

## ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

### Prognosis of the physical and chemical method to increase flooding efficiency

During mathematical simulation two-phase ternary filtration equation is investigated in the numeric realization on the modeling apprehension to the increasing of the flooding efficiency. It's got the curves of the oil, water, residual oil saturation and injected water according the different parts of the oil reservoir.

И.И. Абызбаев,  
В.Е. Андреев,  
Центр химической механики  
нефти АН РБ

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

$$\begin{aligned} & \operatorname{div} [m \bar{D}_{ij} \operatorname{grad} (\rho_i C_{ij})] - \\ & - \operatorname{div} (\rho_i \vec{V}_i C_{ij}) - \sum_{\alpha=1}^k \eta_{\alpha ij} (\varphi_{ij} - \varphi_{\alpha j}) = \\ & = \frac{\partial}{\partial t} (m \rho_i S_i C_{ij} + a_{ij}) + \rho_i q_i C_{ij} \end{aligned} \quad (3)$$

Здесь индекс  $\alpha$  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,  $\rho_i$ ,  $\vec{V}_i$ ,  $S_i$  и  $q_i$  — соответственно плотность, скорость фильтрации, насыщенность и плотность источников и стоков  $i$ -ой фазы,  $C_{ij}$ ,  $\varphi_{ij}$  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  $\alpha$  и  $i$ .

Насыщенности фаз и массовые доли компонентов связаны следующими соотношениями:

$$\sum_{i=1}^n S_i = 1, \quad \sum_{i=1}^n C_i = 1 \quad (4)$$

Принимается, что для каждой из фаз выполнен обобщенный закон Дарси

$$\vec{V}_i = - \frac{\bar{K} k_{oi}}{\mu_i} \varepsilon_i (\operatorname{grad} p_i + \rho_i g \operatorname{grad} z), \quad (5)$$

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

Функция  $\varepsilon_i$ , 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

$$p_{k, \alpha i} = p_{\alpha} - p_i, \quad i = 1, \dots, \alpha-1, \alpha+1, \dots, k \quad (6)$$

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

Величина адсорбции определяется следующим образом

$$a_{ij} = a_{ij}^{\circ} b_i(s) \quad (7)$$

где  $a_{ij}^{\circ}$  — количество  $j$ -го компонента, адсорбированного из  $i$ -ой фазы единицей объема пористой среды при  $s_i = s_i^{\circ}$  и  $c_{ij} = c_{ij}^{\circ}$ , 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 контакти-

рует с  $i$ -ой фазой. Функция  $b_i(s)$  должна определяться экспериментально и удовлетворять очевидным условиям  $b_i(s_i^0) = 1$  и  $b_i(0) = 0$ .

Концентрация  $C_{ij}$  и адсорбция  $a_{ij}^0$  связаны уравнениями кинетики

$$\frac{\partial \rho_i a_{ij}^0}{\partial t} = \beta_{ij} (C_{ij} - C_{ij}^*) \quad (8)$$

где  $C_{ij}^*$  — концентрация раствора, равновесная адсорбции  $a_{ij}^0$ .

Зависимость между  $a_{ij}^0$  и  $C_{ij}^*$  определяют изотермой адсорбции

$$a_{ij}^0 = g_{ij}(C_{ij}^*) \quad (9)$$

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

$$a_{ij}^0 = \Gamma_{ij} C_{ij}^* \quad (10)$$

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

$$a_{ij} = a_{ij}^0 b_i(s_i) g_{ij}(C_{ij}) \quad (11)$$

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.

Процессы массообмена в пористой среде при вытеснении нефти растворами рассматриваемых реагентов являются диффузионными. На поверхности контакта фаз компоненты отдельных фаз находятся в локальном равновесии, а между поверхностями контакта происходит диффузионное движение отдельных компонентов. Способность того или иного компонента к выходу из данной фазы определяется величиной химического потенциала. При фазовых переходах химический потенциал является фактором интенсивности, а масса переходящего компонента — фактором экстенсивности. Самопроизвольный переход компонента происходит из фазы, для которой его химический потенциал больше в фазу, в которой химический потенциал меньше, до наступления равновесия, при котором значения химических потенциалов выравниваются.

Следует, однако, отметить, что для газожидкостных систем характерны небольшие скоро-

сти движения в пористых средах. В связи с этим есть основания полагать, что в пластовых условиях процессы межфазного массообмена будут равновесными, т. е. при достаточной протяженности пористой среды время, необходимое для выравнивания концентраций, будет значительно меньше времени, за которое происходит существенное изменение фаз в фильтрационном потоке.

Поэтому при исследовании задач многокомпонентной фильтрации предполагают, что в каждой точке пласта устанавливается локальное термодинамическое равновесие. Это позволяет существенно упростить математическую модель процесса и значительно уменьшить необходимый для проведения расчетов объем исходных экспериментальных зависимостей.

Итак, в предположении локального термодинамического равновесия, используя соотношения (3.5) и суммируя уравнения (3.3) по фазам, получим

$$\begin{aligned} & \operatorname{div} \sum_{i=1}^n \left[ m \bar{D}_{ij} \operatorname{grad} (\rho_i C_{ij}) + \right. \\ & \left. + \frac{\bar{K} k_{oi} \rho_i}{\mu_i} \varepsilon_i C_{ij} (\operatorname{grad} p_i + \rho_i g \operatorname{grad} z) \right] = \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \sum_{i=1}^k (m \rho_i S_i C_{ij} + a_{ij}) + \sum_{i=1}^n \rho_i q_i C_{ij} \quad (12) \end{aligned}$$

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.

Применительно к рассматриваемым технологиям вытеснения нефти с закачкой рассматриваемых растворов применение рассмотренных выше уравнений подразумевает прежде всего рассмотрение вопроса о выделении неразложимых компонентов математической модели. 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 реагент 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:

$$\begin{aligned} \operatorname{div} \sum_{i=1}^2 \bar{K} \frac{k_{oi} \rho_i}{\mu_i} \varepsilon_i C_{i1} (\operatorname{grad} p_i + \rho_i g \operatorname{grad} z) = \\ = \frac{\partial}{\partial t} \sum_{i=1}^2 m(\rho_i S_i C_{i1}) + \sum_{i=1}^2 \rho_i q_i C_{i1} \end{aligned} \quad (13)$$

$$\begin{aligned} \operatorname{div} \sum_{i=1}^2 \bar{K} \frac{k_{oi} \rho_i}{\mu_i} \varepsilon_i C_{i2} (\operatorname{grad} p_i + \rho_i g \operatorname{grad} z) = \\ = \frac{\partial}{\partial t} \sum_{i=1}^2 m(\rho_i S_i C_{i2}) + \sum_{i=1}^2 \rho_i q_i C_{i2} \end{aligned} \quad (14)$$

$$\begin{aligned} \operatorname{div} \sum_{i=1}^2 m \bar{D}_{in} \operatorname{grad}(\rho_i C_{i3}) + \\ + \operatorname{div} \sum_{i=1}^2 \bar{K} \frac{k_{oi} \rho_i}{\mu_i} \varepsilon_i C_{i3} (\operatorname{grad} p_i + \rho_i g \operatorname{grad} z) = \\ = \frac{\partial}{\partial t} \sum_{i=1}^2 (m \rho_i S_i C_{i3} + a_{i3}) + \sum_{i=1}^2 \rho_i q_i C_{i3} \end{aligned} \quad (15)$$

$$\begin{aligned} p_k = p_1 - p_2, \quad S_1 + S_2 = 1, \\ C_{11} + C_{12} + C_{13} = 1, \quad C_{21} + C_{22} + C_{23} = 1 \end{aligned} \quad (16)$$

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

В качестве таких соотношений используются следующие равенства:

$$k_3 = \frac{C_{13}}{C_{23}}, \quad k_p = C_{13}, \quad k_A = \frac{C_{21}}{C_{11}} \quad (17)$$

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.

Полученная система уравнений в достаточно общем виде описывает различные технологические процессы вытеснения нефти с применением различных растворов химреагентов и их композиций. Так например, в случае закачки водорастворимых реагентов следует положить  $C_{13} = 0$  и  $C_{21} = 0$ . При этом, как видно, получается наиболее общая модель вытеснения нефти закачкой водных растворов реагентов с учетом их межфазного перехода из воды в нефть.

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:

$$ym \frac{\partial s}{\partial t} = \operatorname{div} (y \vec{V}_H) - \bar{q} y (1 - F) \quad (18)$$

$$- ym \frac{\partial s}{\partial t} = \operatorname{div} (y \vec{V}_B) - \bar{q} y F \quad (19)$$

$$- ym \frac{\partial s}{\partial t} [(s - s_0)c + a] = \operatorname{div} (y \vec{V}_B c) - \bar{q} y F c \quad (20)$$

$$\vec{V}_H = -Q_1 \frac{kk_H}{\mu_H} (\operatorname{grad} p_H + Q_2 \rho_H g \operatorname{grad} z) \quad (21)$$

$$\vec{V}_B = -Q_1 \frac{kk_B}{\mu_B} (\operatorname{grad} p_B + Q_2 \rho_B g \operatorname{grad} z) \quad (22)$$

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;

$\mu_H, \mu_B$  — 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;

При известных зависимостях фазовых проницаемостей, давлений и фактора сопротивления от насыщенностей фаз и концентрации химреагента приведенная система уравнений является замкнутой.

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 (19) и (20).

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  $\delta z_j = L/MX$ ,  $\cdot z_j$  — удовлетворяет условию  $\sum z_j = H$ ;  $Mx, MZ$  — число расчетных ячеек по соответствующим координатам.

Вводятся в рассмотрение среднее по ячейкам значение давления  $p_{bij}^n$ , 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:

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

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

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

$$\Delta_z (y V_H^n) = [(y V_H^n)_{i, j+1/2} - (y V_H^n)_{i, j-1/2}] / \delta z_j$$

$$V_{B i+1/2, j} =$$

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

$$V_{B i, j+1/2} =$$

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

где

$\delta t$  — 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:

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

где

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

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

$\chi_i$  — доля общей проводимости скважины, приходящаяся на моделируемый элемент симметрии системы заводнения;

$r_3 = \sqrt{y_i \delta x / (2\chi\pi_i)}$  — радиус круга, внутри которого течение в окрестности данной скважины принимается плоскорадиальным;

$r_c$  — радиус скважины;

$p_{3ij}$  — забойное давление;

Забойное давление  $p_{3ij}$  против каждой ячейки в вертикальном направлении определяется согласно гидростатического закона, 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  $V_{hz}$  через составляющую  $V_z$  суммарной скорости, исключив  $\delta_z p_B^n$ . Тогда справедливо равенство

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

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

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

и будем в качестве  $k_{H(B)i,j}^n$  брать значение  $k_{H(B)i,j}^n$ , если  $(V_{hz}^n)'_s < 0$  и  $k_{H(B)i,j}^n$  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 большим 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 плоско-

сти 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.

Такой подход позволяет с достаточно высокой степенью рассчитывать параметры сложного течения в неоднородных по толщине и пространству пластах, в том числе и содержащих подошвенную воду, с учетом кинематики потока жидкости в системе скважин. В то же время, при определенных условиях можно осреднить исходные уравнения и построить кривые псевдофазовых проницаемостей в аналитическом виде.

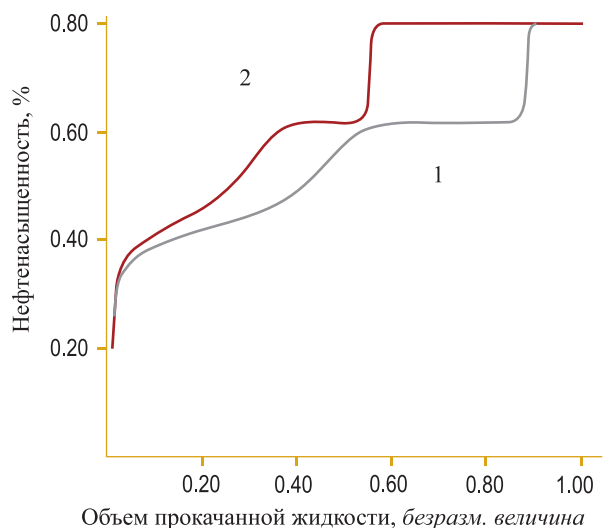
Так, при рассмотрении процесса заводнения месторождения, содержащего подошвенную воду, пласт толщиной  $H$  характеризуется начальным и текущим положением водонефтяного контакта  $z_k^0$  и  $z_k$ , соответственно, (в зависимости от условий текущее положение ВНК может быть выше или ниже начального). Кровля и подошва пласта считают 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:

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

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

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 пористостью — соответственно 0,5 и 0,3. Из приведенных выше



Объем прокачанной жидкости, безразм. величина  
1 - нефтенасыщенность в среде с пористостью 0,8  
2 - нефтенасыщенность в среде с пористостью 0,2

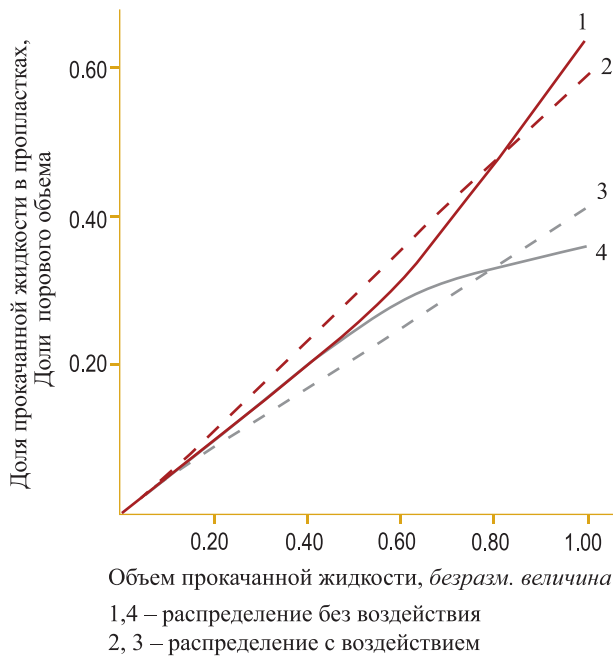
Рисунок 1. Распределение объемов закачанной воды в пропластках с различной пористостью.

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.

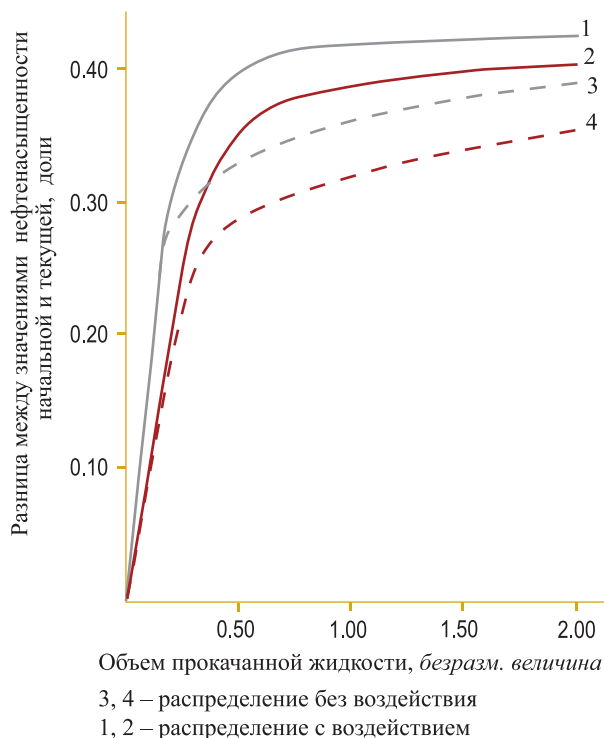
Действительно, на рис.1 приведены распределения нефтенасыщенности в средах с такими показателями пористости при вытеснении нефти раствором полимера (загустителем) в первой стадии вытеснения нефти (когда в части порового объема еще сохраняется начальная нефтенасыщенность).

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 светлой, соответствующей менее пористому пропластку) и по мере увеличения прокачанной (добытой) жидкостью эта тенденция усиливается.

В случае же закачки раствора полимера (рис. 2, 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 насыщенностей фаз обеспечивается значительно более равномерное распределение полной проводимости и фильтрационного сопротивления пропластков. В результате вплоть до полной прокачки оторочки осуществляется более равномерное заводнение обоих



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



**Рисунок 3.** Распределение выработки пластов с различной пористостью при закачке полимера.

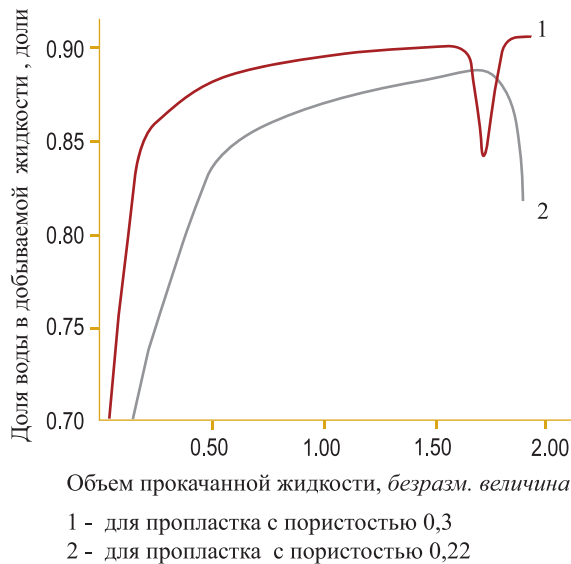
пропластков. При этом удается повысить не только общую нефтеотдачу, но и нефтеотдачу менее пористого пропластка (рис. 1).

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 пористом пропластке, а в менее пористом (т. е. наиболее интересующем) еще существенно отличен от нуля.

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

А продемонстрированные решения и приведенные зависимости позволяют оценить отдельно влияние этих факторов. Именно таким образом проводится анализ комплекса факторов, влияющих на свойства рассматриваемого объекта (в данном случае — слоисто-неоднородного пласта) для построения его информационной модели.

При моделировании участка пласта 2БС10 Южно-Ягунского месторождения обработанного по технологии «ПЖСГС» 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 мкм<sup>2</sup> до 0,009 мкм<sup>2</sup> 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 насыщенных фаз в виде полиномов второй и третьей степени. Первичная оценка величин неизвестных параметров пласта и воздействия на него закачиваемой



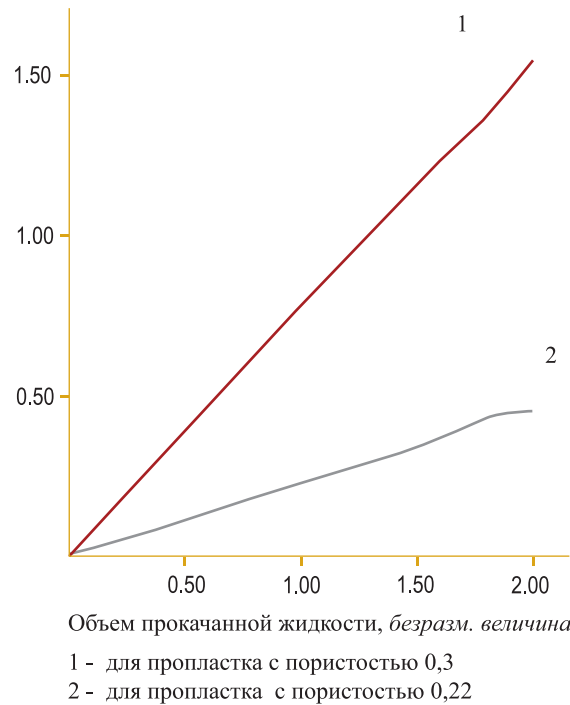
**Рисунок 4.** Изменение доли воды в добываемой жидкости.

композиции химерагентов 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 рисунке 4 приведен график изменения доли воды в добываемой жидкости для значений пористости  $m = 0.3$  и абсолютной проницаемости  $k = 0.05 \text{ мкм}^2$  (кривая черного цвета) и  $m = 0.22$  и  $k = 0.02 \text{ мкм}^2$  (кривая красного цвета). Как видно, при монотонном возрастании доли воды в добываемой жидкости за последние два года эксплуатации в среднем от 0.7 до 0.87, она существенно уменьшается в последние два месяца в среднем до 0.83 долей единиц. 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



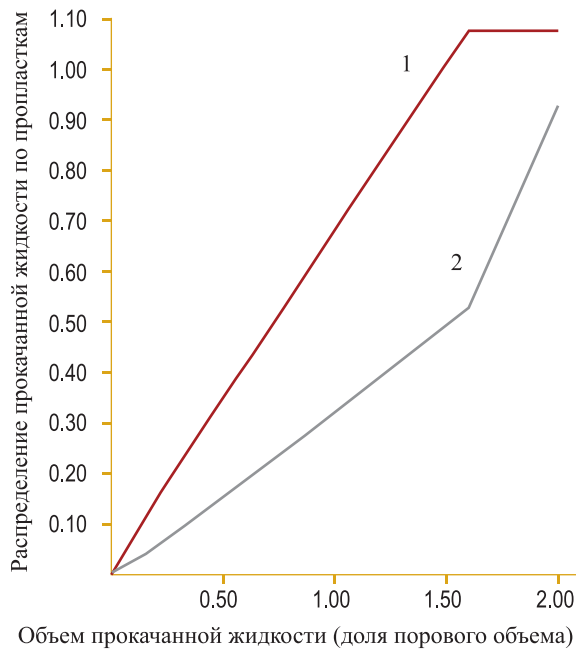
**Рисунок 5.** Распределение закачиваемой воды по пропласткам.

пропластка и доли закачанной в него воды) к дополнительному увеличению нефтеотдачи  $\approx$  на 8,6%.

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.

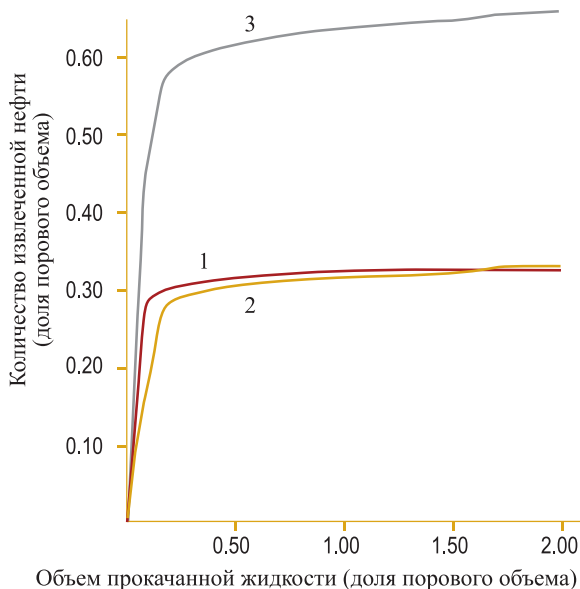
При моделировании участка пласта 2БС10 Южно-Ягунского месторождения обработанного по технологии «ПЖСГС» учитывалась неоднородность пласта и использовались осреднения, характерные для данной залежи. В результате качественного анализа модели удается произвести прогноз поведения пластовых систем в результате воздействия.

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).



Объем прокачанной жидкости (доля порового объема)  
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  $k=0.045$

**Рисунок 6.** Распределение прокачанной жидкости по пропласткам (размер оторочки СПС-0,1 порового объема).



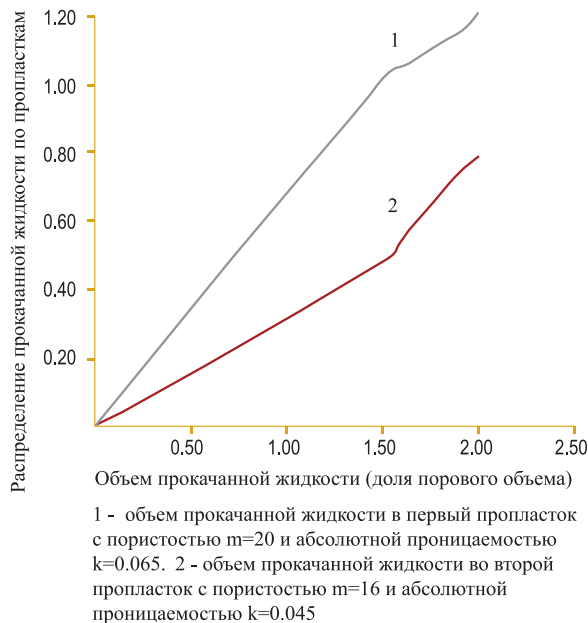
Объем прокачанной жидкости (доля порового объема)  
1 - объем прокачанной нефти из второго пропластка с пористостью  $m=20\%$  и абсолютной проницаемостью  $k=0.065$   
2 - количество извлеченной нефти из второго пропластка с пористостью  $m=16\%$  и абсолютной проницаемостью  $k=0.045$   
3 - суммарное количество извлеченной нефти

**Рисунок 7.** Количество извлеченной нефти (размер оторочки СПС-0,1 порового объема).

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 БВ<sub>10</sub> Повхского месторождения: пористость  $m \approx 18\%$ , абсолютная проницаемость  $k = 0.057$  (**малопроницаемый пласт**), 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 (по мощности) пропластка с пористостью 20% и 16%, абсолютной проницаемостью 0,65 и 0,45. 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 приводя к дополнительной добыче нефти из первого пропластка, не эффективна и для вытеснения нефти и 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. 3,9 его воздействие как загустителя на этой стадии разработки также не эффективно, что соответствует известным представлениям о свойствах полимерного заводнения. 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. 3,8, 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



**Рисунок 8.** Распределение прокачанной жидкости по пропласткам (размер оторочки СПС-0,1 порового объема).

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.

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.

### Выводы

Разработан алгоритм и компьютерная программа, обеспечивающая расчет фильтрации многофазной жидкости с изменением фазовой проницаемости по пропласткам, что изменяет характер фильтрации. Результаты модельных исследований позволили предположить механизм получения дополнительной нефти в результате воздействия технологии химического воздействия на нефтяной пласт.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем — М.: Недра, 1982 — 407 с.

механики нефти Академии наук РБ. Является автором более 230 научных работ, в т.ч. 5 книг и 24 изобретений Тел.: 35-77-19 E-mail: ufanegr@anrb.ru



**Абызбаев Ибрагим Измаилович,**  
к.т.н.,  
Заведующий лабораторией математического моделирования Центра химической механики нефти Академии наук РБ.  
Является автором 44 печатных работ и 15 патентов РФ.  
Тел.: 66-46-68  
E-mail: ufanegr@anrb.ru

[www.ogbus.ru](http://www.ogbus.ru)

Мальцев А.И.

**ПРИЧИНА ВОЗНИКНОВЕНИЯ «ПУСКОВОГО ЭФФЕКТА» ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СТАНДАРТНЫХ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА КОМСОМОЛЬСКОМ ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

[http://www.ogbus.ru/authors/Maltsev/Maltsev\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Maltsev/Maltsev_1.pdf)

В статье на примере Комсомольского месторождения рассматривается вопрос о влиянии причин техногенного характера на результаты стандартных газодинамических исследований. Данная проблема

возникает при следующих обстоятельствах: 1) применение современных высокоточных приборов, 2) наличие кустовых технологических комплексов газовых скважин, 3) использование компьютерной обработки результатов исследований. Наиболее наглядно действие «пускового эффекта» выявлено при регистрации КСД (кривая стабилизации давления).

Для устранения влияния «пускового эффекта» при проведении газодинамических исследований предлагается: оборудовать конец факельной линии куста газовых скважин электроздвижкой во взрыво-безопасном исполнении с дистанционным управлением; внести соответствующие поправки в регламенты по проведению ГДИ; повсеместно провести замену стандартной компьютерной обработки результатов ГДИ их детальным комплексным анализом.

[www.ogbus.ru](http://www.ogbus.ru)



**Андреев Вадим Евгеньевич,**  
д.т.н.,  
профессор, Директор Центра химической механики нефти Академии наук РБ.