствует водо-нефтяная зона, низкая проницаемость 0,02 – 0,1 %, и относительно низкие начальные водонасыщенности 60/57%. Как и в предыдущем примере рассматривались два пропластка. Учитывалось различие в них значений нефте- и

водонасыщенности. Закачиваемая вода перераспределялась в пропласток с большей водонасыщенностью и с прекращением закачки оторочки начинала воздействовать преимущественно на него. Снижение относительной проницаемости воды в области закачанной оторочки, как и в предыдущем примере, меняло соотношение величин фильтрационных сопротивлений. Это, в свою очередь, приводило к перераспределению объемов (долей) закачиваемой воды и «скачку» нефтеотдачи в пропластке с большей нефтенасыщенностью (рис.10).

Таким образом, численные эксперименты подтвердили избирательность воздействия указанных технологий на малопроницаемые пласты с вертикальной слоистой неоднородностью. В силу меньшего фильтрационного сопротивления более проницаемых пропластков, закачиваемая вода устремляется преимущественно в них. Благодаря этому сшитые полимерные системы, в большом количестве проникают в такие пропластки и после этого начинают воздействовать на их пористость и проницаемость, резко снижая их фильтрационное сопротивление. Это приводит к изменению соотношения расходов закачиваемой воды между пропластками, что, в свою очередь, приводит к дополнительному доотмыву нефти уже из менее проницаемых пропластков. Технологии типа РИТИН действует аналогичным образом на пласты, содержащие водонефтяные зоны. Водяная зона обладает меньшим фильтрационным сопротивлением. Поэтому закачиваемая оторочка - композиция химреагентов устремляется преимущественно туда, что приводит к изменению соотношений фильтрационных сопротивлений между водяной и нефтяной зонами. Как следствие, закачиваемая вода поступает в нефтяную зону и происходит вытеснение нефти уже из нее. Очевидно, такие технологии требуют больших объемов оторочек химреагентов, что согласуется с приведенным статистическим анализом и практикой разработки.

Литература

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. -: Москва, «Недра» - 1982 - 407 с.

2. Швецов И.А., Манырин В.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов, Анализ и проектирование. Самара: Российское представительство Акционерной компании “Ойл Технолоджи Оверсиз Продакшн Лимитед”, 2000, - 336с.