

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕРМОГЕЛЕВОГО ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Р.Ф. Нуруллин, А.И. Никифоров  
NurullinRF@mail.ru, Nikiforov@mail.knc.ru

Приводится математическая и численная модель процесса заводнения неоднородного пласта с использованием термогеля. Для описания процесса коагуляции макромолекул полимера используется теория Смолуховского. Приведены примеры расчетов для двух видов неоднородности – слоистой и по простиранию. Сделаны выводы о некоторых условиях эффективности применения технологии.

### 1. Введение

Процесс разработки месторождения выводит со временем на первый план проблему ограничения водопритока к скважинам. Для решения данной задачи предложены различные физико-химические методы, которые позволяют блокировать водопроводящие каналы и, тем самым, устранять основную причину ускоренного обводнения добывающих скважин. К одному из таких методов относится воздействие на пласт термогелями.

Л.К. Алтуниной и сотрудниками была разработана целая серия гелеобразующих составов, главным иницирующим механизмом реакции которых является повышение температуры раствора реагентов в процессе его перемещения по пласту [1]. Примером может служить процесс гелеобразования в растворе реагентов, состоящем из хлористого алюминия  $AlCl_3$  и карбамида  $CO(NH_2)_2$  [2]. Под воздействием повышенной температуры пласта происходит химическое превращение компонентов с образованием гидрата окиси алюминия. Карбамид, входящий в состав реагентов, гидролизует в водной среде с образованием аммиака по схеме  $CO_2(NH_2)_2 + H_2O > 2NH_3 + CO_2$ . Выделяющийся аммиак образует щелочную систему. При этом из хлорида алюминия образуется гель гидроксида алюминия  $AlCl_3 + 3NH_3 + H_2O \rightarrow Al(OH)_3 \downarrow + 3NH_4Cl$ .

Кинетика образования геля в основном лимитируется скоростью разложения карбамида. В Институте химии нефти СО РАН найдены способы регулирования температуры и времени гелеобразования путем добавления в раствор электролитов и неэлектролитов, изменяющих гидрофобные взаимодействия в системе и использования координирующих растворителей [3]. Возможность подбора параметров гелеобразующих систем практически для любых условий делает необходимым разработку математических моделей, которые позволяли бы прогнозировать результат применения подобных систем и оптимизировать их состав.

## 2. Математическая модель

Постановка задачи неизотермической фильтрации двухфазной жидкости формулируется для неоднородного пласта. Предполагается, что каждая точка пласта характеризуется следующими величинами: пористостью  $m = m(\mathbf{x})$ ; абсолютной проницаемостью  $k = k(\mathbf{x}, t)$ , под которой подразумевается проницаемость по нефти при пластовом насыщении связанной водой [4]; нефтенасыщенностью  $S_o = S_o(\mathbf{x}, t)$ ; водонасыщенностью  $S_w = S_w(\mathbf{x}, t)$ ; остаточной нефтенасыщенностью  $S_o^* = S_o^*(\mathbf{x})$ ; насыщенностью пласта связанной водой  $S_w^* = S_w^*(\mathbf{x})$ , температурой  $T = T(\mathbf{x}, t)$ .

Уравнения сохранения масс фаз записываются в виде:

$$\frac{\partial}{\partial t}(mS_i) + \operatorname{div}(\mathbf{U}_i) = 0, \quad \sum_{i=o,w} S_i = 1, \quad 0 \leq S_i \leq 1, \quad (1)$$

где индексам  $i = o, w$  соответствуют параметры для нефти и воды;  $U_i$  – скорости фаз, определяемые в соответствии с законом Дарси, который, в пренебрежении влиянием гравитационных и капиллярных сил, имеет вид:

$$\mathbf{U}_i = -\frac{K_i}{\mu_i} \operatorname{grad}(P), \quad (2)$$

где  $\mu_i$  – динамические вязкости  $i$ -ой фазы;  $P$  – давление в фазах;  $K_i = k f_i(S_w)$  – фазовые проницаемости,  $f_i$  – относительные фазовые проницаемости.

В предположении, что все реагенты переносятся только водой и их концентрация мала, считается, что частицы дисперсной примеси движутся со скоростью воды [5]. Поэтому уравнение движения компонентов, как в растворе, так и в виде дисперсной смеси принимается в виде  $U_R = R U_w$ , где  $R$  – концентрация примеси. Тогда, в пренебрежении диффузионными явлениями, уравнение сохранения массы примеси записывается в виде:

$$\frac{\partial}{\partial t} (RmS_w + a) + \text{div}(R U_w) = 0, \quad (3)$$

где  $a = mRS_w\Gamma$  – количество сорбированного полимера, определяемое изотермой сорбции Генри,  $\Gamma$  – коэффициент Генри. В дальнейшем влияние сорбированного полимера на изменение пористости и проницаемости не учитывается.

На основе гипотезы о локальном термодинамическом равновесии при построении термодинамической модели пласта принимается, что температура, давление и другие термодинамические параметры фаз в малом объеме совпадают, и изменения этих параметров в характерных масштабах задачи происходят одинаково как для фильтрующихся фаз, так и для самой пористой среды. Для вычисления температуры пластовой системы используется расширенная в направлениях от кровли и подошвы область. Во всей области поле температур описывается уравнением [6]:

$$\frac{\partial CT}{\partial t} + \text{div}((c_w\rho_w U_w + c_o\rho_o U_o)T) = \text{div}(\lambda \text{grad } T).$$

Здесь  $C(S) = m\rho_o S_o c_o + m\rho_w S_w c_w + (1-m)\rho_n c_n$  – объемная теплоемкость пористой среды;  $c_i$ ,  $\rho_i$  – удельная теплоемкость и плотность для нефти, воды и скелета пласта;  $\lambda = mS_o\lambda_o + mS_w\lambda_w + (1-m)\lambda_n$  – коэффициент теплопроводности пористой среды. На кровле и подошве пласта выполняется условия равенства температур и потоков тепла между пластом и окружающей породой:  $T|_{\Gamma^-} = T|_{\Gamma^+}$  и  $\lambda \frac{\partial T}{\partial n}|_{\Gamma^-} = \lambda \frac{\partial T}{\partial n}|_{\Gamma^+}$ . Полагается, что на входе в пласт температура равна температуре нагнетаемой воды, а на

удаленных от кровли и подошвы границах температура постоянна. На остальных участках границ расчетной области задается условие Неймана  $\partial T / \partial n|_{\Gamma} = 0$ . Предполагается, что в окружающей пласт породе происходит только кондуктивный перенос тепла.

В качестве основной характеристики микронеоднородности пористой среды выступает функция распределения пор по радиусам  $\varphi = \varphi(r, t)$ , эволюционное уравнение для которой записывается в виде  $\partial \varphi / \partial t = u_{\varphi}$ . В дальнейшем принято, что единственным процессом, приводящим к изменению количества пор, является процесс блокирования пор полимерными кластерами. Тогда  $u_{\varphi}$  можно интерпретировать как скорость блокирования пор. Чтобы ее оценить, предполагается, что доля заблокированных капилляров радиуса  $r$  пропорциональна количеству частиц, попавших в такие каналы, размеры  $l$  которых удовлетворяют условию блокирования, т.е.  $l \geq 2r$ . Тогда скорость блокирования записывается в виде [7]:

$$u_{\varphi} = -\pi r^2 \beta R S_w u_m \varphi \frac{\int_{v_r}^{v_{\max}} \psi(v) dv}{\int_0^{v_{\max}} v \psi(v) dv},$$

$$u_m = \frac{|U| r^2}{8 \zeta \left( \frac{K_o}{\mu_o} + \frac{K_w}{\mu_w} \right) \mu_w}.$$

Здесь  $u_m$  – средняя скорость в поровом канале, связь которой с суммарной скоростью фильтрации  $U = U_w + U_o$  получается при комбинировании закона Дарси и закона Пуазейля для пучка капилляров, моделирующих элемент пористой среды;  $\zeta$  – извилистость капилляров, устанавливающая соответствие между реальным образцом и пучком капилляров;  $\beta$  – коэффициент формы частицы,  $0 < \beta \leq 1$ ;  $v$  – объем частицы,  $v_r$  – минимально возможный объем частицы, которая может заблокировать капилляр радиуса  $r$ .

Для описания дисперсионного состава частиц в потоке в работе используется функция распределения частиц по размерам  $\psi = \psi(v, t)$ . Кинетику изменения функции распределения частиц по размерам можно описать аналогично (3) в виде:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\psi RmS_w(1 + \Gamma)) + \text{div}(\psi RU_w) = u_\psi.$$

Скорость изменения распределения гелевых кластеров по размерам  $u_\psi$  определяется кинетикой сшивки макромолекул полимера и зависит от его концентрации, температуры пласта, от размеров самих кластеров. Процесс образования геля описывается с использованием теории Смолуховского [8]. Считается, что взвесь достаточно разрежена, т. е. взаимодействующие частицы не испытывают влияния других частиц в промежутках между столкновениями. Кроме того принято, что среднее время столкновения существенно меньше времени изменения функции распределения, и, наконец, — что случайные силы перемешивают дисперсную систему, оставляя движения частиц между актами столкновений (включая процесс их сближения) статистически независимыми. Тогда интегро-дифференциальное уравнение для теории Смолуховского записывается в виде:

$$u_\psi = \frac{1}{2} \int_0^v \theta(v - v_1, v_1) \psi(v - v_1) \psi(v_1) dv_1 - \int_0^{v_{\max}} \theta(v, v_1) \psi(v) \psi(v_1) dv_1,$$

где  $\theta$  - ядро коагуляции. Оно описывает конкретное взаимодействие между частицами с объемами  $v - v_1$  и  $v_1$ , где  $v, v_1$  - соответственно объем кластера после коагуляции и объем присоединенного кластера. Конкретный вид функции  $\theta$  определяется исходя из экспериментальных данных, определяющих интенсивность гелеобразования в зависимости от температуры окружающей среды и концентрации полимера в растворе. Далее используется ядро коагуляции в виде:  $\theta = \theta(R, T - T_r)$ , где  $T_r$  - критическая температура реакции гелеобразования, при  $T \leq T_r$  ядро  $\theta = 0$ .

Изменение проницаемости определяется исходя из соотношения

$$k = k_0 \int_0^\infty r^4 \phi dr / \int_0^\infty r^4 \phi_0 dr, \text{ где параметрам с нулевым индексом}$$

соответствуют их значения в начальный момент времени [7]. Соотношение было получено путем сопоставления расходов, вычисленных для элемента пористой среды по закону Дарси и для

эквивалентного модельного элемента пористой среды в виде пучка капилляров по формуле Хагена-Пуазейля.

### 3. Численная модель

После суммирования исходных уравнений сохранения масс фаз (1) и учета в полученном уравнении допущения о недеформируемости пласта и зависимости скорости фильтрации от давления (2), выписывается уравнение для определения поля давлений:

$$\operatorname{div} (K \operatorname{grad}(P)) = 0,$$

где  $K = K_o/\mu_o + K_w/\mu_w$  - суммарная проводимость. С помощью функции Баклея-Левретта  $F = K_w/(\mu_w K)$ , уравнения для водонасыщенности и примеси в пласте переписываются в виде:

$$m \frac{\partial S_w}{\partial t} - \operatorname{div}(FK \operatorname{grad}(P)) = 0,$$

$$m(1 + \Gamma) \frac{\partial}{\partial t} (RS_w) - \operatorname{div}(RFK \operatorname{grad}(P)) = 0.$$

Считается, что для начального момента времени известны распределения водонасыщенности, температуры и концентрации примеси:  $S_w(\mathbf{x},0) = S_w^0(\mathbf{x})$ ,  $R(\mathbf{x},0) = R^0(\mathbf{x})$ ,  $T(\mathbf{x},0) = T^0(\mathbf{x})$ . На входе в пласт задается забойное давление, водонасыщенность, температура поступающей в пласт воды и концентрация примеси в ней  $p(r_w, t) = p^z$ ,  $S_w(r_w, t) = S_w^z$ ,  $T(r_w, t) = T^z$ ,  $R(r_w, t) = R^z(t)$ ,  $p(r_k, t) = p^k$ . На контуре пласта также задается постоянное давление. Кровля и подошва пласта считаются непроницаемыми.

В качестве метода численной реализации задачи, используется конечноэлементный метод контрольных объемов. Согласно этому методу, исследуемая область  $\Omega$  разбивается на конечное число неперекрывающихся элементов  $\Omega_j$ . На каждом элементе искомые функции аппроксимируются кусочно-линейными функциями с использованием кусочно-линейных базисных функций:  $P = \sum P_j \omega_j(\mathbf{x})$ ,  $S_w = \sum S_{wj} \omega_j(\mathbf{x})$ ,  $T = \sum T_j \omega_j(\mathbf{x})$ ,  $R = \sum R_j \omega_j(\mathbf{x})$ , где

индекс  $j$  на  $l$ -ом элементе принимает значения, совпадающие с номерами вершин элементов;  $\omega_j(\mathbf{x})$  - базисные функции;  $P_j, S_{wj}, T_j, R_j$  - искомые значения давления, насыщенности, температуры и концентрации в  $j$ -ом узле. Пусть  $I$  – множество узлов, в которых искомые функции неизвестны. После интегрирования по частям уравнения для давления по контрольному объему  $\Omega_i$  для  $i$ -го узла получается:

$$\sum_j P_j \oint_{G_{ij}} \left( \frac{K_o}{\mu_o} + \frac{K_w}{\mu_w} \right) \frac{\partial \omega_j}{\partial n} d\gamma = 0,$$

где  $\mathbf{n}$  – внешняя нормаль к границе  $G_i$  контрольного объема  $\Omega_i$  и  $G_i = \sum G_{ij}$ ,  $G_{ij}$  - общая часть границы между  $i$ -ым и  $j$ -ым контрольными объемами.

Таким образом, для вычисления давления получена следующая система линейных алгебраических уравнений  $A_{ij}P_j = B_i$ , где коэффициенты матрицы системы определяются по формуле

$$A_{ij} = \oint_{G_{ij}} \left( \frac{K_o}{\mu_o} + \frac{K_w}{\mu_w} \right) \frac{\partial \omega_j}{\partial n} d\gamma,$$

а компоненты вектора правых частей

системы имеют вид  $B_i = 0$ . Если в  $i$ -ом узле давление задано, то  $i$ -ое уравнение системы корректируется:  $A_{ii} = 1$ ,  $A_{ij} = 0$ , если  $i \neq j$ ,  $B_i = P_i^0$  или  $B_i = P_i^N$  в зависимости от того, какому участку внешней границы принадлежит узел.

Для того чтобы избежать нефизичных осцилляций, которые могут возникнуть при решении уравнений для насыщенности и концентрации, используется аппроксимация «вверх по потоку» [9]. Интегрирование уравнений для водонасыщенности, концентрации примеси и температуры по объему, использование конечно-разностной аппроксимацию по времени, формулы интегрирования по частям и “лампинг-подхода” дает следующую систему уравнений. Для водонасыщенности:

$$m \frac{S_{wi}^{\tau+1} - S_{wi}^{\tau}}{\Delta t} |\Omega_i| - \sum_j F_{ij}^{\tau up} \sum_l P_l \int_{G_{ij}} K^{\tau} \frac{\partial \omega_l}{\partial n} d\gamma = 0.$$

Для концентрации примеси:

$$m(1 + \Gamma) \frac{R_i^{\tau+1} S_{wi}^{\tau+1} - R_i^{\tau} S_{wi}^{\tau}}{\Delta t} |\Omega_i| = \sum_j (R_{ij}^{\tau} F_{ij}^{\tau})^{up} \sum_l P_l \int_{G_{ij}} K^{\tau} \frac{\partial \omega_l}{\partial n} d\gamma.$$

Аналогично записывается выражение, описывающее конвективный перенос в функции распределения частиц по размерам для каждого типоразмера:

$$m(1 + \Gamma) \frac{\psi_i^{\tau+1} R_i^{\tau+1} S_{wi}^{\tau+1} - \psi_i^{\tau} R_i^{\tau} S_{wi}^{\tau}}{\Delta t} |\Omega_i| = \sum_j (\psi_{ij}^{\tau} R_{ij}^{\tau} F_{ij}^{\tau})^{up} \sum_l P_l \int_{G_{ij}} K^{\tau} \frac{\partial \omega_l}{\partial n} d\gamma$$

Уравнение для температуры переписывается в виде:

$$C_i \frac{T_i^{\tau+1} - T_i^{\tau}}{\Delta t} |\Omega_i| - \sum_j (L_{ij}^{\tau})^{up} \sum_l P_l \int_{G_{ij}} K^{\tau} \frac{\partial \omega_l}{\partial n} d\gamma = \sum_{jl} T_l^{\tau} \int_{G_{ij}} \lambda^{\tau} \frac{\partial \omega_l}{\partial n} d\gamma,$$

$$L_{ij}^{\tau} = F_{ij}^{\tau} c_w \rho_w T_{ij}^{\tau} + (1 - F_{ij}^{\tau}) c_o \rho_o T_{ij}^{\tau}.$$

Во всех уравнениях индекс *up* означает, что проиндексированное выражение берется «вверх по потоку».

Для описания роста частиц каждого типоразмера вычисляется выражение вида  $\psi_{ij}^{\tau+1} = \psi_{ij}^{\tau} + \Delta t I_{smol}(\psi_{ij}^{\tau})$ , где  $I_{smol}(\psi_{ij}^{\tau})$  - функция Смолуховского, вычисленная для *j* типоразмера в *i* ячейке расчетной области.

Алгоритм решения задачи в целом состоит из следующих этапов:

- 1) Задаются начальные условия – пористость, проницаемость пласта, температура.
- 2) Вычисляется поле давлений *P* для текущего распределения поля проницаемости.
- 3) Вычисляется поле водонасыщенности, концентрации примеси.
- 4) Вычисляется изменение функции распределения частиц в результате конвективного переноса.
- 5) Рассчитывается поле температур.



- 6) Вычисляется изменение функции распределения частиц в результате роста частиц.
- 7) На основе новых значений функции распределения частиц по размерам и концентрации примеси в пласте рассчитываются новые значения функции распределения пор по размерам.
- 8) Вычисляются новые значения пористости пласта и проницаемости.
- 9) Увеличивается расчетное время, возврат на шаг 2.

На последнем этапе сравниваются значения состава продукции на выходе моделируемого пласта с заданной обводненностью и значение текущего времени с максимальным временем счета. Если значение текущего времени и текущей обводненности меньше заданных, то цикл повторяется сначала.

#### **4. Вытеснение нефти в послойно неоднородной пластовой системе**

Рассматривается модельный круговой пласт суммарной мощностью 10м радиуса 100м, состоящий из двух пропластков, вскрытый центрально расположенной нагнетательной скважиной. Проницаемость пропластков – 40 и 200 мД. Перепад давлений между скважиной и контуром – 50 атм. Пористость пласта  $m = 0.2$ , вязкость нефти  $\mu_0 = 7$  сПз, предельные насыщенные  $s_o^* = 0.308$ ,  $s_w^* = 0.18$ . Функции относительных фазовых проницаемостей принимались в виде квадратичных парабол:  $f_o = ((0.692 - S_w) / 0.512)^2$ ,  $f_w = ((S_w - 0.18) / 0.512)^2$ . Капиллярные и гравитационные силы не учитывались. Произведение плотности скелета пласта на его удельную теплоемкость принята равной  $1.5 \cdot 10^6$  Дж / м<sup>3</sup> К. Теплоемкость нефти и воды приняты соответственно равными 2 и 4.2 кДж / кг К. Плотность нефти и воды – 800 и 1000 кг/м<sup>3</sup> соответственно. Теплопроводность скелета пласта 0.5 Вт / м К. Внутри пласта кондуктивный перенос тепла не учитывался. Радиус скважины полагался равным 0.1м. Расчеты выполнялись на прямоугольной сетке из 4000 конечных элементов (201 на 21 узел) до достижения обводненности продукции 97%.

Рассматривается два варианта задачи – в первом варианте гелеобразующий раствор закачивается только в хорошопроницаемый пропласток, во втором – в оба. При этом и в первом, и во втором случае закачка воды осуществляется в оба пропластка. Момент начала нагнетания термогеля в пласт совпадает с моментом достижения обводненности продукции значения 90%.

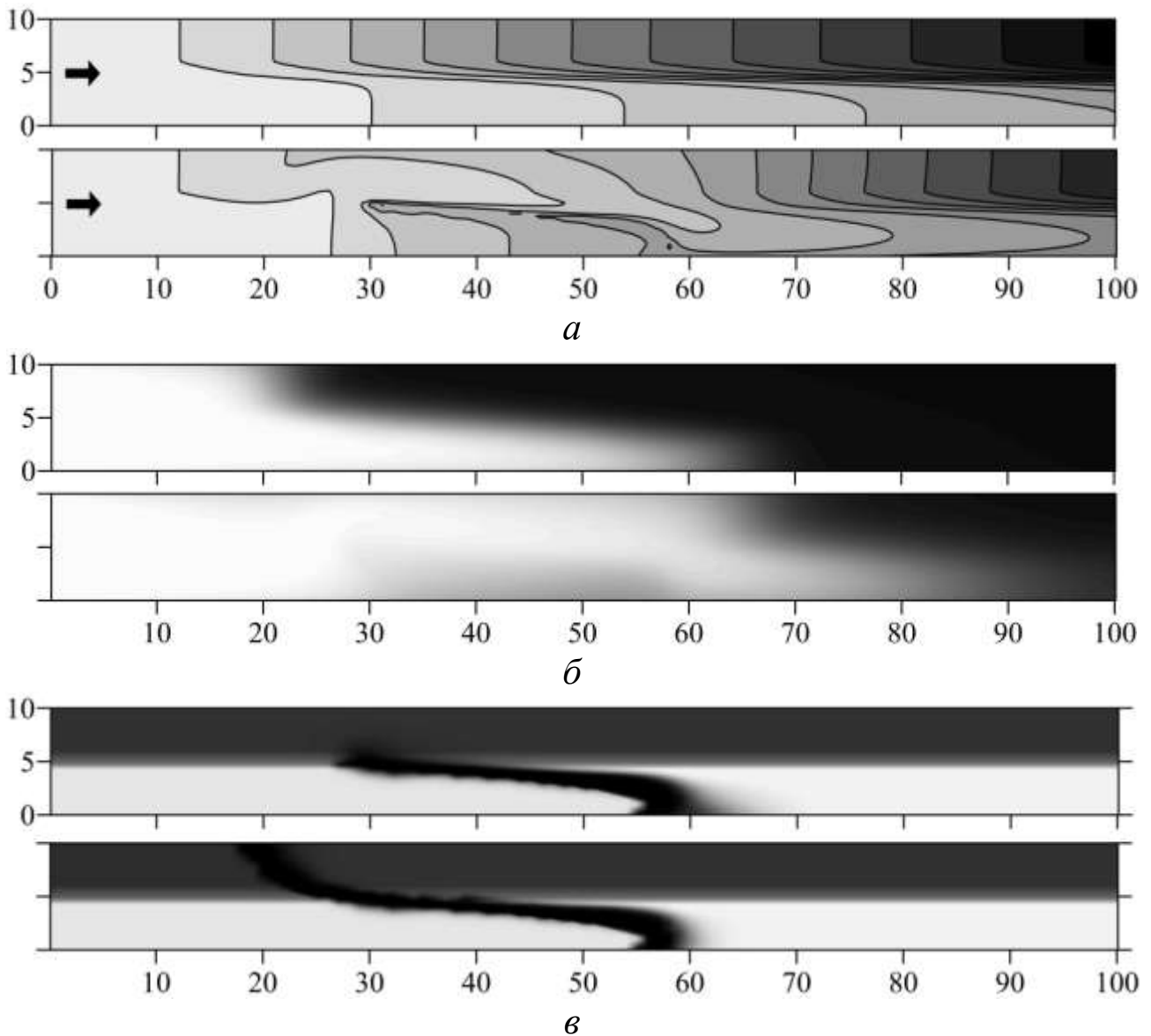


Рис. 1. Водонасыщение пласта (*a*) при обычном заводнении (вверху) и с использованием термогеля (внизу) на момент достижения обводненности продукции 97%. Температурное поле (*б*) в момент закачки термогеля и после обводнения продукции на 97%. Ухудшение абсолютной проницаемости пласта (*в*) при закачке термогеля только в хорошопроницаемый (вверху) и в оба пропластка (внизу).

Из рисунка 1 видно, что применение термогеля приводит к более полному вытеснению нефти из пласта, что является следствием возникновения области пониженной проницаемости в результате реакции термогеля и перенаправлении потоков закачиваемой воды в слабодренлируемые участки пласта. В случае закачки полимера в оба пропластка происходит ухудшение проницаемости в обоих пропластках. При этом значительно падает скорость фильтрации и увеличивается время выработки пласта.

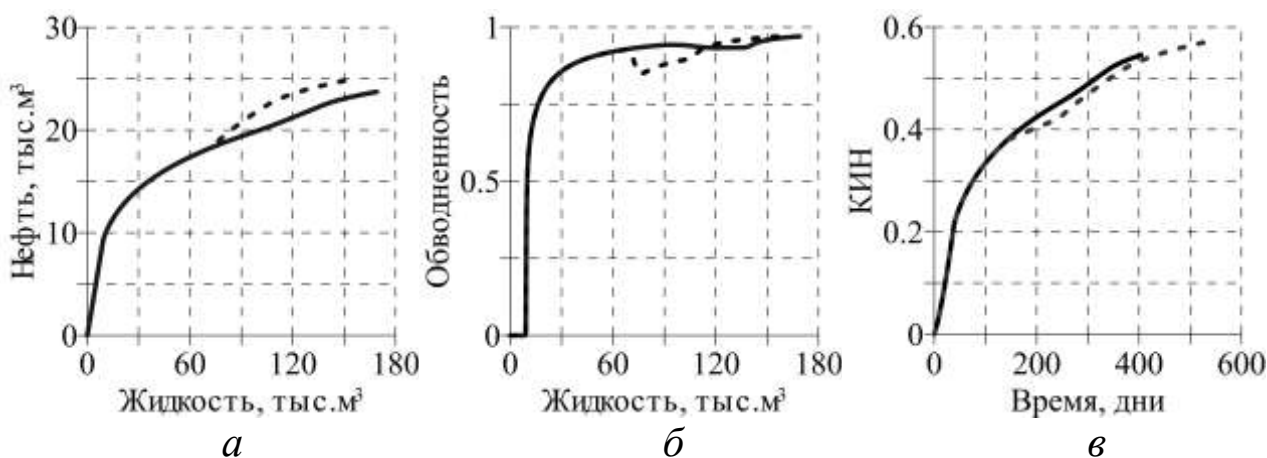


Рис. 2. Зависимость добытой нефти (а) и обводненности продукции (б) от отобранной жидкости, коэффициент извлечения нефти (в). Сплошная линия – обычное заводнение, пунктирная – с применением термогеля.

Из графиков 2 видно, что при использовании термогеля происходит увеличение сроков разработки пласта. При этом уменьшается количество отобранной жидкости при одновременном увеличении добычи нефти.

## 5. Элемент пятиточечной системы заводнения

На элементе пятиточечной системы заводнения рассматриваются особенности применения технологии термогелевого заводнения при площадной неоднородности коллектора.

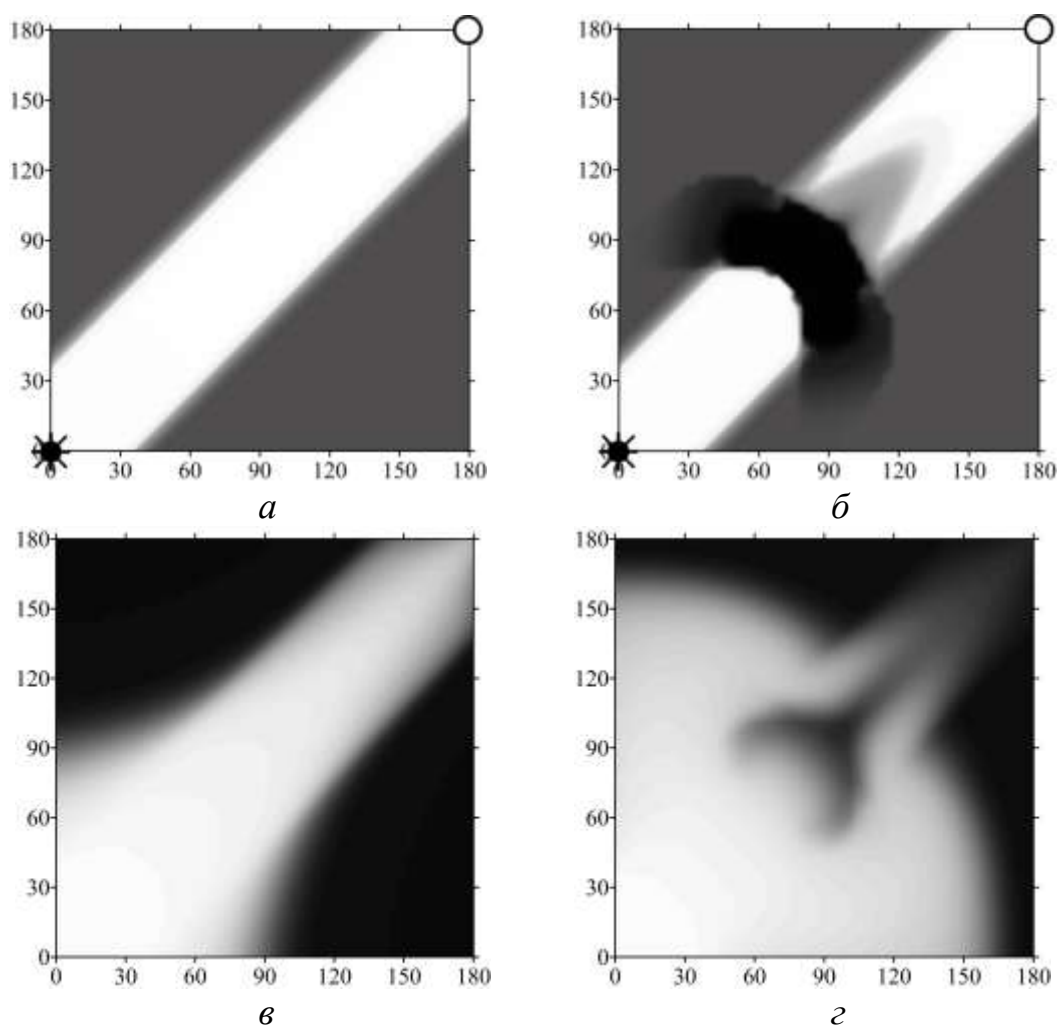


Рис. 3. Абсолютная проницаемость пласта до (а) и после (б) закачки термогеля. Температурное поле после достижения обводненности продукции 97% без закачки (в) и с закачкой термогеля (г).

Расчеты были выполнены для области с размерами 180м\*180м, пористостью 0,2. Задача решалась до достижения обводненности отбираемой продукции 97%. После достижения обводненности продукции 90% в пласт одновременно закачивался 10%-ный раствор полимера в объеме 200 м<sup>3</sup>. Перепад давлений между скважинами составлял 100 атм.

Между добывающей и нагнетательной скважиной присутствует высокопроницаемый канал. Проницаемость пласта принята равной 40 мД, канала – 400 мД. Начальная температура пласта – 80 °С, воды – 25 °С.

Результаты расчетов представлены на рисунках 3, 4.

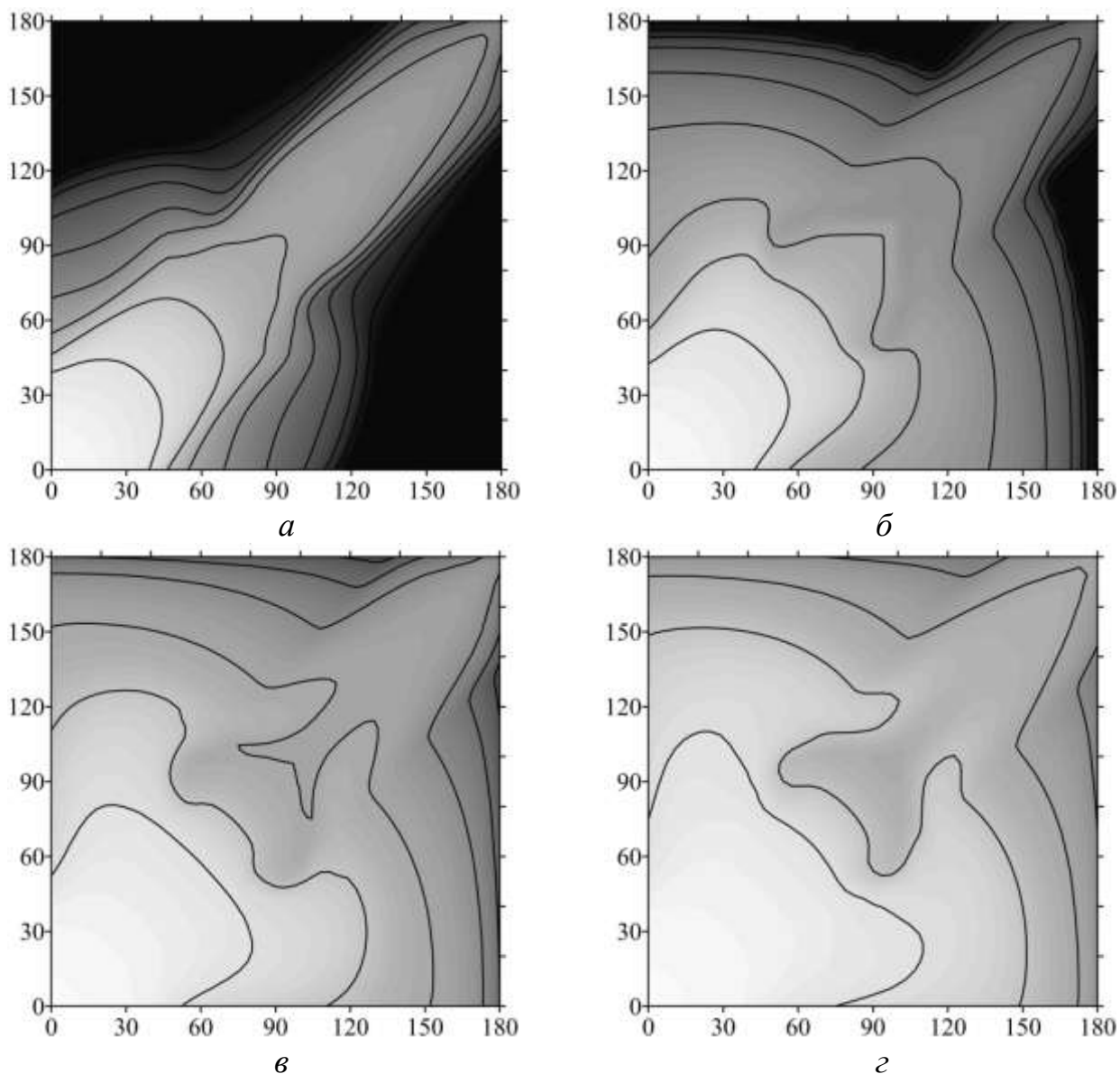


Рис. 4. Водонасыщенность пласта. Времена соответствуют 150 (а), 300 (б), 600 (в), 930 (г) суткам. Светлая область – вода, темная – нефть.

Применение потокоотклоняющих технологий в данном случае предполагает блокирование высокопроницаемого канала. Использование термогеля осложняется неопределенностью конечного результата воздействия на пласт в силу зависимости параметров процесса от распределения температуры. В соответствии с тем, при какой температуре происходит реагирование полимера, ухудшение проницаемости пласта может происходить в различных его участках с разной интенсивностью или не происходить вообще. Кроме того, сама форма «пробки» сильно зависит от профиля температуры. В данном случае закачка раствора полимера объемом

200 м<sup>3</sup> с температурой реагирования 55 °С позволила существенно снизить обводненность продукции и увеличить коэффициент извлечения нефти (рис.5).

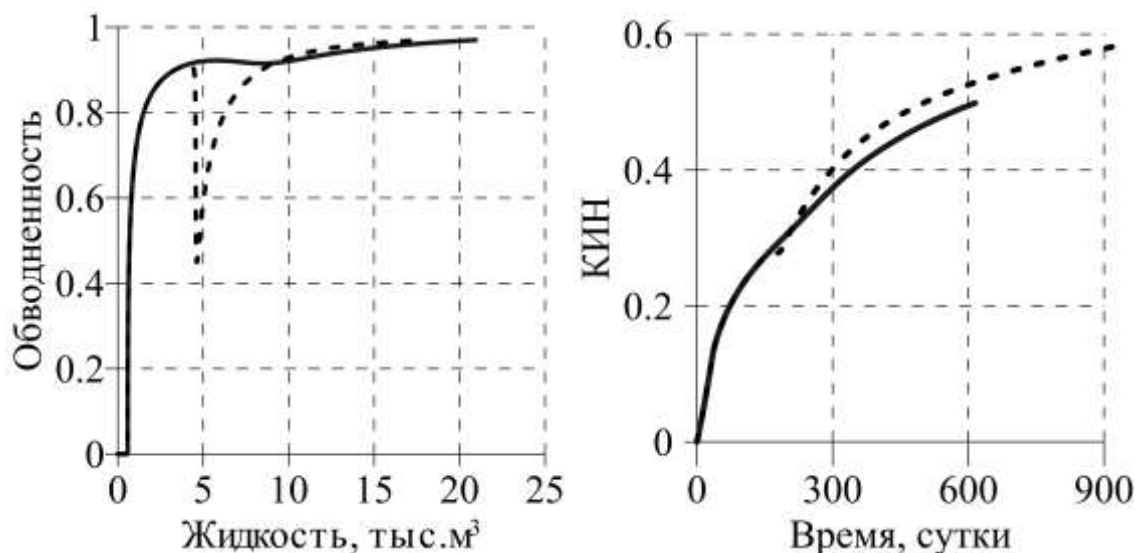


Рис. 5. Графики обводненности продукции и коэффициента извлечения нефти. Сплошная линия – обычное заводнение, пунктирная – с применением термогеля.

## 6. Учет зависимости изменения вязкости нефти и воды от температуры

Во многих гидродинамических расчетах фильтрационных процессов, протекающих в пласте, изменением температуры насыщающих пласт флюидов пренебрегается, вязкость флюидов принимается константой. При этом известно, что динамический коэффициент вязкости воды в сильной степени зависит от температуры и почти не зависит от давления [10]. Далее рассматривается модель вытеснения нефти с использованием термогеля, где учитывается влияние температуры пласта на вязкость флюидов.

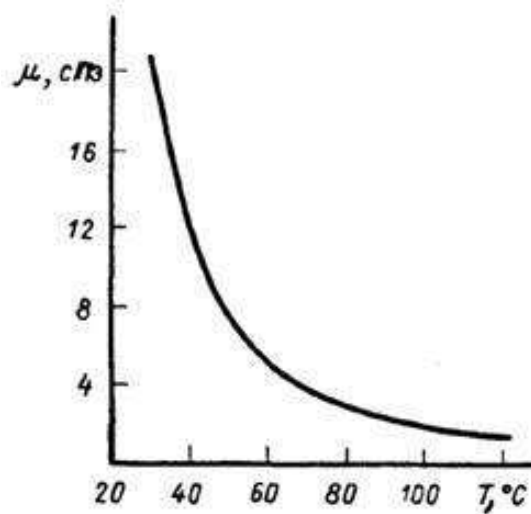


Рис. 6. Зависимость вязкости нефти от температуры

При расчете коэффициента динамической вязкости воды используется эмпирическая формула Пуазейля [10]:

$$\mu_w = \frac{0.001787}{(1 + 0.0337T + 0.000221T^2)}, \quad (4)$$

где  $T$  – температура в градусах Цельсия. Вязкость нефти может изменяться в широком диапазоне для различных месторождений. Далее в расчетах используется зависимость (рис.6) характерная для средневязких нефтей [11], которая аппроксимируется следующей функцией:

$$\mu_o = 5 \exp\left(120\left(\frac{1}{T} - \frac{1}{60}\right)\right). \quad (5)$$

Рассматривается два варианта расчетов. В первом вязкость флюидов считается постоянной и равной вязкости полученной по формулам (4), (5) при пластовой температуре 80 °С для нефти и 25 °С для воды, во втором – вязкость рассчитывается на каждом временном слое. Температура реагирования 30 °С. Расчеты проводятся до достижения обводненности продукции на выходе 97%.

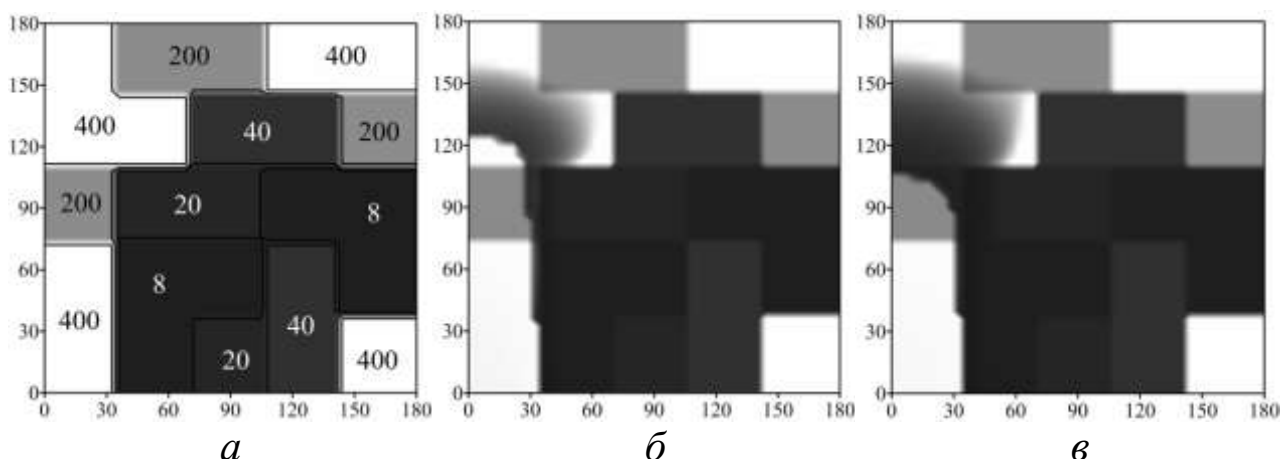


Рис. 7. Абсолютная проницаемость пласта до закачки термогеля (а), после закачки термогеля: при постоянных (б) и при пересчитываемых (в) значениях вязкостей флюидов.

Расчеты выполнялись для неоднородности пласта представленной на рисунке 7а. Видно, что изменение реологических характеристик насыщающих пласт флюидов приводит к значительному изменению картины образующихся областей с ухудшенной проницаемостью. В итоге – различие в результатах воздействия термогелем на пласт.

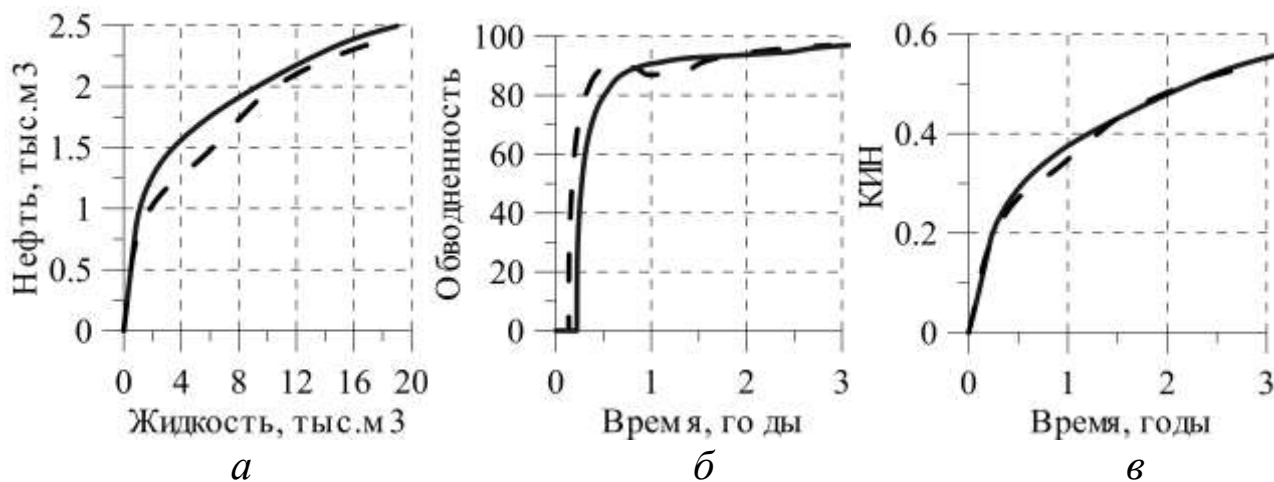


Рис. 8. Зависимость добытой нефти (а) от отобранной жидкости, обводненность продукции (б), коэффициент извлечения нефти (в). Сплошная линия – обычное заводнение, пунктирная – с применением термогеля.

Из графиков коэффициента извлечения нефти, обводненности и кривых вытеснения (рис.8) видно, как сильно может повлиять на прогноз применения потокоотклоняющих технологий



дополнительный учет зависимости изменения вязкостей флюидов от температуры окружающей среды. Для предсказания результатов применения потокоотклоняющих МУН, основанных на тепловом эффекте, требуется максимально точное описание процессов изменения температуры в пласте и всех характеристик системы, зависящих от нее.

## 7. Влияние температуры реагирования

Зависимость интенсивности реакции термогеля от температуры создает ряд неопределенностей. На момент закачки полимера достоверно неизвестно текущее распределение пластовой температуры и, соответственно, область реагирования полимера. Неизвестно, как будет происходить перераспределение температуры в пласте в процессе продвижения и реагирования полимера. Возможность варьирования температурой реакции геля в широком диапазоне от 30 до 300 °С позволяет подбирать оптимальный состав полимерной композиции для достижения максимального эффекта в конкретных условиях.

В условиях предыдущей задачи рассматриваются варианты закачки термогеля с различной температурой реагирования: 30 °С, 50 °С и 78 °С.

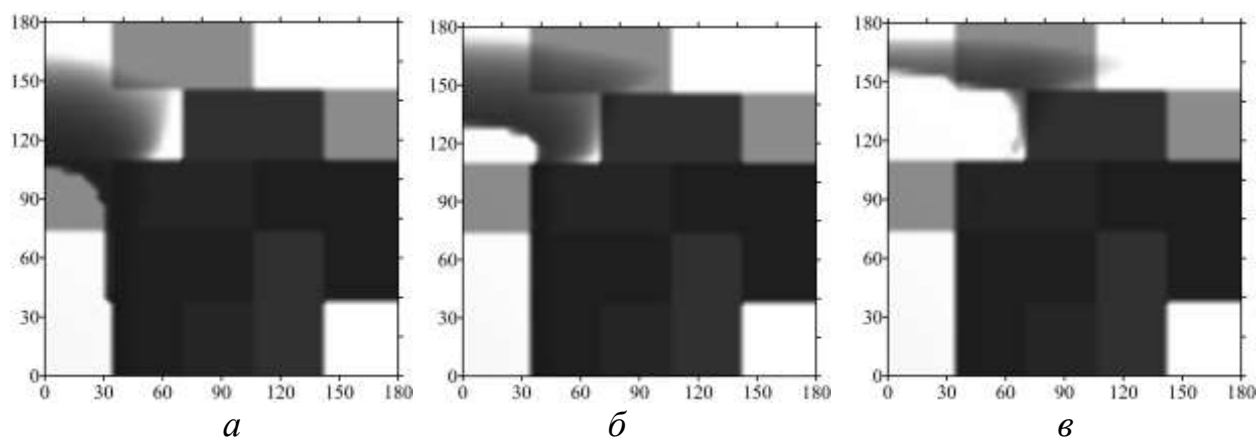


Рис. 9. Проницаемость пласта после закачки термогеля с температурой реагирования, °С: а) 30, б) 50, в) 78.

На рисунке 9 представлен результат воздействия на пласт в приведенных случаях. Видно, что области ухудшенной

проницаемости отличаются в разных случаях, как по форме, так и по зоне возникновения.

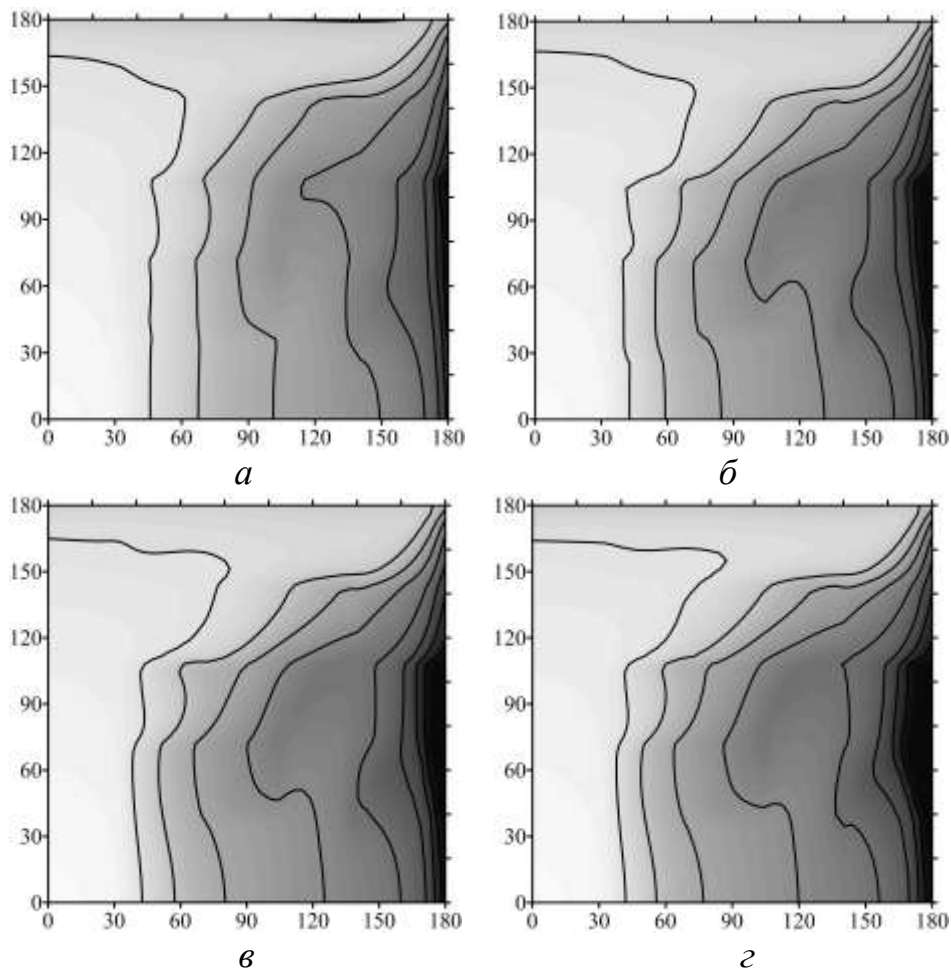


Рис. 10. Водонасыщенность пласта после достижения обводненности продукции 97% при закачке в пласт термогеля с температурой реагирования, °С: а) 30; б) 55; в) 70; г) без закачки ГОС.

Как видно из рисунка 10, ни один из рассмотренных вариантов закачки термогеля не помог в полной мере решить проблему довытеснения остаточных запасов нефти. Во всех трех вариантах поле водонасыщенности пласта после достижения обводненности продукции 97% не сильно отличается от случая, когда термогель вообще не закачивался (рис. 10 г).

Максимальный прирост по коэффициенту извлечения нефти (рис.11) составил ~6%. Во всех случаях наблюдается увеличение количества добытой нефти по отношению к объему отобранной

жидкости. Наибольшее снижение процента обводненности составило 5% для случая закачки термогеля с температурой реагирования 30 °С.

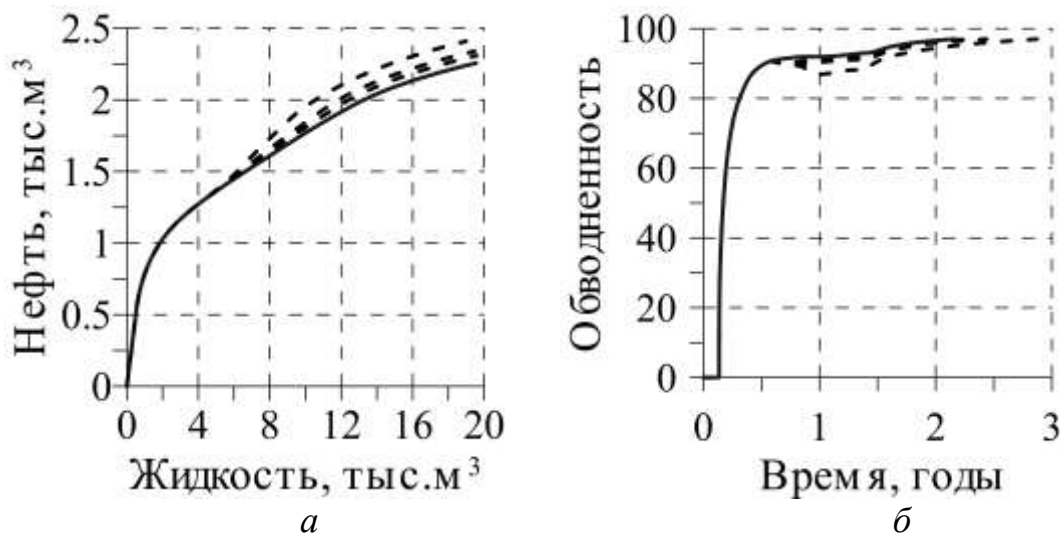


Рис. 11. Зависимость добытой нефти от общего количества отобранной жидкости (а) и обводненность продукции (б).

## 8. Заключение

Разработана математическая модель и численный метод решения задач заводнения нефтяных пластов с применением гелеобразующих систем, процесс образования которых определяется температурой окружающей среды. Построены замыкающие соотношения для пористости и проницаемости.

На численных примерах выявлен ряд особенностей протекания процесса термогелевого заводнения. Изучено влияние зависимости вязкости жидкостей от температуры на характеристики вытеснения. Показано, что неучет данного явления может привести к завышенным характеристикам вытеснения.

Результаты расчетов на различных видах неоднородности пласта показывают, что в случае площадной неоднородности подобрать эффективные параметры технологии сложнее, нежели в случае послойной неоднородности.

Подчеркивается важность подбора реологических параметров раствора термогеля и его температуру реагирования под конкретные геологические условия и текущее состояние разработки пласта. Корректный выбор параметров технологии позволяет повысить охват неоднородности пластов заводнением и вовлечь в разработку

дополнительные запасы нефти. Все это возможно только на основе детального моделирования технологического процесса.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Шарипов Р.Ш.* Промышленное внедрение гель-технологий увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири // *Химия нефти и газа: Материалы IV международной конференции “Химия нефти и газа”*. В 2-х т. – Томск: ”СТТ”, 2000. Т. 1. – С.479-484.
2. *Федоров К.М.* Геолого-математическое моделирование термогелеобразующего воздействия на пласт // *Химия нефти и газа: Материалы IV международной конференции «Химия нефти и газа»*. В 2-х т. – Томск: «СТТ», 2000. Т. 2. – С.134-139.
3. *Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Шевлюк В.В.* Регулирование кинетических и реологических характеристик гелеобразующих систем для увеличения нефтеотдачи // *Химия нефти и газа: Материалы IV международной конференции «Химия нефти и газа»*. В 2-х т. – Томск: «СТТ», 2000. Т. 1. – С.469-473.
4. *Крейг Ф.Ф.* Разработка нефтяных месторождений при заводнении. – М.:Недра, 1974. – 192 с.
5. *Шехтман, Ю. М.* Фильтрация малоцентрированных суспензий – М.:Недра, 1961. – 161 с.
6. *Чекалюк Э.Б.* Термодинамика нефтяного пласта. – М., «Недра», 1965, 240с.
7. *Никифоров А.И.* Моделирование движения двухфазной жидкости в пластах при изменяющейся структуре порового пространства / Дисс. доктора физ.-мат. наук: 01.02.05. – Казань, ИММ КазНЦ РАН, 2005. – 329 с.
8. *Галкин В.А.* Уравнения Смолуховского. – М.: Физматлит, 2001. – 336 с.
9. *Флетчер Р.* Численные методы на основе метода Галеркина: Пер. с англ. – М.: Мир, 1988. – 352 с.
10. *Беховых Л.А.* Основы гидрофизики / Л.А. Беховых, С.В. Макарычев, И.В. Шорина. Барнаул: Изд-во АГАУ, 2008. 172с.
11. *Желтов Ю.П.* Механика нефтегазоносного пласта. - М., «Недра», 1975, 216 с.