

УДК 532.546

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ МНОГОФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В НЕФТЯНОМ ПЛАСТЕ ПРИ ЕГО ЗАВОДНЕНИИ

Бурнашев Владимир Фитратович

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

e-mail: vladimir.burnash@mail.ru

Холматов Жавлон Юсупович

Магистрант Самаркандского государственного университета

e-mail: djavadja@gmail.com

АННОТАЦИЯ

Рассматривается задача моделирования гидродинамических процессов многофазной фильтрации в нефтяном пласте при его заводнении. Динамика многофазного течения в нефтяном пласте при его заводнении, включающем в качестве составных элементов собственно нефтеносный пласт и водонапорный пласт рассматривается в рамках β – модели двухфазной фильтрации. В рамках вычислительного эксперимента проведены исследования процессов, происходящих в нефтяном пласте при закачке воды под водо-нефтяной контакт (ВНК), в нефтяной пласт и их комбинации. Установлены как положительные так и отрицательные исследуемых технологий.

Ключевые слова: вода, вычислительный эксперимент, модель, математическое моделирование, насыщенность, нефтяной пласт, фаза, фильтрация, численный метод.

MATHEMATICAL MODELING OF HYDRODYNAMIC PROCESSES OF MULTI-PHASE FILTRATION IN OIL RESERVOIR DURING ITS FLOODING

ABSTRACT

The problem of modeling hydrodynamic processes of multiphase filtration in an oil reservoir during its flooding is considered. The dynamics of multiphase flow in an oil reservoir during its waterflooding, which includes the oil-bearing reservoir itself and the water reservoir as constituent elements, is considered within the framework of

the β -model of two-phase filtration. Within the framework of a computational experiment, studies of the processes occurring in the oil reservoir during the injection of water under the water-oil contact (WOC), into the oil reservoir and their combinations were carried out. Both positive and negative aspects of studied technologies are established.

Keywords: water, computational experiment, model, mathematical modeling, saturation, oil reservoir, phase, filtration, numerical method.

1. ВВЕДЕНИЕ

С начала развития нефтяной промышленности до 40-х годов XX века залежи нефти разрабатывались на режимах истощения, при которых извлекали не более 25 % нефти от начальных запасов. Редко встречался естественный водонапорный режим. Отбор остаточных запасов производился с помощью так называемых вторичных методов добычи нефти – закачки воздуха и горячей газозвоздушной смеси, вакуум-процесса и др. С конца 40-х годов начался качественно новый этап в развитии технологии нефтедобычи – интенсивное внедрение заводнения как на энергетически истощенных (вторичный метод добычи нефти), так и на вводимых в разработку (первичный метод) месторождениях.

В настоящее время заводнение это наиболее интенсивный и экономически эффективный способ воздействия, позволяющий значительно уменьшить количество добывающих скважин, увеличить их дебит, снизить затраты на 1 т добываемой нефти. В зависимости от расположения нагнетательных скважин по отношению к залежи нефти различают: законтурное, приконтурное и внутриконтурное заводнение. На многих месторождениях применяют сочетание этих разновидностей.

Заводнение нефтяных пластов с его разновидностями в настоящее время - главный метод воздействия на нефтяные пласты с целью извлечения из них нефти. Однако при этом возникает ряд проблем. Первая проблема заводнения возникла на стадии его лабораторных экспериментальных исследований. Затем теоретические исследования и анализ разработки нефтяных месторождений с различной вязкостью нефти показали, что с увеличением отношения вязкостей нефти и воды в пластовых условиях текущая нефтеотдача при одном и том же отношении объема закачанной в пласт воды к объему пор пласта снижается. Исходя из вышеизложенного, первая проблема разработки нефтяных месторождений с применением заводнения состоит в ликвидации отрицательного влияния высокого отношения вязкостей нефти и воды, а также

неньютоновских свойств нефти на текущую и конечную нефтеотдачу. Вторая проблема заводнения связана с принципиальной невозможностью достижения полного вытеснения нефти водой даже при благоприятных условиях значительной проницаемости коллекторов и малых значениях параметра. Главной причиной невозможности полного вытеснения **нефти** водой из заводненных областей пластов заключается в несмешиваемости **нефти** и воды. Третья проблема – возникла в результате анализа и обобщения опыта разработки на многих **нефтяных** месторождениях - обеспечение более полного охвата пластов процессом заводнения. По многим причинам отдельные пропластки, входящие в объекты разработки, не поглощают воду, следовательно из них не вытесняется **нефть**; обводнение отдельных скважин происходит весьма неравномерно, что ведет к оставлению в пласте не охваченных заводнением **нефтенасыщенных** зон.

Обширные фактические данные по разработке нефтяных месторождений с применением заводнения во многих случаях подтверждают с той или иной степенью точности теоретические результаты, получаемые на основе моделей поршневого и непоршневого вытеснения нефти водой из однородного, слоисто-неоднородного, а также трещиноватого и трещиновато-пористого пластов, если модель соответствует реальному пласту. Фактическое изменение пластового давления, добыча нефти и жидкости, зависимость текущей обводненности от нефтеотдачи согласуются с расчетными. В настоящий момент существует проблема правильного выбора модели, наиболее точно отражающей главные особенности разработки пласта. Модель разработки конкретного пласта может быть построена лишь на основе тщательного изучения и учета свойств пласта и сопоставления результатов расчета процесса разработки с фактическими данными. В связи с ростом возможностей вычислительной техники большое развитие получили детерминированные модели пластов и процессов разработки.

Накопленный опыт применения данного метода, а также теоретические исследования показывают, что эффективность метода в большей степени зависит от правильного выбора объекта и соответствующей технологии его применения. Поэтому выбор объектов и соответствующей технологии заводнения является актуальной научно-технической задачей, которая должна решаться на основе теоретических достижений в этой области. Многообразие геолого-промысловых условий разработки залежей требует тщательной проработки последствий применения технологии ПДС, что можно сделать только на основе математического моделирования.

Первые исследования по фильтрации многофазных потоков в пористой среде представлены в работах [1] и [2]. Модель фильтрации жидкости, предложенная в [1] предполагала, что, во-первых, фильтрация изотермическая и происходит при локально термодинамическом равновесии, во-вторых, многокомпонентная углеводородная смесь является псевдо бинарной, при этом многокомпонентная смесь заменялась двухфазной, состоящей из нефтяной и газовой фазы. В указанных работах исследовалась модель поршневого (фронтального) вытеснения, причем предполагалось, что пористая среда и жидкость несжимаемы. Однако, при исследовании неустановившихся режимов упругие свойства пласта и жидкостей, насыщающих ее, могут оказать существенное влияние на процесс фильтрации. Уравнение упругого режима фильтрации дано В.Н.Щелкачевым [3]. Математическая постановка задачи в поршневом вытеснении одной жидкости другой принадлежит Н.Н.Веригину [4]. Унифицированный ряд математических моделей, описывающих процесс вытеснения, дан В.Я.Булыгиным [5]. Наиболее полное исследование стационарной фильтрации газированной нефти дано в работе [6]. В работе [7] дан обзор основных моделей теории многофазной фильтрации. Анализируя классические концепции относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления показано, что основным недостатком этих моделей является их полу эмпиричность. В качестве альтернативного подхода рассматривается подход, основанный на теории перколяции. Теория фильтрации жидкости для описания особенностей установившейся фильтрации углеводородной смеси рассмотрена в работ [8]. С использованием отмеченных выше результатов в [9] предложена модель фильтрации углеводородной смеси в трещиновато-пористой среде, в которой порода, насыщенную углеводородной смесью, представляют средой, состоящей из системы трещин и блоков, т.е. имеющей двойную пористость, и выписывает уравнение движения газоконденсатной смеси для трещин и блоков, а также соотношения, определяющие массообмен между ними .

Однако до сих пор так и не созданы математические модели адекватно описывающие процессы происходящие в нефтяном пласте при его заводнении.

В целом отсутствие соответствующих математических моделей является одним из сдерживающих факторов по широкому внедрению таких технологий. Наиболее достоверную информацию о влиянии значимых факторов на конечный результат (полученная из пласта нефть) можно получить только в результате численного моделирования. Поэтому актуальной является разработка математической модели нефтяного месторождения при его заводнении и численных методов ее реализации.

2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Динамика многофазного течения в нефтяном пласте при его заводнении, включающем в качестве составных элементов собственно нефтеносный пласт и водонапорный пласт рассматривается в рамках β – модели двухфазной фильтрации. Предполагается, что вода – смачивающая фаза, нефть – не смачивающая фаза. Предполагается, что вода и нефть не смешиваются, не меняются массами и не меняют фазы. Предполагается так же, что флюиды в пласте находятся при постоянной температуре и в состоянии термодинамического равновесия [10].

Тогда система дифференциальных уравнений, описывающих фильтрацию нефти и воды можно представить в виде [11]

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{mS_1}{B_1} \right] + \nabla \cdot \left[\frac{W_1}{B_1} \right] = Q_1, \quad (2)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{mS_2}{B_2} \right] + \nabla \cdot \left[\frac{W_2}{B_2} \right] = Q_2, \quad (3)$$

где: индексы 1, 2 – соответствуют воде и нефти; S_α , Q_α , ($\alpha = \overline{1,2}$) – насыщенности, и суммарный дебит скважин, m – пористость пласта, t – время

,
 $B_1 = \frac{[V_1]_{ny}}{[V_1]_{cy}}$, $B_2 = \frac{[V_2]_{ny}}{[V_2]_{cy}}$, – объемные коэффициенты, $[V_\alpha]_{ny}$ – объем, занятый фиксированной массой фазой α ; $[V_\alpha]_{cy}$ – объем, занятый фазой α при нормальных условиях ($\alpha = 1,2$);

$W_\alpha = -\frac{Kf_\alpha}{\mu_\alpha} (\nabla p - \gamma_\alpha \nabla Z)$ – вектор фазовых скоростей,

K – абсолютная проницаемость пласта; f_α – относительные фазовые проницаемости; μ_α – вязкость; γ_α – удельный вес; p – внутрипластовое давление.

Для замыкания этой системы кроме вытекающих из определений соотношения

$$\sum_{\alpha=1}^2 S_\alpha = 1, \quad (4)$$

и зависимостей

$$f_\alpha = F_\alpha(S_1, S_2) \quad (5)$$

требуется знание сложных многопараметрических зависимостей

$$\begin{aligned} B_\alpha &= F_\alpha(p, S_1, S_2), \\ \mu_\alpha &= F_\alpha(p, S_1, S_2), \alpha = \overline{1,2}. \end{aligned} \quad (6)$$

Система дифференциальных уравнений (1) - (4) с замыкающими соотношениями (5)-(6) и соответствующими начальными и граничными условиями представляет собой математическую модель трехмерной фильтрации.

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 двумерным или одномерным. Способы перехода различны и каждый из них применяется в конкретном случае и зависит от необходимой степени достоверности результата. В частности, в [10,11] реальное плоское течение аппроксимируется квазиодномерным течением. Для этого всю 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. Для описания течения в окрестности скважин выделяются внутренние области, представляющие собой круги некоторого радиуса с центром в точках расположения скважин, внутри которых фильтрация плоскорадиальная. Тогда от системы уравнений (1)-(6) можно перейти к системе уравнений:

$$A \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{mS_1}{B_1} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\frac{u_1}{B_1} \right] = A \sum_k Q_{1k} \delta_k, \quad (7)$$

$$A \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{mS_2}{B_2} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\frac{u_2}{B_2} \right] = A \sum_k Q_{2k} \delta_k, \quad (8)$$

$$\sum_{\alpha=1}^2 S_\alpha = 1, \quad (9)$$

где

$$u_\alpha = -\frac{AKf_\alpha}{\mu_\alpha} \left(\frac{\partial p}{\partial z} + \gamma_\alpha \frac{\partial D}{\partial z} \right), \quad (10)$$

$$\delta_k = \delta(z - z_k),$$

$A = b(z)H(z)$ - поперечное сечение элемента, $b(z)$ - ширина элемента, $H(z)$ - мощность пласта, δ - дельта-функция Дирака, $Q_{\alpha k}$ - приведенные к стандартным условиям дебиты, k - номер ряда скважин.

Выражение для дебита скважин k - го ряда получим из рассмотрения квазистационарного двухфазного течения без учета гравитации во внутренней области, ограниченной окружностями радиусов r_{ck} и r_{kk} с давлениями p_{ck} и p_{kk} на них:

$$q_{\alpha ck} = q_k \varphi_{\alpha k}, \quad \alpha = \overline{1,2},$$

$$q_k = \frac{2\pi \Delta z_k}{\ln \frac{r_{ck}}{r_{kk}}} \int_{p_{kk}}^{p_{ck}} K_k \left[\frac{f_1}{\mu_1 B_1} + \frac{f_2}{\mu_2 B_2} \right] dp,$$

$$\varphi_1 = \frac{f_1}{\mu_1 B_1} \left[\frac{f_1}{\mu_1 B_1} + \frac{f_2}{\mu_2 B_2} \right]^{-1},$$

$$\varphi_2 = \frac{f_2}{\mu_2 B_2} \left[\frac{f_1}{\mu_1 B_1} + \frac{f_2}{\mu_2 B_2} \right]^{-1},$$

$$q_{\alpha ck} = n_k \varphi_{\alpha k}, \quad \alpha = \overline{1,2}..$$

Здесь n_k - число скважин k - го ряда, f_k , Δz_k - проницаемости и мощность внутренней области k - го ряда. Значения f_k для нагнетательных скважин определяются условиями заданными на r_{ck} , а для эксплуатационных - условиями на r_{kk} .

В качестве начальных условий задаются распределения давления и осредненных по мощности насыщенностей в начальный момент времени:

$$p(z, 0) = \bar{p}(z), \quad S_\alpha(z, 0) = \bar{S}_\alpha(z), \quad \alpha = \overline{1,2}. \quad (11)$$

В качестве граничных условий задаются условия на скважинах и внешних границах области течения. На эксплуатационных скважинах задается либо давление

$$p(z_k, t) = \bar{p}_k(t), \quad (12)$$

либо дебит

$$q_\alpha(z_k, t) = q_{\alpha k}(t), \quad \alpha = 1. \quad (13)$$

На нагнетательных скважинах задаются либо давление и доли воды в потоке:

$$p(z_k, t) = \bar{p}_k(t), \quad S_1(z_k, t) = \bar{S}_{1k}(t), \quad (14)$$

либо расход воды:

$$q_1(z_k, t) = \bar{q}_1(t). \quad (15)$$

Если через границу жидкости втекают в область, то на границе задается, либо давление и насыщенности нефти и воды:

$$p(0,t) = p^0(t), S_1(0,t) = S_1^0(t), S_2(0,t) = S_2^0(t), \quad (16)$$

$$p(L,t) = p^L(t), S_1(L,t) = S_1^L(t), S_2(L,t) = S_2^L(t), \quad (17)$$

либо расходы нефти и воды:

$$Q_1(0,t) = Q_1^0(t), Q_2(0,t) = Q_2^0(t), \quad (18)$$

$$Q_1(L,t) = Q_1^L(t), Q_2(L,t) = Q_2^L(t), \quad (19)$$

Если через границу жидкости вытекают из области, то на границе достаточно задать либо давление:

$$p(0,t) = p^*(t), p(L,t) = p^{**}(t), \quad (20)$$

либо расход

$$Q_\alpha(0,t) = Q_\alpha^*(t), Q_\alpha(L,t) = Q_\alpha^{**}(t), \alpha = \overline{1,2}. \quad (21)$$

3. МЕТОД РЕШЕНИЯ

Для численного моделирования фильтрации жидкостей в нефтяном пласте при его заводнении применим метод «крупных частиц» [12].

Решение задачи (7)-(21) разобьем на три этапа: на первом в условиях "заторможенности" определяем давление и скорости, на втором - потоки масс, на третьем - окончательное распределение искоемых величин.

Следуя логике протекающих процессов, исходную нестационарную систему уравнений (7)-(21) расщепляем по физическим процессам и в области

$$\Omega = \{(z,t): 0 \leq z \leq L, 0 \leq t \leq \tau\} \quad (22)$$

вводим пространственно-временную эйлерову сетку

$$\omega_{ni} = \{t_{n-1} = t_n - \Delta t, n = \overline{1, N_t}; z_{i-1} = z_i - \Delta z, i = \overline{1, N_x}\}, \quad (23)$$

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

1 этап - пренебрегаем эффектами, связанными с перемещением элементарной ячейки и определяем давление из следующего конечно-разностного уравнения:

$$\begin{aligned} & A_i \frac{\Delta z}{\Delta t} \{G_{1i}^{\sim} [(h_{1i}^{\sim} - h_{1i}^n) + h_i^{\sim} (b_{1i}^{\sim} - b_{1i}^n)] + G_{2i}^{\sim} [(h_{2i}^{\sim} - h_{2i}^n) + h_i^{\sim} (b_{2i}^{\sim} - b_{2i}^n)]\} = \\ & = H_{1i}^{\sim} \left[\left(\frac{u_1}{B_1} \right)_{i+1/2}^{\sim} - \left(\frac{u_1}{B_1} \right)_{i-1/2}^{\sim} \right] + H_{2i}^{\sim} \left[\left(\frac{u_2}{B_2} \right)_{i+1/2}^{\sim} - \left(\frac{u_2}{B_2} \right)_{i-1/2}^{\sim} \right] + Q_i^{\sim} \Delta z \end{aligned} \quad (24)$$

где

$$u_{\alpha i+1/2}^{\sim} = -Z_{\alpha i+1/2}^{\sim} \left(\frac{p_{i+1}^{\sim} - p_i^{\sim}}{\Delta z} + \gamma_{\alpha i+1/2}^{\sim} \frac{D_{i+1}^{\sim} - D_i^{\sim}}{\Delta z} \right), \quad (25)$$

$$Z_{\alpha i+1/2}^{\sim} = \frac{1}{2} \left[\left(\frac{AKf_{\alpha}}{\mu_{\alpha} B_{\alpha}} \right)_{i+1}^{\sim} + \left(\frac{AKf_{\alpha}}{\mu_{\alpha} B_{\alpha}} \right)_i^{\sim} \right],$$

$$\gamma_{\alpha i+1/2}^{\sim} = \frac{1}{2} (\gamma_{\alpha i+1}^{\sim} + \gamma_{\alpha i}^{\sim}), \quad \alpha = \overline{1,2},$$

$$Q_{\alpha k}^{\sim} = q_k^{\sim} \varphi_{\alpha k}^{\sim} n_k, \quad \alpha = \overline{1,2}, \quad (26)$$

$$q_k^{\sim} = \frac{2\pi \Delta z_k}{\ln \frac{r_{ck}}{r_{kk}}} \left[\bar{f}_1 \int_{p_{kk}}^{p_{ck}} K_k(p) \frac{1}{\mu_1(p) B_1(p)} dp + \bar{f}_2 \int_{p_{kk}}^{p_{ck}} K_k(p) \frac{1}{\mu_2(p) B_2(p)} dp \right]$$

Функции \bar{f}_{α} ($\alpha = \overline{1,2}$) - некоторые значения относительных проницаемостей, снесенные в ближайший узел сетки вверх по потоку.

Представим уравнение давления в виде

$$E_i^{\sim} p_{i-1}^{\sim} - I_i^{\sim} p_i^{\sim} + O_i^{\sim} p_{i+1}^{\sim} = -F_i^{\sim}, \quad (27)$$

где

$$E_i^{\sim} = \left[H_{1i}^{\sim} \left(\frac{Z_1}{B_1} \right)_{i-1/2}^{\sim} + \left[H_{2i}^{\sim} \left(\frac{Z_2}{B_2} \right)_{i-1/2}^{\sim} \right] \right]$$

$$O_i^{\sim} = \left[H_{1i}^{\sim} \left(\frac{Z_1}{B_1} \right)_{i+1/2}^{\sim} + \left[H_{2i}^{\sim} \left(\frac{Z_2}{B_2} \right)_{i+1/2}^{\sim} \right] \right]$$

$$I_i^{\sim} = E_i^{\sim} + O_i^{\sim},$$

$$F_i^{\sim} = A_i \frac{\Delta x^2}{\Delta t} \left\{ G_{1i}^{\sim} [(h_{1i}^{\sim} - h_{1i}^n) + h_i^{\sim} (b_{1i}^{\sim} - b_{1i}^n)] + G_{2i}^{\sim} [(h_{2i}^{\sim} - h_{2i}^n) + h_i^{\sim} (b_{2i}^{\sim} - b_{2i}^n)] \right\} - Q_i^{\sim} \Delta z^2 + \Phi_i^{\sim}$$

$$\Phi_i^{\sim} = \left\{ \left[H_{1i}^{\sim} \left(\frac{Z_1}{B_1} \gamma_1 \right)_{i-1/2}^{\sim} + \left[H_{2i}^{\sim} \left(\frac{Z_2}{B_2} \gamma_2 \right)_{i-1/2}^{\sim} \right] \right\} (D_i - D_{i-1}) + \left\{ \left[H_{1i}^{\sim} \left(\frac{Z_1}{B_1} \gamma_1 \right)_{i+1/2}^{\sim} + \left[H_{2i}^{\sim} \left(\frac{Z_2}{B_2} \gamma_2 \right)_{i+1/2}^{\sim} \right] \right\} (D_{i+1} - D_i)$$

Уравнение (27) решается методом прогонки в сочетании с итерационным методом Ньютона

$$\begin{aligned} (H_i^n)^v &= H(p_i^{v-1}) + H'(p_i^{v-1})(p_i^v - p_i^{v-1}), \\ H &= \{(G_1), (G_2), h_1, b_1, h_2, b_2, \}, \end{aligned} \quad (28)$$

$$(Q_{ai}^n)^v = Q_\alpha(p_i^{v-1}) + Q'_\alpha(p_i^{v-1})(p_i^v - p_i^{v-1}), \quad \alpha = \overline{1,2}. \quad (29)$$

Определив давление p_i^v , вычисляем скорости фаз по формуле (10).

2 - этап - определяются перетоки масс через границы элементарной ячейки

$$\left(\frac{u_\alpha}{B_\alpha}\right)_{i+1/2}^{\sim} = \begin{cases} \left(\frac{1}{B_\alpha}\right)_i^{\sim} u_{ai+1/2}^{\sim}, & \text{если } u_{ai+1/2}^{\sim} \geq 0 \\ \left(\frac{1}{B_\alpha}\right)_{i+1}^{\sim} u_{ai+1/2}^{\sim}, & \text{если } u_{ai+1/2}^{\sim} < 0 \end{cases}, \quad (30)$$

$$\alpha = \overline{1,2}.$$

3 - этап - определяются искомые параметры

$$A_i \Delta z \left[\left(\frac{m}{B_1}\right)_i^n S_{1i}^{n+1} - \left(\frac{m}{B_1}\right)_i^{n-1} S_{1i}^n \right] + \Delta t^n \left[\left(\frac{u_1}{B_1}\right)_{i+1/2}^n - \left(\frac{u_1}{B_1}\right)_{i-1/2}^n \right] = \Delta t^n A_i \sum_k Q_{1k} \delta_{1k}, \quad (31)$$

$$A_i \Delta z \left[\left(\frac{m}{B_2}\right)_i^n S_{2i}^{n+1} - \left(\frac{m}{B_2}\right)_i^{n-1} S_{2i}^n \right] + \Delta t^n \left[\left(\frac{u_2}{B_2}\right)_{i+1/2}^n - \left(\frac{u_2}{B_2}\right)_{i-1/2}^n \right] = \Delta t^n A_i \sum_k Q_{2k} \delta_{1k}, \quad (32)$$

Определив искомые S_α^n переходим к следующему временному шагу и т.д.

4. ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Выполняется расчет технологических показателей нефтяной залежи с подошвенной водой.

1. Залесь разрабатывается при оптимальных дебитах с поддержанием пластового давления путем площадного заводнения.
2. Закачка воды осуществляется под "зеркало" водонефтяного контакта и в нефтяной пласт.
3. Параметры единичного элемента этой системы следующие:
 - площадь элемента $S_e = 800 \cdot 800 = 640000 \text{ м}^2$
 - число нефтедобывающих скважин $n_s = 4$
 - число водонагнетательных скважин $n_n = 1$
 - расстояние между нефтедобывающими и водонагнетательными скважинами соответственно равны $2\sigma_s = 20 \text{ м}$ и $2\sigma_n = 17,5 \text{ м}$.
5. Исходные данные, характеризующие осредненные физические свойства пласта и насыщающих его жидкостей (в пластовых условиях) следующие:

- плотность нефти($\text{кг}/\text{м}^3$) $\rho_3 = 725$,
- плотность воды ($\text{кг}/\text{м}^3$) $\rho_2 = 1070$,
- пористость $m = 0.15$,
- проницаемость (мкм^2) $k = 0.0073$,
- начальная нефтенасыщенная толщина пласта(м) $h = 20$,
- радиус скважины (м) $r = 0.1$,
- радиус контура питания (м) $r = 79.61$,
- давление на ВНК (МПа) $P_{\text{внк}} = 18.8$,
- давление на забое скважины (МПа), $P_s = 16$,
- давление на подошве пласта (МПа), $P_0 = 26.3$,
- давление на кровле пласта (МПа), $P_0 = 26.2$,

Выберем расчетный элемент в форме прямого параллелепипеда с одним эксплуатационным и двумя нагнетательным рядами скважин.

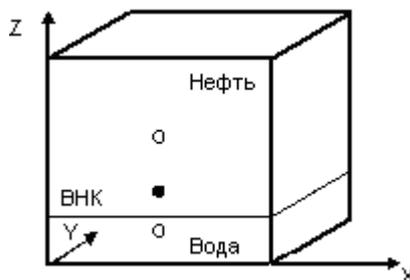


Рис.1. Схема элемента нефтяного пласта. ВНК – водонефтяной контакт, \circ - нагнетательный ряд, \blacksquare - добывающий ряд.

В добывающий ряд входят 4 скважины, в водонагнетательный 1 скважины.

Порядок ввода скважин в действие следующий:

- 1-ый год – 4 нефтедобывающих скважин,
- 2-ой год – 1 водонагнетательных скважин.

Исходные данные для гидродинамического расчета элементов следующие:

- эффективная мощность, $H = 20$ м;
- произведение $kH = 0.0073 * 20$;
- произведение $mH = 0.15 * 20$;
- физические свойства пластовых флюидов:
- вязкости

$$\mu_1 = 1.99 \cdot 10^{-2} * P \text{ СП}; \mu_2 = 0.5 \text{ СП};$$

- объемные коэффициенты
- $B_1 = 0.338 + 2 \cdot 10^{-2} * P, B_2 = 1$;

- зависимости удельных весов флюидов от давления

$$\gamma_1 = 0.725 \cdot 10^{-3} / B_3; \gamma_2 = 0.001 / B_2 ;$$

- относительные фазовые проницаемости флюидов:

$$f_2 = \left(\frac{S_2 - 0.2}{0.8} \right)^{3.5}, \quad 0.2 \leq S_2 \leq 1,$$

$$f_2 = 0, \quad 0 \leq S_2 \leq 0.2,$$

$$f_1 = \left[\frac{0.85 - (S_1 + S_2)}{0.85} \right]^{2.8} [1 + (2.4 + 16.5S_1)S_2], \quad 0 \leq S_1 + S_2 \leq 0.85,$$

$$f_1 = 0, \quad 0.85 \leq S_1 + S_2 \leq 1,$$

- насыщенность связанной водой $S_{20} = 0.2$, средняя остаточная нефтенасыщенность $S_{10} = 0.15$,

- начальное распределение осредненных по эффективной мощности нефти и водонасыщенности

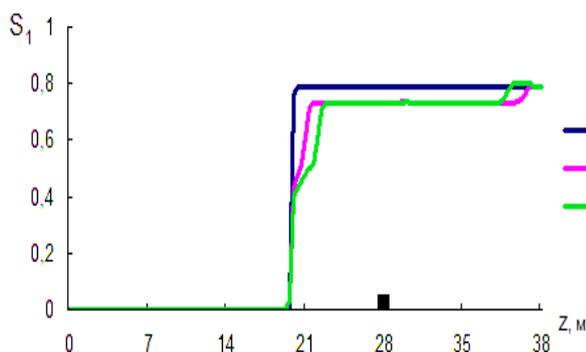
$$S_1^0 = \begin{cases} 0 & \text{при } 0 \leq z \leq 18 \\ 0.8 & \text{при } 18 < z \leq 38 \end{cases}$$

$$S_2^0 = \begin{cases} 1 & \text{при } 0 \leq z \leq 18 \\ 0.2 & \text{при } 18 < z \leq 38 \end{cases}$$

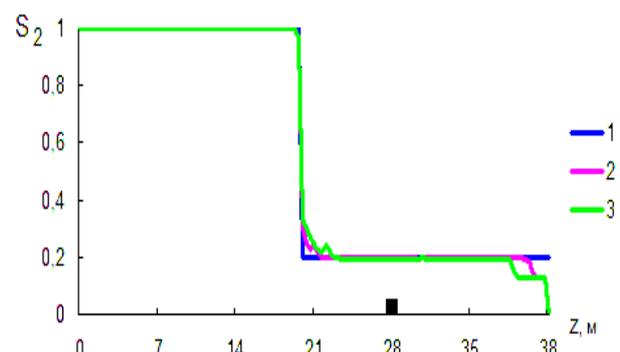
- расположение рядов (м): $z_1 = 17.5$, $z_2 = 28$, $z_3 = 37.5$.

Границы расчетного элемента непроницаемы, т.е. объемные расходы нефти, газа, конденсата и воды через границы равны нулю.

На основе исходных данных, указанных выше, проведена серия расчетов для элемента нефтяного пласта с одним добывающим рядом. Результаты расчетов гидродинамических представлены на рис. 2. Интенсивное извлечение нефти происходит в течение всего периода эксплуатации (рис. 2а). Водонасыщенность в пласте постоянно растет (рис. 2б).



а)



б)

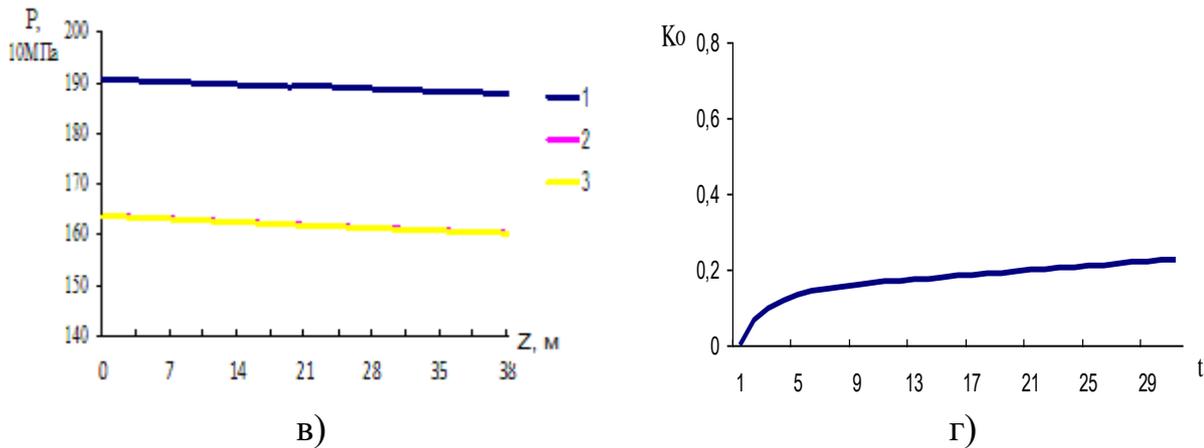
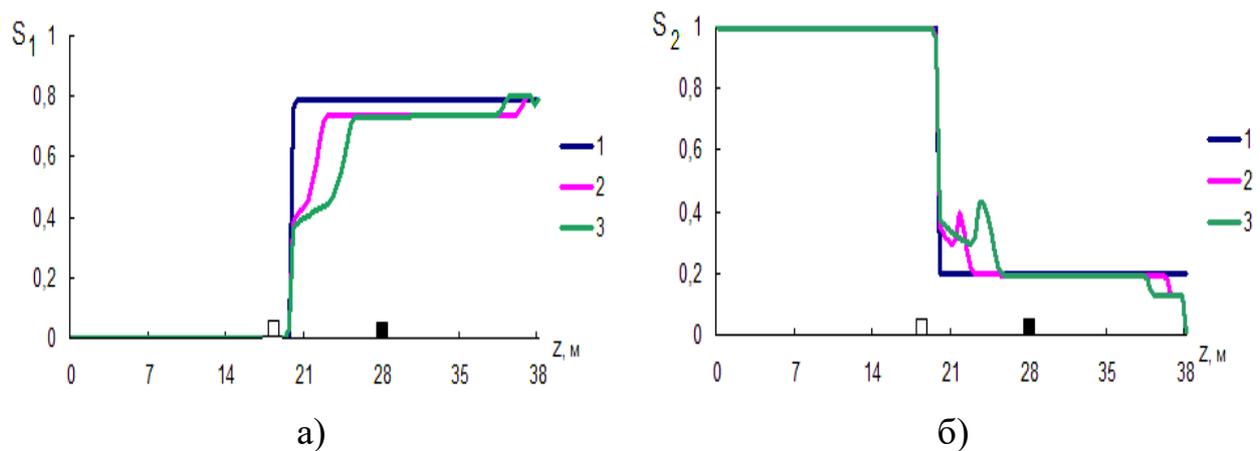


Рис. 2. Гидродинамические показатели элемента при режиме истощения: а) распределение нефтенасыщенности, б) распределение водонасыщенности, в) распределение давления, г) нефтеотдача, ■ – добывающий ряд, 1 – начальное значение, 2- через 15 лет, 3- через 30 лет.

В течение первых 15 лет за счет эксплуатации нефтедобывающего ряда происходит резкое падение давления (рис. 2в). В дальнейшем падение давления уменьшается. Падение давления говорит о необходимости проведения мероприятий по поддержанию давления на более высоком уровне. Интенсивный рост нефтеотдачи наблюдается в течение первых 6-ти лет эксплуатации.

Основным методами поддержания пластового давления являются нагнетание воды. С целью изучения эффективности заводнения были проведены исследования, результаты которых приведены ниже. На рис. 3 представлены гидродинамические показатели элемента при режиме закачка воды под ВНК



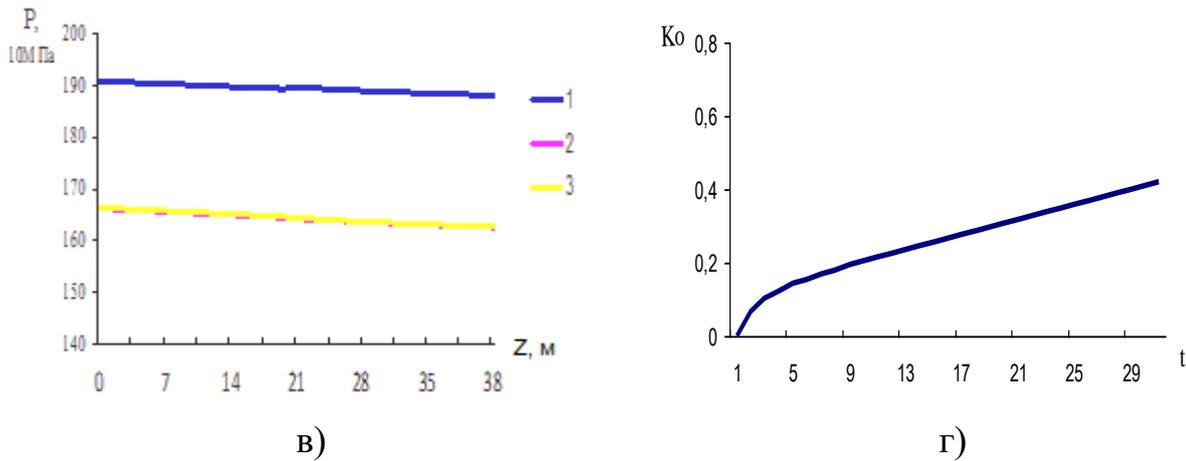
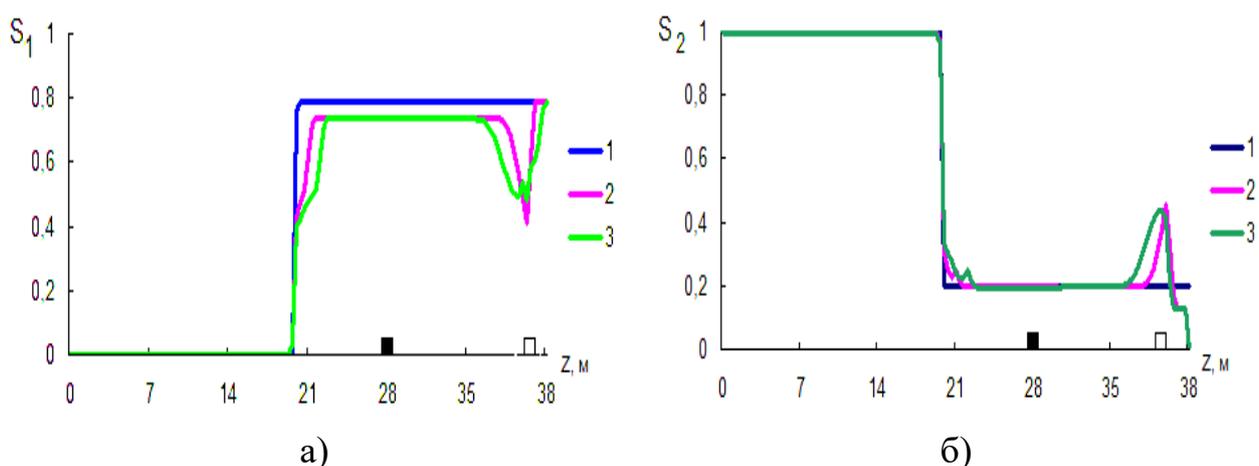


Рис. 3. Гидродинамические показатели элемента при режиме закачка воды под ВНК: а) распределение нефтенасыщенности, б) распределение водонасыщенности, в) распределение давления, г) нефтеотдача, ■ - добывающий ряд, □ - нагнетательный ряд, 1 – начальное значение, 2- через 15 лет, 3- через 30 лет.

В режиме закачки воды под ВНК за счет нагнетаемой воды происходит вытеснение нефти из области ниже эксплуатационного ряда рис. Основная масса нефти добывается из области ниже эксплуатационного ряда. Водяная оторочка постоянно расширяется.

На рис. 3в показано распределение давления в элементе пласта в различные моменты времени. Падение давление более равномерное и давление в середине элемента пласта больше давления эксплуатационного ряда в течении всего периода эксплуатации, а среднее давление выше. На рис. 3г показано изменение нефтеотдачи за весь период эксплуатации. Резкий рост нефтеотдачи наблюдается в течении первых 12-ти лет эксплуатации и продолжает повышаться до 24-го года эксплуатации и к концу периода эксплуатации извлекается 40% от запасов.



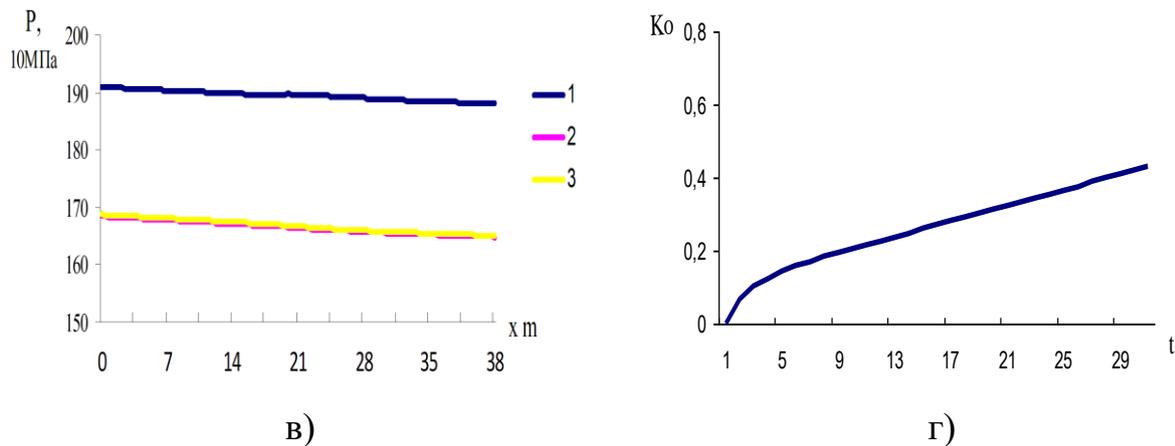
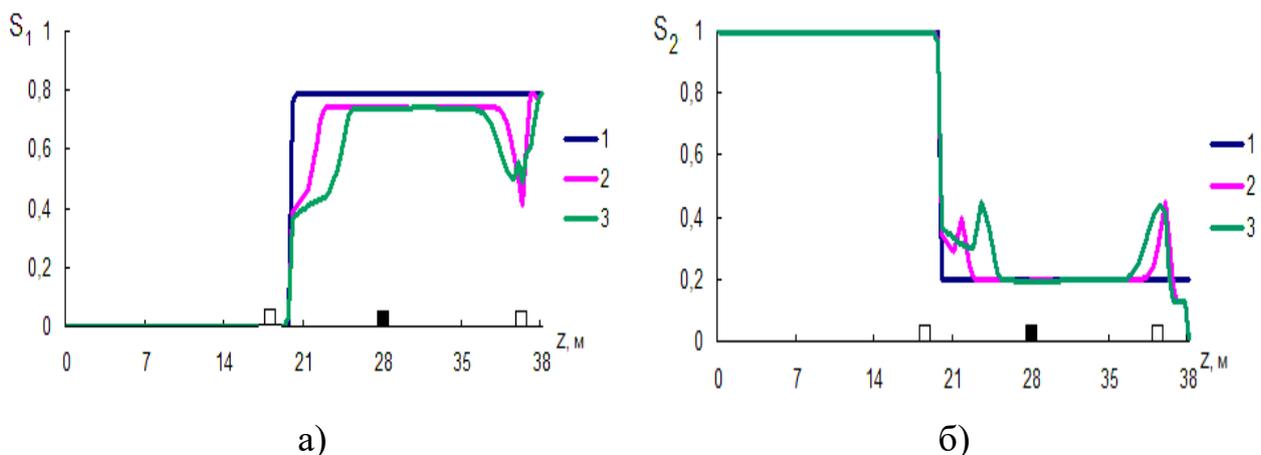


Рис. 4. Гидродинамические показатели элемента при режиме закачки воды в нефтяную оторочку: а) распределение нефтенасыщенности, б) распределение водонасыщенности, в) распределение давления, г) нефтеотдача, ■ – добывающий ряд, □ - нагнетательный ряд, 1 – начальное значение, 2- через 15 лет, 3- через 30 лет.

В режиме закачки воды в нефтяную оторочку за счет нагнетаемой воды происходит вытеснение нефти из области выше эксплуатационного ряда рис. 4а, а период интенсивного извлечения нефти увеличивается до 18-ти лет. Основная масса нефти добывается из области выше добывающего ряда. Водяная оторочка постоянно расширяется. Падение давление более равномерное и давление в середине элемента пласта больше давления эксплуатационного ряда в течении всего периода эксплуатации, а среднее давление выше рис. 3в. Рост нефтеотдачи наблюдается в течении первых 12-ти лет эксплуатации и продолжает повышаться до 24-го года эксплуатации и к концу периода эксплуатации извлекается 40% от запасов.



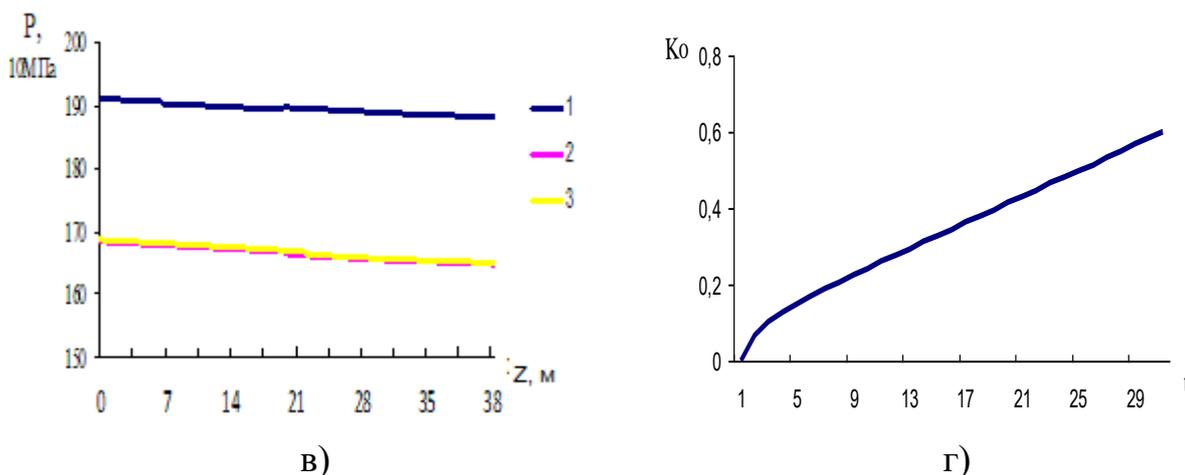


Рис. 5. Гидродинамические показатели элемента при режиме закачка воды под ВНК и в нефтяную отторочку: а) распределение нефтенасыщенности, б) распределение водонасыщенности, в) распределение давления, г) нефтеотдача, ■ – добывающий ряд, □ - нагнетательный ряд, 1 – начальное значение, 2- через 15 лет, 3- через 30 лет.

В режиме закачки воды в нефтяную оторочку за счет нагнетаемой воды происходит вытеснение нефти из области выше эксплуатационного ряда рис. 4а, а период интенсивного извлечения нефти увеличивается до 18-ти лет. Основная масса нефти добывается из области выше добывающего ряда. Водяная оторочка постоянно расширяется. Падение давление более равномерное и давление в середине элемента пласта больше давления эксплуатационного ряда в течении всего периода эксплуатации, а среднее давление выше рис. 3в. Рост нефтеотдачи наблюдается в течении первых 12-ти лет эксплуатации и продолжает повышаться до 24-го года эксплуатации и к концу периода эксплуатации извлекается 60% от запасов.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представлена математическая модель гидродинамических процессов многофазной фильтрации в нефтяном пласте при его заводнении. 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.

Исследования показали существенное влияние заводнения как на распределение флюидов в пласте так и на давление. В частности выявлено, что

закачка воды позволяет извлечь нефть из областей остающихся не охваченным воздействием в режиме истощения, распределение нефтенасыщенностей более равномерное, что свидетельствует о равномерном извлечении нефти из нефтяной оторочки, среднее давление в пласте поддерживается практически на одном уровне, нефтеотдача увеличивается. Таким образом подтверждается факт положительного влияния заводнения как на гидродинамику пласта так и на технологические показатели.

Однако при применении заводнения необходимо постоянное контролирование процесса нефтедобычи так как при прорыве воды к эксплуатационным скважинам эффективность заводнения падает: практически вся поступающая вода добывается вместе с нефтью, резко возрастает газовый фактор, падает добыча нефти. Поэтому при разработки месторождений с использованием заводнения необходимо регулирование темпов нагнетания воды.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лейбензон Л.Е. О движении природных жидкостей и газов в пористой среде// ГИТТНИЛ, 1947, 125 с.
2. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти// Гостопиздат, 1955, 12. с.
3. Щелкачев В.Н. Упругий режим пластовых водонапорных систем//Гостопиздат, 1948, с.47-53.
4. Веригин Н.Н. Нагнетания вязущих растворов в горные породы в целях повышения прочности и водопроницаемости основных гидротехнических сооружений // Изв. АН СССР, АТН, N5,1952, с.15-20.
5. Булыгин В.Я. Унифицированный ряд математических моделей вытеснения нефти водой // В сб.научн. трудов "Численные методы решения задач фильтрации многофазной несжимаемой жидкости". Новосибирск, 1972, с66-85.
6. Христианович С.А. Движение газированной жидкости в пористой среде // ПММ, т., вып.2, 1941, с.97-104.
7. Баренблатт Г.И., Ентов Е.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа // М., Недра, 1972, 288 с.
8. Eilerts K.C. Integration of petrol differential equation for transient linear flow gas-condensate in fluids in porous structures// Soc. Petrol. Eng. Journal, N 4, 1974.
9. Баренблатт Г.И., Ентов Е.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа // М., Недра, 1972.

10. 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.
11. Khuzhayorov V.Kh., Burnashev V.F. Modelling the multiphase flow of an oil-gas-condensate system in porous media // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2001. 29. 67-82.
12. Белоцерковский О.М., Давыдов Ю.М. Метод крупных частиц в газовой динамике. М.: Наука, 1982, -392 с.