

## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ РАСТВОРАМИ ПОЛИМЕРОВ С УЧЕТОМ ВЯЗКОУПРУГОСТИ ЖИДКОСТЕЙ

Бурнашев В.Ф.

д.ф.-м.н., старший научный сотрудник Самаркандского государственного университета

e-mail: [vladimir.burnash@mail.ru](mailto:vladimir.burnash@mail.ru)

Самадов А.И.

Магистрант Самаркандского государственного университета

e-mail: [Rulamiller@gmail.com](mailto:Rulamiller@gmail.com)

### Аннотация

Рассматривается задача моделирования вытеснения нефти растворами полимеров с учетом вязкоупругости жидкостей. Моделирование процесса осуществляется в рамках механики многокомпонентной многофазной фильтрации с использованием осредненных величин фильтрационно-ёмкостных параметров. На основе предложенной модели исследуются продвижение активной примеси и изменение фильтрационных характеристик пласта в ходе нагнетания реагента. Оценивается влияние вязкоупругости жидкостей. Выполнены численные расчеты и определены характеристики процесса.

### ARTICLE INFO

#### Article history:

Received 29 April 2021

Revised form 05 May 2021

Accepted 09 May 2021

**Ключевые слова:** вязкоупругость, компонента, концентрация, математическое моделирование, насыщенность, нефтяной пласт, раствор полимера, фаза, фильтрация.

\*\*\*

### 1. Введения

Из-за растущего спроса на использование нефти в нефтяной и других отраслях промышленности предпочтительные методы повышения нефтеотдачи (МУН) будут использоваться в качестве важной схемы для обеспечения достаточного объема углеводородов [1],[2]. Полимерное заводнение рассматривается как один из методов повышения

нефтеотдачи химическими веществами во многих коллекторах, особенно в коллекторах тяжелой нефти, из-за низких затрат [3],[4],[5]. Что касается способа, полимерное заводнение рассматривается как стабилизированный процесс повышения нефтеотдачи пласта для увеличения вязкости воды с целью уменьшения явления захвата, которое приводит к большей подвижности нефти [6]. Кроме того, полимер вводят для перекрытия каналов, создаваемых

водой в высокопроницаемых слоях и явления конуса воды из нижних водоносных горизонтов [7],[8]

С другой стороны, вязкоупругое поведение полимеров - это еще один механизм использования полимеров вместо других химических процессов. Это связано с более высокой межфазной вязкостью между нефтью и полимером, чем вода-нефть, а величина напряжения сдвига пропорционально связана с межфазной вязкостью, и, следовательно, полимер будет оказывать большее тянущее усилие на нефть, помогая ей выталкиваться из тупиковых пор [9],[10]

Различные типы реологии, такие как вязкоупругая, степенная и ньютоновская реология, были аналитически смоделированы. В этом исследовании предполагалось, что полимер представляет собой единую водную фазу, принимая во внимание отсутствие образования нефтяной оторочки во время заводнения полимером [3]. Для расчета фронтов насыщения на основе предположения о потоке сегрегации AlSofi и Blunt, предложили аналитическую модель для моделирования характеристик заводнения полимером без учета концентраций полимера [11]. Джейн и Лейк предложили аналитическую модель для расчета эффективности вытеснения в слоистом коллекторе, основанную на теории Ковал [12]. В этой теории предполагалось, что поток сегрегирован в условиях вертикального равновесия. Серайт предложил модель математического исследования для определения оптимального объема вязкости закачиваемого полимера в слоистых коллекторах.

Несмотря на то, что в литературе широко сообщалось о многочисленных исследованиях, посвященных глубокому влиянию характеристик полимерного заводнения до сих пор не создана математическая модель адекватно описывающая процессы заводнения с использованием полимерных растворов.

## 2. Постановка задачи

Для математического описания процесса вытеснения нефти растворами полимеров воспользуемся общими уравнениями изотермической многофазной фильтрации многокомпонентных систем [28]. Рассмотрим процесс изотермической неравновесной фильтрации системы, состоящей из двух фаз (водная и нефтяная). Водная фаза, в свою очередь, состоит из двух компонент (воды и полимера). С учетом вышеизложенного, математическая модель вытеснения нефти растворами полимеров можно представить в виде следующих уравнений:

- уравнение сохранения массы полимерной компоненты, внедряемой в пласт –  

$$\frac{\partial}{\partial t} [m p_p s_w C_p + p_p a_p] + \nabla * (p_p v_w C_p) = \nabla * [m D_p s_p \nabla (p_p C_p)] + p_p q_w C_p$$

где  $m$  - пористость;  $D_p$  - тензор конвективной диффузии полимера;  $p_p, C_p, a_p, v_w, s_w, q_w$  - соответственно плотность, концентрация в растворе и адсорбция полимера, скорость фильтрации, насыщенность и плотность источников или стоков водной фазы;

- уравнение сохранения массы водной компоненты, внедряемой в пласт  

$$\frac{\partial}{\partial t} [m p_w^0 s_w C_w] + \nabla * (p_w^0 v_w C_w) = p_w^0 q_w C_w$$

где  $C_w, p_w^0$  - концентрации в растворе и плотность воды;

- уравнение сохранения массы водной фазы

$$\frac{\partial}{\partial t} [m p_p s_w] + \nabla * (p_w v_w) = p_w q_w$$

где  $p_w = C_p p_p + C_w p_w^0$

- уравнение сохранения массы нефтяной фазы –  

$$\frac{\partial}{\partial t} [m p_o s_o] + \nabla * (p_o v_o) = p_o q_o$$

где  $p_0, v_0, s_0, q_0$  - соответственно плотность, концентрация в растворе и адсорбция полимера, скорость фильтрации, насыщенность и плотность источников или стоков водной фазы;

Насыщенности фаз и массовые доли компонентов связаны следующими соотношениями:

$$s_w + s_0 = 1; \quad C_w + C_p = 1$$

Примем, что для каждой из фаз выполнен обобщенный закон Дарси:

$$v_0 = -\frac{k k_{00}}{\mu_0} \varepsilon_0 (\nabla p_0 + \rho_0 g \Delta z),$$

$$v_w = -\frac{k k_{0w}}{\mu_w} \varepsilon_w (\nabla p_w + \rho_w g \Delta z), \quad (1)$$

где  $k$  - тензор абсолютной проницаемости,  $k_{00}, k_{0w}, \mu_0, \mu_w, \rho_0, \rho_w$  - соответственно относительные фазовые проницаемости, вязкости и давления фаз;  $g$  - ускорение свободного падения;  $z$ - вертикальная координата.

В соотношение (1) входят также функции  $\varepsilon_0$  и  $\varepsilon_w$ , которые учитывают реологические характеристики фаз или принятый закон движения фаз, при этом  $\varepsilon_0, \varepsilon_w$  - нелинейные функции скорости фильтрации.

Для фильтрации вязкоупругих жидкостей  $\varepsilon_0, \varepsilon_w$  могут быть

записаны как [22]:

$$\varepsilon_w = \begin{cases} 0, & \text{при } |v_w| = |\Delta p_w + \rho_w g \Delta z| \leq \tau_w \\ v_w^\alpha (1 - \tau_w |v_w|^{-1})^\beta, & \text{при } |v_w| \geq \tau_w \end{cases}$$

$$\varepsilon_0 = \begin{cases} 0, & \text{при } |v_0| = |\Delta p_0 + \rho_0 g \Delta z| \leq \tau_0 \\ v_0^\alpha (1 - \tau_0 |v_0|^{-1})^\beta, & \text{при } |v_0| \geq \tau_0 \end{cases}$$

где  $\tau_i$ —начальный градиент давления слота, а  $\alpha$  и  $\beta$  - постоянные, то при  $\alpha=0$  и  $\tau_i = 0$  получаем закон фильтрации для ньютоновской жидкости; при  $\alpha=0, \beta=1$  и  $\tau_i > 0$  —для вязко-пластичной

(бингамовской) жидкости и при  $\alpha \neq 0, \tau_i = 0$  — для псевдопластической жидкости,  $i=\{w,0\}$ .

Давления в фазах связаны соотношением

$$p_k = p_0 - p_w$$

где  $p_k = \sigma \cos \theta \sqrt{\frac{m}{k}} f(s)$  — капиллярное давление

$\sigma$  - напряжение сдвига,  $\theta$  - краевой угол смачивания,  $f$  - функция Леверетта

Величину адсорбции определяем по формуле

$$a_p = a_{p0} B(s_w), \quad (2)$$

где  $a_{p0}$  - количество полимера, адсорбированного из водной фазы единицей объема пористой среды при  $s_w = s_{w0}$  и  $C_p = C_{p0}$  (т.е. одновременно при максимально возможном насыщении пористой среды водной фазой и при максимально возможной концентрации полимера в этой фазе);  $B(s_w)$ - безразмерная функция, учитывающая, что в многофазном потоке только часть поверхности контактирует с водной фазой. Функцию  $B(s_w)$  определяют экспериментально и она должна удовлетворять условиям  $B(s_{w0}) = 1$  и  $B(0) = 0$ .

Концентрация  $C_p$  и адсорбция  $a_p$  связаны уравнением кинетики:

$$\frac{\partial p_p a_p}{\partial t} = \beta (C_p - C_p^*) \quad (3)$$

где  $C_p^*$  - концентрация раствора, соответствующая адсорбции  $a_{p0}$

Зависимость между  $a_{p0}$  и  $C_p^*$  задается изотермой адсорбции

$$a_{p0} = g^*(C_p^*) \quad (4)$$

При небольших концентрациях эта зависимость часто является линейной, т.е. описывается изотермой Генри

$$a_{p0} = \Gamma C_p^*$$

В пластовых условиях с большой степенью точности процесс адсорбции можно считать равновесным [29]. Тогда из (2) - (4) следует

$$a_p = B(s_w)g^*(C_p)$$

Для замыкания полученной системы уравнений необходимо определить зависимости для вязкостей и плотностей фаз, относительных фазовых проницаемостей, капиллярных давлений, тензора абсолютной проницаемости, пористости и тензора конвективной диффузии. Следует заметить, что для газожидкостных систем характерны небольшие скорости движения в пористых средах. В связи с этим есть основание предполагать, что в пластовых условиях процессы межфазного массообмена будут равновесными. Так, согласно полученной в [29] приближенной оценке, при реальных значениях скорости фильтрации процесс межфазного перетока двуокиси углерода из карбонизированной воды в нефть уже при длине образца порядка нескольких метров становится равновесным. Поэтому при исследовании фильтрации многокомпонентных смесей 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.

При заводнении нефтяных месторождений растворами полимеров обычно используют растворы с небольшой концентрацией реагента. При этом можно пренебречь влиянием полимеров на плотности фаз. Если также сделать допущение о несжимаемости фаз и породы, то система

уравнений процесса существенно упростится. Действительно, допуская не сжимаемость фаз и породы и пренебрегая весьма незначительной долей адсорбированных добавок в уравнении для нефтяной фазы, после очевидных преобразований получаем

$$m \frac{\partial s_0}{\partial t} + \nabla * v_0 = q_0 \quad (5)$$

$$v_0 = - \frac{kk_0}{\mu_0} \varepsilon_0 (\nabla(p_w + p_k) + p_0 g z)$$

$\nabla *$

$$v = q \quad (6)$$

$$v = - \frac{kk_0}{\mu_0} \varepsilon_0 (\nabla(p_w + p_k) + p_0 g z) - \frac{kk_w}{\mu_w} \varepsilon_w (\nabla p_w + p_w g z)$$

$$v_w = v - v_0, q = q_0 + q_w$$

Уравнение (6) - закон сохранения суммарного потока обеих фаз, а уравнение (5) - закон сохранения нефтяной фазы. Уравнение для концентрации полимера записываем в виде

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi C_p) + \nabla * [v_w C_p] = \nabla * (D \nabla C_p) + q_w C_p, D = m [D_p (1 - s_0)];$$

$$\phi = m(1 - s_0) +$$

$$B(s)g^*(C_p)/C_p \quad (7)$$

Рассмотрим вопрос о задании граничных и начальных условий для системы уравнений (5) - (7).

На границе области фильтрации можно задавать либо расход фаз и реагента, либо значения давления, насыщенности и концентрации. Это так называемые граничные условия 2-го и 1-го рода соответственно [16]. При этом краевые условия для насыщенности могут быть нелинейными [18, 19] и на отдельных



частях границы будут задаваться условия различного рода.

Подошва и кровля пласта обычно считаются непроницаемыми. Краевые условия для давления, насыщенности и концентрации получаются из условия равенства нулю расходов фаз и реагента в направлении нормали в соответствующей точке границы. Боковые границы также могут быть непроницаемыми.

Если границы проницаемы, то на них задается давление в одной из фаз или суммарный расход. Если жидкость втекает в область через границу, то необходимо на ней задать остаточную нефтенасыщенность или долю одной из фаз в потоке, а для концентрации - какое-либо значение ее или расход реагента.

Если же через границу жидкость вытекает из области, то краевое условие для насыщенности может быть поставлено с учетом или без учета «концевого» эффекта. Пренебрегая «концевым» эффектом, приходим к условию  $\nabla s = 0$ . Если же учесть его, то необходимо предположить, что прорыв воды через границу происходит только при достижении на ней остаточной нефти насыщенности. Для концентрации при этом обычно принимают условие равенства нулю ее производной в направлении нормали к поверхности границы.

На нагнетательных скважинах задают забойное давление или расход жидкости, долю воды в потоке и начальную концентрацию или расход закачиваемого реагента.

Если пренебречь «концевым» эффектом, то на добывающих скважинах достаточно задать только забойное давление или расход жидкости и условие равенства нулю производной от концентрации. В начальный момент времени считается известным распределение по пласту насыщенностей и концентраций. При моделировании трехмерной фильтрации возникают большие сложности как при выборе

методов решения, так и реализации их на ЭВМ. Поэтому применяют различные методы сведения трехмерной задачи к двух- или одномерной. Сведение трехмерной фильтрации к двумерной можно достичь с помощью частичного интегрирования уравнений, получения псевдоотносительных проницаемостей в сложных пластах в предположении, что распределение флюида в вертикальном направлении зависит в большей мере от вязкости, а не от гравитационных и капиллярных сил. В целом реализация двумерных моделей представляет также большие трудности, связанные, в частности, с нахождением функциональных зависимостей для параметров модели и вычислительными ресурсами. Поэтому на практике, используя аналогичные схемы упрощения, переходят от двумерных моделей к одномерным. Способы перехода различны и каждый из них применяется в конкретном случае и зависит от необходимой степени достоверности результата. В частности, можно использовать подход, при котором реальное плоское течение аппроксимируется квазиодномерным течением. Для этого вся область фильтрации условно разделяется на несколько зон, в пределах которых течение считается одномерным. В многорядных и регулярных системах ряды скважин заменяются параллельными галереями, между которыми течение одномерно. Тогда от системы уравнений (5) - (7) можно перейти к системе

$$Am \frac{\partial s_0}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} v_0 = \sum_k q_{ok} \delta_r \quad (8)$$

$$A \frac{\partial}{\partial t} (\phi C_p) + \frac{\partial}{\partial x} [v_w C_p] = A \frac{\partial}{\partial x} \left( D \frac{\partial}{\partial x} \right) + \sum_k q_{wk} C_p \delta_k \quad (9)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} v = A \sum_k (q_{ok} + q_{wk}) \delta_k \quad (10)$$

$$D = m D_p (1 - s_0);$$

$$\phi = m(1 - s_0) + B(s)g(C_p) / C_p$$

$$v = -\frac{Akk_0}{\mu_0} \varepsilon_0 \left( \frac{\partial}{\partial x} (p_w + p_k) + p_0 g \frac{\partial y}{\partial x} \right) - \frac{Akk_w}{\mu_w} \varepsilon_w \left( \frac{\partial}{\partial x} p_w + p_w g \frac{\partial y}{\partial x} \right)$$

$$v_0 = -\frac{Akk_0}{\mu_0} \varepsilon_0 \left( \frac{\partial}{\partial x} (p_w + p_k) + p_0 g \frac{\partial y}{\partial x} \right)$$

$$v_w = v - v_0, p_k = p_0 - p_w, p_k = \sigma \cos \theta \sqrt{\frac{m}{k}} f(s),$$

$$B(s) = l * s_0, g_w(C_p) = \Gamma C_p$$

где  $\delta_k = \delta(x - x_k)$ ,  $\delta$ - дельта-функция Дирака;  $A = b(x)H(x)$  - поперечное сечение элемента,  $b(x)$  - ширина элемента,  $H(x)$  - мощность пласта;  $q_{ok}, q_{wk}$ - приведенные к стандартным условиям дебиты,  $k$  - номер ряда скважин;  $\gamma$  - наклон пласта относительно горизонтали.

Относительные фазовые проницаемости аппроксимированы следующими выражениями:

$$k_0(s, 0) = \begin{cases} 2(s_0 - 0,263)^2 + 0,0047 & \text{при } s_0 \geq 0,5 \\ 2(s_0 - 0,1)^3 + 0,01 & \text{при } s_0 \leq 0,5 \end{cases}$$

$$k_0(s, 1) = \begin{cases} (0,1 + s_0)^3 - 0,0634 & \text{при } s_0 \geq 0,5 \\ 2(s_0 - 0,07)^3 - 0,0044 & \text{при } s_0 \leq 0,5 \end{cases}$$

$$k_w(s) = 0,1538(0,9 - s_0) \quad (11)$$

Относительную фазовую проницаемость для нефти при промежуточных концентрациях ввиду малой концентрации полимера можно вычислить с помощью линейной интерполяции по формуле

$$k_0(s, C_p) = k_0(s, 0) + [k_0(s, C_{p0}) - k_0(s, 0)] \frac{C_p}{C_{p0}} \quad (12)$$

Здесь  $k_0(s, 0)$  - относительная фазовая проницаемость, соответствующая вытеснению нефти водой без полимера,  $C_{p0}$  - концентрация полимера в закачиваемом растворе.

Зависимость вязкости раствора от концентрации в нём полимера представим в виде

$$\mu_w(C) = \mu_w^0 (1 + 5C_p / C_{p0}) \quad (13)$$

В качестве начальных условий задаются распределения давления и осредненные по мощности нефтенасыщенность и концентрация полимера в водной фазе в начальный момент времени:

$$p_w(x, 0) = \bar{p}(x), s_0(x, 0) = \bar{s}_0(x), C_p(x, 0) = \bar{C}_p(x) \quad (14)$$

В качестве граничных условий задаются условия на скважинах и внешних границах области течения.

На добывающих скважинах задается либо давление

$$p_w(x_k, t) = \bar{p}_k(t) \quad (15)$$

либо расход жидкости и условие равенства нулю производных от концентраций:

$$q(x_k, t) = \bar{q}_k(t), \frac{\partial C_p(x_k, t)}{\partial x} = 0, \frac{\partial C_w(x_k, t)}{\partial x} = 0. \quad (16)$$

На нагнетательных скважинах задаются либо забойное давление, доля нефти в потоке и концентрация полимера

$$p_w(x_k, t) = \bar{p}_k(t), s_0(x_k, t) = \bar{s}_{ok}(t), C_p(x_k, t) = \bar{C}_{pk}(t) \quad (17)$$

либо расход жидкости, доля нефти в потоке и концентрация полимера

$$q(x_k, t) = \bar{q}_k(t), s_0(x_k, t) = \bar{s}_{ok}(t), C_p(x_k, t) = \bar{C}_{pk}(t) \quad (18)$$

Если жидкость втекает в область через границу, то задаются давление, нефтенасыщенность и концентрация полимера

$$p_w(0, t) = p^0(t), s_0(0, t) = s_0^0(t),$$

$$C_p(0, t) = C_p^0(x), \quad (19)$$

$$p_w(L, t) = p^L(t), s_0(L, t) = s_0^L(t),$$

$$C_p(L, t) = C_p^L(x), \quad (20)$$

либо расходы нефти и воды

$$q_0(0, t) = q_0^0(t), q_w(0, t) = q_w^0(t), \quad (21)$$

$$q_0(L, t) = q_0^L(t), q_w(L, t) = q_w^L(t) \quad (22)$$

Если же через границу жидкость вытекает из области, то краевое условие для насыщенности может быть поставлено с учетом или без учета «концевого» эффекта. Пренебрегая «концевым» эффектом, приходим к условию  $\frac{\partial s_0(0, t)}{\partial x} = 0$ ,

$$\frac{\partial s_w(0, t)}{\partial x} = 0$$

Если через границу жидкости вытекают из области, то на границе достаточно задать либо давление и условие равенства нулю производных от концентраций

$$p_w(0, t) = p^*(t), \frac{\partial C_p(0, t)}{\partial x} = 0, \frac{\partial C_w(0, t)}{\partial x} = 0$$

$$p_w(L, t) = p^{**}(t), \frac{\partial C_p(L, t)}{\partial x} = 0, \frac{\partial C_w(L, t)}{\partial x} = 0 \quad (23)$$

либо расход жидкостей

$$q_0(0, t) = q_0^*(t), q_w(0, t) = q_w^*(t),$$

$$q_0(L, t) = q_0^{**}(t), q_w(L, t) = q_w^{**}(t) \quad (24)$$

Замкнутая система уравнений (8) – (24) описывает физико-химические процессы, происходящие в нефтяном пласте при воздействии на него растворами полимеров.

### 3. Метод решения

Для численного решения поставленной задачи применяем метод «крупных частиц» [30].

Нестационарную систему уравнений (8) - (10) расщепляем по физическим процессам и в области

$$\Omega = \{(x, t): 0 \leq x \leq L_1, 0 \leq t \leq \tau\}$$

строим пространственно временную эйлерову сетку

$$\Omega_{nj} = \{t_{n-1} = t_n - \Delta t, n = \overline{1, N_t}; x_j - \Delta x, j = \overline{1, N_x}\}$$

Среду моделируем системой из жидких частиц, совпадающих в данный момент времени с ячейкой Эйлера сетки. Расчет каждого временного шага разбиваем на три этапа

I этап: пренебрегаем эффектами, связанными с перемещением элементарной ячейки, аппроксимируем уравнения (8) – (10) в момент времени  $t_n$ :

$$\tilde{s}_{oj} = s_{oj}^n - \Delta t (\sum_k q_{ok} \delta_k)_j^n / m, \quad (25)$$

$$(\phi C_p)_j^{\sim} = \left\{ (\phi C_p)_j^n + \Delta t \times \left( \frac{D_{j-1/2}^n C_{pj-1}^n - \left( D_{j-\frac{1}{2}}^n + D_{j+\frac{1}{2}}^n \right) C_{pj}^n + D_{j+1/2}^n C_{pj+1}^n}{\Delta x^2} \right) + \right. \\ \left. + \Delta t \left\{ \sum_k [(q_{ok} \lambda + q_{wk}) C]_j^n \delta_k \right\} \right\}, \quad (26)$$

$$D_j^n = m [D_p (1 - s_0)_j^n]$$

$$(\phi C_p)_j^n = [m (1 - s_0) + B_w g_w / C_p]_j^n$$

$$\tilde{v}_j = \tilde{v}_{j-1} + \Delta x [A \sum_k (q_{ok} + q_{wk}) \delta_k]_{j-1}^{\sim} \quad (27)$$

$$\tilde{v}_{oj} = \frac{Ak \tilde{k}_{oj}}{\tilde{\mu}_{oj}} \varepsilon_{oj}^n \tilde{G}_j \quad (28)$$

$$\tilde{G}_j = \frac{\tilde{G}_v}{\tilde{G}_k}$$

$$\tilde{G}_v = \tilde{v}_j + \frac{Ak \tilde{k}_{oj}}{\tilde{\mu}_{oj}} \varepsilon_{oj}^n \times \left( \frac{\tilde{P}_{kj} - \tilde{P}_{kj-1}}{\Delta x} + p_0 g \frac{\gamma_j - \gamma_{j-1}}{\Delta x} \right) + \frac{Ak \tilde{k}_{wj}}{\tilde{\mu}_{wj}} \varepsilon_{wj}^n p_w g \frac{\gamma_j - \gamma_{j-1}}{\Delta x}$$

$$\tilde{G}_k = \frac{Ak \tilde{k}_{oj}}{\tilde{\mu}_{oj}} \varepsilon_{oj}^n - \frac{Ak \tilde{k}_{wj}}{\tilde{\mu}_{wj}} \varepsilon_{wj}^n$$

$$\tilde{v}_{wj} = \tilde{v}_j - \tilde{v}_{oj} \quad (29)$$

$$\tilde{P}_{kj} = \sigma \cos \theta \sqrt{\frac{m}{k}} \tilde{f}_j(s) \quad (30)$$

$$\tilde{f}_j(s) = \frac{\tilde{k}_{wj}}{\tilde{k}_{wj} + \frac{\tilde{\mu}_{wj}}{\tilde{\mu}_{oj}} \tilde{k}_{oj}}$$

$$\tilde{P}_{wj} = \tilde{P}_{wj} - \left( \frac{\tilde{v}_{wj} \tilde{\mu}_{wj}}{Ak \tilde{k}_{wj} \varepsilon_{wj}^n} + p_w g^* \frac{\gamma_j - \gamma_{j-1}}{\Delta x} \right) \Delta x \quad (31)$$

$$B_{wj} = 1 - s_j g_{wj} = \Gamma C_j$$



II этап: вычисляем перенос массы нефтяной фазы и компонент через границы ячеек:

$$\Delta(Ms_0)_{j+1/2} = (v_{oj})_{j+1/2}^{\sim} \Delta t, \quad (32)$$

$$\Delta(MC_p)_{j+1/2} = \begin{cases} (C_p)_j^{\sim} (v_w)_{j+1/2}^{\sim} \Delta t & , (v_w)_{j+1/2}^{\sim} > 0 \\ (C_p)_{j+1}^{\sim} (v_w)_{j+1/2}^{\sim} \Delta t & , (v_w)_{j+1/2}^{\sim} < 0 \end{cases} \quad (33)$$

III этап: на основании законов сохранения находятся значения параметров нефтяной фазы и компонент на новом временном слое:

$$(s_0)_j^{n+1} = (s_0)_j^{\sim} + \frac{1}{m\Delta x} [\Delta(Ms)_{j-1/2} - \Delta(Ms)_{j+1/2}], \quad (34)$$

$$(\phi C_p)_j^{n+1} = (\phi C_p)_j^{\sim} + \frac{1}{\Delta x} [\Delta(MC_p)_{j-1/2} - \Delta(MC_p)_{j+1/2}] \quad (35)$$

Разностная схема (25) – (35) устойчива при выполнении условий

$$\frac{\Delta x}{2} |v| - \frac{\Delta x^2}{4} v + \Delta t \left[ \left( \frac{\Delta x}{2} |v| - \frac{\Delta x^2}{4} v \right) q_p - \frac{1}{2} (v + p v_p)^2 \right] > 0$$

#### 4. Обсуждение результатов

Для исследования влияния различных факторов проведены вычислительные эксперименты. Выберем расчетный элемент в форме прямого параллелепипеда с одним эксплуатационным и одним нагнетательным рядами скважин.

Исходные данные:  $m = 0,25$ ;  $k = 0,5$  мкм<sup>2</sup>;  $h = 15$  м;  $b = 400$  м;  $L = 50$  м;  $D_w = 0,001$ ;  $\Gamma = 1$ ;  $\sigma = 0,126$ ;  $\theta = 45^\circ$ ;  $A_0 = 1$ ;  $E_0 = 1$ ;

$A_w = 1$ ;  $E_w = 1$ ;  $\theta_w = 0,075$ ;  $p_0 = 870$  кг/м<sup>3</sup>;  $p_w = 1100$  кг/м<sup>3</sup>;  $\mu_0 = 0,02$  Па·с;  $\mu_w^0 = 0,0122$  Па·с;  $\bar{s}_0 = 0,8\bar{C}_p = 0,05$ ;  $\bar{p} = 1$  МПа;  $\bar{q} = 1244,16$  м<sup>3</sup>/сут;  $\bar{s}_0 = 0$ ,  $\bar{C}_p = 0,05$ ;  $\bar{p} = 1$  МПа;  $\alpha = 2$ ;  $\beta = 1$ ;  $\tau_i = 0$ ;  $i = \{w, o\}$ .

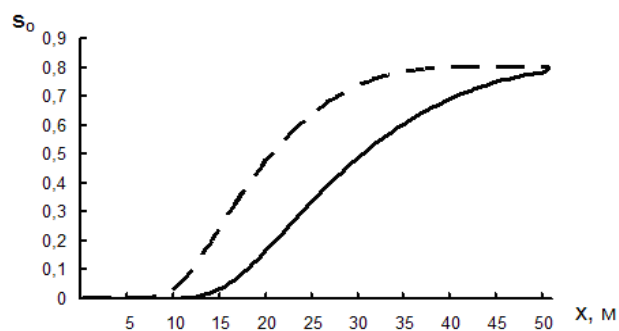
Границы расчетного элемента непроницаемы, т.е. объемные расходы нефти и воды через границы равны нулю. Координаты нагнетательного ряда  $x = 0$ , эксплуатационного ряда  $x = L$ .

Приведенные результаты исследований свидетельствуют о том, что неучет вязкоупругости жидкостей приводит к

завышению расчетных технологических показателей разработки месторождения (рис. 1).

Применение полимерного заводнения позволяет повысить эффективность заводнения нефтяных пластов. Снижение относительной подвижности жидкостей приводит к увеличению безводного периода добычи (рис. 2а). Действие полимеров на другую составляющую коэффициента нефтеотдачи (коэффициент вытеснения) сказывается в несколько меньшей степени (рис. 2в)

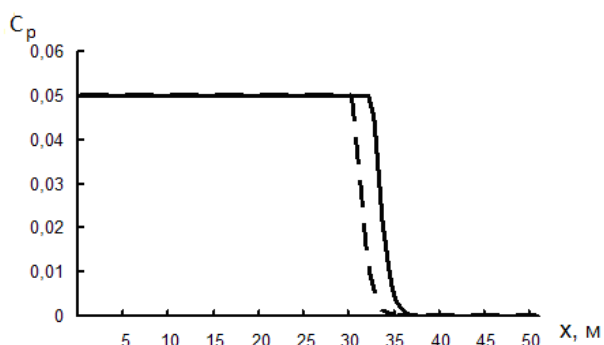
Добавка полимеров к нагнетаемой воде повышает ее вязкость и, следовательно, уменьшается отношение вязкости пластовой нефти к вязкости воды. Это повышает устойчивость раздела между водой и нефтью (фронта вытеснения), способствуя улучшению вытесняющих свойств воды и более полному вовлечению объема залежи в разработку (рис. 2б)



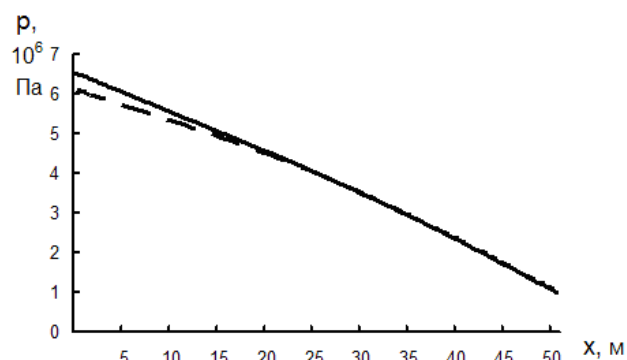
а)

сплошная линия соответствует полимерному заводнению без учета дисперсного состояния жидкостей, пунктирная - с учетом дисперсного состояния жидкостей

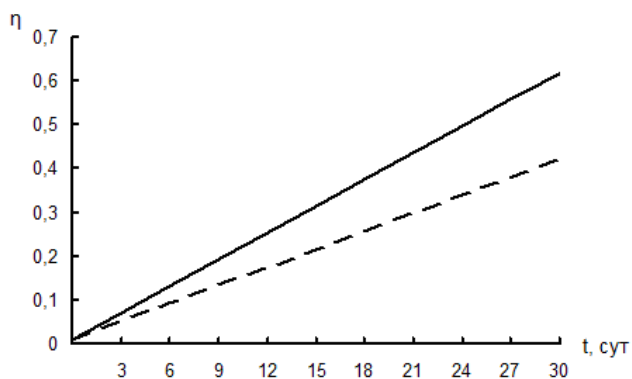
При фильтрации раствора в пористой среде происходит адсорбция полимера на стенках породы. Интенсивность этого процесса высока, особенно при движении в пласте первой порции раствора.



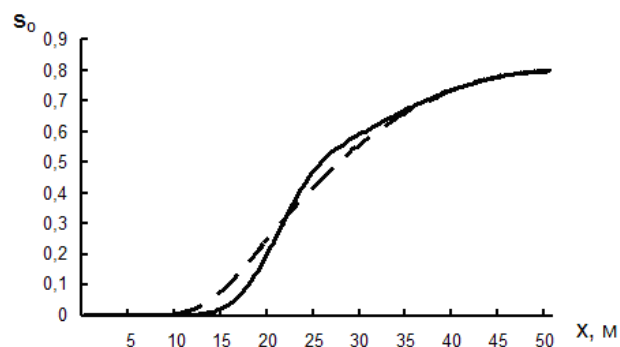
б)



а)



в)



б)

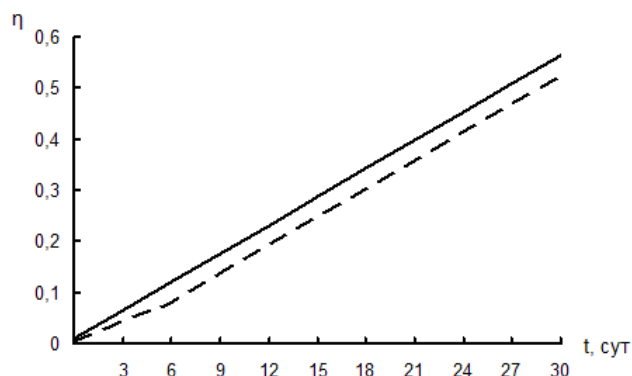
Рис. 1. Влияние дисперсного состояния жидкостей на:

а - нефтенасыщенность;

б - концентрацию полимера;

в - коэффициент нефтеотдачи;

$t=30$  сут



в)

*Рис. 2. Влияние полимера на:**а - давление;**б - нефтенасыщенность;**в - коэффициент нефтеотдачи;**t=30 сут;*

сплошная линия соответствует полимерному заводнению, пунктирная - без полимеров

## 5. Заключение

Представлена математическая модель вытеснения нефти растворами полимеров с учетом вязкоупругости жидкостей и адсорбции полимера породой. Полученные в работе решения можно легко обобщить на более реальный случай неоднородного пласта. Дальнейшее развитие модели связано с определением функциональной связи кинетических констант, получаемых в лабораторных опытах, уточнением описания механизма фильтрации дисперсных систем.

Приведенные результаты исследований свидетельствуют о том, что учет вязкоупругости жидкостей приводит к завышению расчетных технологических показателей разработки месторождения. При фильтрации раствора в пористой среде происходит адсорбция полимера на стенках породы. Интенсивность этого процесса высока, особенно при движении в пласте первой порции раствора.

### Литература:

1. Abidin A., Puspasari T., Nugroho W. Polymers for enhanced oil recovery technology Proc. Chem., 4 (2012), pp. 11-16

2. Al-Hajri S., Mahmood S., Abdulelah H., Akbari S. An overview on polymer retention in porous media Energies, 11 (2751) (2018)

3. Al-Shakry B., Skaug T., Shaker Shiran B., Skaug A. Polymer injectivity: Investigation of mechanical degradation of enhanced oil recovery polymers using in-situ rheology Energies, 12 (49) (2019)

4. Jung J.C., Zhang K., Chon B.H., Choi H.J. Rheology and polymer flooding characteristics of partially hydrolyzed polyacrylamide for enhanced heavy oil recovery J. Appl. Polym. Sci., 127 (2013), pp. 4833-4839

5. Kakoli M., Davarpanah A., Ahmadi A., Jahangiri M. Recommendations for compatibility of different types of polymers with potassium/sodium formate-based fluids for drilling operations: An experimental comparative analysis J. Mater. Sci. Eng., 6 (2016)

6. Yerramilli S.S., Zitha P., Yerramilli R.C. Novel insight into polymer injectivity for polymer flooding SPE European Formation Damage Conference & Exhibition, Society of Petroleum Engineers (2013)

7. Thomas A., Gaillard N., Favero C. Some key features to consider when studying acrylamide-based polymers for chemical enhanced oil recovery oil & gas science and technology—revue d'IFP Energies nouvelles, 67 (2012), pp. 887-902

8. Collins R.E. Flow of Fluids Through Porous Materials (1976)

9. Amirian E., Dejam M., Chen Z. Performance forecasting for polymer flooding in heavy oil reservoirs Fuel, 216 (2018), pp. 83-100

10. Song Z., Liu L., Wei M., Bai B., Hou J., Li Z., Hu Y. Effect of polymer on disproportionate permeability reduction to gas and water for fractured shales Fuel, 143 (2015), pp. 28-37

11. AlSofi A.M., Blunt M.J. Streamline-based simulation of non-Newtonian polymer flooding SPE J., 15 (2010), pp. 895-905

12. Jain L., Lake L.W. Surveillance of secondary and tertiary floods: Application of Koval's theory to isothermal enhanced oil recovery displacement

13. Применение современных методов увеличения нефтеотдачи в России: важно не упустить время. URL:

[http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Advancedrecovery-methods-in-Russia/\\$FILE/Advanced-recoverymethods-in-Russia.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Advancedrecovery-methods-in-Russia/$FILE/Advanced-recoverymethods-in-Russia.pdf).

14. Alvarado V., Manrique E. Enhanced oil recovery: an update review // *Energies*. – 2010. – No 3. – Pp. 1529-1575.

15. Gurgel A., Moura M.C.P.A., Dantas T.N.C., Barros Neto E.L., Dantas Neto A.A. Review on chemical flooding methods applied in enhanced oil recovery // *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*. – 2008. – No 2. – Pp. 83-95.

16. Karmakar G.P., Chandrima Chacrabarty. Improved oil recovery using polymer gels: a review // *Indian Journal of Chemical Technology*. – 2006. – No 13. – Pp. 162-167.

17. Ларри Лейк. Основы методов увеличения нефтеотдачи. – М.: Университет Техас, 1988. – 449 с.

18. 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. – 350 с.

19. Власов С.А., Каган Я.М. О возможном механизме повышения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений, разрабатываемых в режиме заводнения // *Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений*. – 2005. – № 2. – С. 70-73.

20. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 166 с.

21. Баренблатт Г.И., Ентов Е.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. – М.: Недра, 1972. – 288 с.

22. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: Недра, 1984. – 221 с.

23. Ревизский Ю.В., Дыбленко В.П. Исследование и обоснование механизма нефтеотдачи пластов с применением физических методов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 317 с.

24. Ревизский Ю.В., Шайхлисламова А.С., Васильева Е.Ш. О лабораторном обосновании реагентов для повышения нефтеотдачи пластов. – М., 1993. – С. 4-12.

25. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1976. – 335 с.

26. Kniazeff V.I., Naville S.A. Two-phase flow of volatile hydrocarbons // *Soc. Petrol. Eng. J.* – 1975. – No 1. – Pp. 37-44.

27. Вахитов М.Л., Сургучев М.Л. и др. Методика расчета технологических расчетов разработки нефтяных и нефтегазовых залежей // В сб. Разработка нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений – М.: Наука, 1978. – С.21-52.

28. Нигматуллин Р.И. Динамика многофазных сред. Ч.1. – М.: Наука, 1987. – 464 с.

29. Бабалян Г.А., Тумасян А.Б., Леви Б.И. и др. Применение карбонизированной воды для увеличения нефтеотдачи – М.: Недра, 1976. – 216 с.

30. Белоцерковский О.М., Давыдов Ю.М. Метод крупных частиц в газовой динамике. – М.: Наука, 1982. – 392 с.