

УДК 622.279.72

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4486

Шифр специальности ВАК: 2.5.21

Исследование процесса вытеснения углеводородных жидкостей водой на моделях зонально-неоднородных деформируемых пластов

М.Я. Хабибуллин✉, Р.И. Сулейманов, Р.Р. Степанова,
А.А. Гиззатуллина, А.М. Хабибуллин

Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьский),
Россия, г. Октябрьский

✉m-hab@mail.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования обусловлены необходимостью прогнозировать основные показатели разработки газоконденсатной залежи, представленной упругими зонально-неоднородными коллекторами. При этом учитываются реальные *PVT* свойства двухфазной углеводородной системы и реология пород-коллекторов. *Цель:* на основе изучения причин большой остаточной газонасыщенности и нефтенасыщенности углеводородных залежей решить задачу о вытеснении углеводородных жидкостей закачиваемой в пласт водой в зонально-неоднородных коллекторах. При этом пласт круговой формы, разрабатываемый одной центральной скважиной, представляется состоящим из двух зон с различными коллекторско-емкостными и реологическими свойствами. *Объекты.* Исследуются процессы фильтрации углеводородной системы к центральной скважине при вытеснении водой в зонально-неоднородном пласте. Текущее положение фронта воды имеет радиуса r_f . Контур заводнения имеет радиус R_k . Известно, что движение двухфазных углеводородных систем в деформируемых коллекторах представляется сложными нелинейными дифференциальными уравнениями в частных производных. Аналитическое решение таких уравнений возможно лишь с применением особых подходов. В настоящей работе для линеаризации уравнений будем применять метод осреднения и с использованием функции Христиановича. Для прогнозирования дебита скважины необходим алгоритм для определения отмеченных пластовых параметров в любой момент времени. Для этой цели будем использовать уравнения материального баланса для газовой и жидкой фаз углеводородной системы и объема внедряющейся в залежь воды. *Методы.* Решение уравнения нестационарной фильтрации воды с учетом граничных и краевых условий. *Результаты и выводы.* Получены результаты для прогнозирования разработки основных показателей процесса вытеснения углеводородных жидкостей к скважине, когда вблизи скважины (во внутренней зоне) и в отдаленной части залежи (т. е. во внешней зоне) пласт имеет разные коллекторско-емкостные и реологические характеристики. Вышеизложенный подход позволяет определять основные показатели разработки газоконденсатной залежи при различных технологических режимах с учетом различия в проницаемости и характере деформаций призабойной зоны и в отдаленной от забоя части пласта-коллектора. Полученное решение позволяет прогнозировать основные показатели разработки газоконденсатной залежи, представленной упругими зонально-неоднородными коллекторами. Предложенный алгоритм позволяет моделировать практически любой технологический режим закачки и скважины. Так, можно воспроизвести режим заданного темпа закачки воды и заданного давления на контуре заводнения.

Ключевые слова: деформация пород, внутрипоровое давление, коллекторские свойства, водонефтяной контакт, углеводородные системы, уравнения движения, реологические свойства

Для цитирования: Исследование процесса вытеснения углеводородных жидкостей водой на моделях зонально-неоднородных деформируемых пластов / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, Р.Р. Степанова, А.А. Гиззатуллина, А.М. Хабибуллин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 230–243. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4486

UDC 622.279.72

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4486

Displacement of hydrocarbon liquids by water using the models of zonally heterogeneous deformable formations

M.Ya. Khabibullin✉, R.I. Suleimanov, R.R. Stepanova,
A.Az. Gizzatullina, A.M. Khabibullin

Ufa State Petroleum Technical University (branch in Oktyabrsky), Oktyabrsky, Russian Federation

✉m-hab@mail.ru

Abstract. Relevance. The need to predict the main indicators of the development of a gas condensate deposit represented by elastic zonal heterogeneous reservoirs. In this case, the real PVT properties of a two-phase hydrocarbon system and the rheology of reservoir rocks are taken into account. **Aim.** Based on the study of the causes of high residual gas saturation and oil saturation of hydrocarbon deposits, it is necessary to solve the problem of displacing hydrocarbon liquids with water injected into the reservoir in zonal heterogeneous reservoirs. In this case, a circular reservoir developed by a central well is represented as consisting of two zones with different reservoir-capacity and rheological properties. **Objects.** The processes of hydrocarbon system filtration to the central well during displacement by water in a zonally heterogeneous formation. The current position of the water front has a radius r_v . The flooding contour has a radius R_k . It is known that the motion of two-phase hydrocarbon systems in deformable reservoirs is represented by complex nonlinear partial differential equations. An analytical solution of such equations is possible only with the use of special approaches. In this paper, the averaging method and the Khristianovich function will be used to linearize the equations. To predict the well flow rate, an algorithm it is necessary to determine the noted reservoir parameters at any time is required. For this purpose, we will use the material balance equations for the gas and liquid phases of the hydrocarbon system and the volume of water penetrating into the reservoir. **Methods.** Solution of the equation of unsteady water filtration taking into account boundary and boundary conditions. **Results and conclusions.** The results are obtained for forecasting the development of the main indicators of displacement of hydrocarbon liquids to the well, when near the well (in the inner zone) and in the remote part of the deposit (i. e. in the outer zone) the formation has different reservoir-capacity and rheological characteristics. The above approach allows determining the main indicators of a gas condensate deposit development under various technological modes, taking into account the difference in permeability and the nature of deformations of the bottomhole zone and in the remote part of the reservoir. The obtained solution allows forecasting the main indicators of the development of a gas condensate deposit represented by elastic zonal-heterogeneous collectors. The proposed algorithm allows simulating almost any technological mode of injection and well. Thus, it is possible to reproduce the mode of a given water injection rate and a given pressure on the flooding contour.

Keywords: rock deformation, pore pressure, reservoir properties, water-oil contact, hydrocarbon systems, equations of motion, rheological properties

For citation: Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I., Stepanova R.R., Gizzatullina A.Az., Khabibullin A.M. Displacement of hydrocarbon liquids by water using the models of zonally heterogeneous deformable formations. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 230–243. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4486

Введение

Известно, что разработка глубокозалегающих газоконденсатных и нефтяных залежей сопровождается деформацией пород коллекторов, в результате чего изменяются их емкостные и коллекторские характеристики [1, 2]. Установлено, что при более широком диапазоне изменения пластового давления деформация горных пород может иметь существенно нелинейный характер [3–5]. Кроме этого, при этом могут проявляться ползучесть горных пород [6–8]. Причем в одном и том же пласте в зависимости от значения внутриводородного давления деформации скелета коллектора могут показывать себя по-разному [9–11]. Так, если вблизи приза-

бойной зоны, где пластовое давление намного ниже его первоначального значения, деформации пласта-коллектора происходят по одному закону, а на контуре (или вдали от забоя), где сравнительно высокое давление (или давление выше определенного предела) скелет коллектора сжимается по другому закону. Помимо этого, иногда пласт имеет по проницаемости зональную неоднородность. В работах [12, 13] получены решения задач моделирования процессов истощения летучих нефтей и газоконденсатных залежей на зонально-неоднородных коллекторах. При этом пласт состоял из двух зон, отличающихся коллекторскими свойствами. Данная работа является продолжением исследований,

начаты в отмеченных работах. Она посвящена более сложной задаче – исследованию процесса вытеснения к эксплуатационной скважине углеводородных систем в зонально-неоднородных пластах. При этом пласт круговой формы, разрабатываемый одной центральной скважиной, состоит из двух зон с различными коллекторско-емкостными и реологическими свойствами. Учитывается неполнота вытеснения, сжимаемость воды и PVT свойства углеводородной системы – фазовое превращение, массообмен между фазами углеводородной системы, что отличает предложенное решение от существующих.

Объекты и методика исследования

Схематическое изображение течения воды при вытеснении углеводородов в зонально-неоднородном пласте иллюстрируется на рис. 1. Согласно изображению, обводненная часть пласта состоит из двух зон – зоны с проницаемостью k_1 (зона I) и зоны с проницаемостью k_2 (зона II), которые первоначально были насыщенными нефтью. К рассматриваемому моменту текущее положение водонефтяного контакта (ВНК) r_v [14–16].

Уравнение нестационарной фильтрации воды в зоне I, т. е. в области $r_k \leq r \leq R_k$, будет иметь следующий вид [17] (1):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P_1}{\partial r} \right) = \frac{1}{a} \frac{\partial P_1}{\partial t}, \quad (1)$$

где

$$P_1 = \int k_1 \gamma_1 dp_1, \quad a = \frac{k_1(P_0)}{(\beta_k + \beta_v) \mu_v m_1(P_0) B^*},$$

$$P_2 = \int k_2 \gamma_2 dp_2, \quad \beta_k, \beta_v$$

– соответственно, коэффициенты изменения проницаемости и сжимаемости воды, μ_v – вязкость воды, m_1 – пористость пласта в зоне I, γ_1 – плотность воды. B^* является угловым коэффициентом логарифмического участка кривой зависимости $\bar{m}\bar{\gamma} = \bar{m}\bar{\gamma}(P_1)$.

Уравнение (1) решается при следующих начальных и граничных условиях (2)–(4):

$$P_1(r, 0) = P_0, \quad (2)$$

$$P_1(R_k, t) = P_k(t), \quad (3)$$

$$P_1(r_k, t) = P'(t). \quad (4)$$

Течение воды в зоне I, согласно результатам предыдущих исследований, можем принимать стационарным, что позволит упростить задачу. При этом уравнение фильтрации воды в зоне I, т. е. в области $r_v \leq r \leq r_k$, напишем в виде (5)

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P_2}{\partial r} \right) = 0, \quad (5)$$

при следующих граничных условиях (6), (7):

$$P_2(r_k, t) = P'(t), \quad (6)$$

$$P_2(r_v, t) = P_v(t). \quad (7)$$

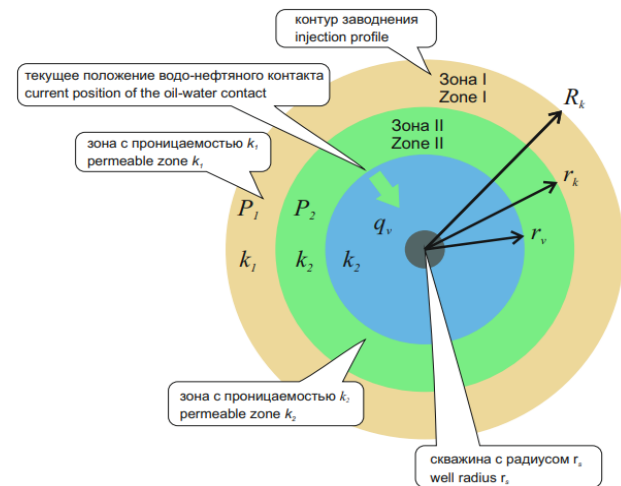


Рис. 2. Схематическое изображение течения воды при вытеснении углеводородной системы в зонально-неоднородном пласте

Fig. 1. Schematic representation of water flow when displacing a hydrocarbon system in a zonally heterogeneous formation

Имеем дополнительное условие на R_k (8)

$$\left. \frac{\partial P_1}{\partial r} \right|_{r=R_k} = \frac{q_{v2}}{A(P_k)},$$

где

$$A(P_k) = \frac{2\pi R_k h F_v k_0}{(\beta_k + \beta_v) \mu_v e^{\beta_v(P_k - P_0)}}, \quad (8)$$

и условие неразрывности (9):

$$\left. \frac{\partial P_1}{\partial r} \right|_{r=r_k} = \left. \frac{\partial P_2}{\partial r} \right|_{r=r_k}, \quad (9)$$

где R_k – радиус контура заводнения; h – толщина контура; F_v – относительная площадь текущего положения водонефтяного контакта; k_0 – проницаемость на нулевом контуре.

Решением системы уравнений (1) и (5) при краевых условиях (2)–(4), (6)–(9) получено следующее выражение для определения мгновенного значения расхода вторгшейся в продуктивную часть пласта воды (10):

$$q_v = \frac{2\pi R_k h F_v k_0}{(\beta_k + \beta_v) \mu_v e^{\beta_v(P_k - P_0)}} \frac{P' - P_v}{\ln \frac{r_k}{r_v}}. \quad (10)$$

Здесь P_v будет определяться ниже решением задачи фильтрации нефти (или газа) к скважине по пластовому давлению, а P' – значение функции P_1 на r_k – определяется по следующему выражению, полученному с помощью условия (9), (11):

$$\begin{aligned} \bar{P}' = & \frac{\left\{ -2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{J_0(\bar{R}_k \alpha_n) e^{-\alpha_n^2 t}}{J_0^2(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n)} \times \right. \\ & \left. \times \left\{ \{\bar{P}_0 - P_k\} [J_0(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0(\bar{R}_k \alpha_n)] - \right. \right. \\ & \left. \left. \times [-\bar{P}_0 J_0(\bar{R}_k \alpha_n)] \right\} \right\}}{2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n) e^{-\alpha_n^2 t}}{J_0^2(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n)} + \frac{1}{\ln \frac{\bar{R}_k}{\bar{R}_{n0}}} + \frac{F_v}{\ln \frac{\bar{R}_{n0}}{\bar{R}_n}}} \rightarrow \\ & \frac{\frac{\bar{P}_k}{\ln \frac{\bar{R}_k}{\bar{R}_{n0}}} + \frac{\bar{P}_n}{\ln \frac{\bar{R}_n}{\bar{R}_{n0}}}}{2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n) e^{-\alpha_n^2 t}}{J_0^2(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n)} + \frac{1}{\ln \frac{\bar{R}_k}{\bar{R}_{n0}}} + \frac{F_v}{\ln \frac{\bar{R}_{n0}}{\bar{R}_n}}}, \quad (11) \end{aligned}$$

где J_0 – момент инерции рассматриваемого сектора зоны; α_n – угол отклонения контура от вертикали; $\bar{P}_0$ – давление в начале контура; $\bar{P}_k$ – давление в конце контура.

Выражение для определения значения P_1 на контуре закачки P_k получено в виде:

$$\begin{aligned} \bar{P}_k = & \frac{\left[\frac{q_{vz}}{A(P_k)} + \frac{\bar{P}'}{\ln \frac{\bar{R}_k}{\bar{R}_{n0}}} \frac{1}{\bar{R}_k} + \right. \\ & \left. + \frac{2}{\bar{R}_k} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{J_0(\bar{R}_k \alpha_n) e^{-\alpha_n^2 t}}{J_0^2(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n)} \right]}{\frac{1}{\ln \frac{\bar{R}_k}{\bar{R}_{n0}}} \frac{1}{\bar{R}_k} + \frac{2}{\bar{R}_k} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{J_0(\bar{R}_k \alpha_n) e^{-\alpha_n^2 t}}{J_0^2(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n)}} \rightarrow \\ & \frac{\left\{ \bar{P}_0 [J_0(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0(\bar{R}_k \alpha_n)] - \right. \\ & \left. - (\bar{P}_0 - \bar{P}') J_0(\bar{R}_k \alpha_n) \right\}}{\frac{1}{\ln \frac{\bar{R}_k}{\bar{R}_{n0}}} \frac{1}{\bar{R}_k} + \frac{2}{\bar{R}_k} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{J_0(\bar{R}_k \alpha_n) e^{-\alpha_n^2 t}}{J_0^2(\bar{R}_{n0} \alpha_n) - J_0^2(\bar{R}_k \alpha_n)}}, \end{aligned}$$

где переход от функции P к давлению p осуществляется следующим выражением

$$p = p_0 + \frac{\ln P}{\beta_k + \beta_v}.$$

Для неполноты вытеснения между объемом пор заводненной части V и объемом вторгшейся в продуктивную часть пласта воды V_v существует соотношение $V = \frac{V_v}{1 - \rho_{\text{ост}}}$. Зная мгновенное значение расхода вторгшейся в продуктивную часть пласта воды, вычисленное по (10) с учетом (11), для объема пор заводненной части пласта V и следовательно для текущего радиуса ВНК r_v напомним:

$$\begin{aligned} V = \frac{\int_0^T q_v dt}{1 - \rho_{\text{ост}}} & \approx \frac{\sum_{i=1}^n q_{vi}(t) \Delta t}{1 - \rho_{\text{ост}}}, \\ r_v^2 h m(p_v, t) & \approx \frac{\sum_{i=1}^n q_{vi}(t) \Delta t}{1 - \rho_{\text{ост}}} \\ \text{и } r_v & \approx \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n q_{vi}(t) \Delta t}{\pi h m(p_v, t) (1 - \rho_{\text{ост}})}}. \end{aligned}$$

Теперь рассмотрим процесс фильтрации двухфазной углеводородной системы в деформируемом пористом пласте [18–20].

Фильтрация углеводородной системы к центральной скважине при вытеснении водой в зонально-неоднородном пласте схематически показана на рис. 2. По схеме видно, что текущее положение фронта воды имеет радиуса r_v . Контур заводнения имеет радиус R_k , а r_v – текущее положение ВНК [21].

Известно, что движение двухфазных углеводородных систем в деформируемых коллекторах представляется сложными нелинейными дифференциальными уравнениями в частных производных [22–24]. Аналитическое решение таких уравнений возможно лишь с применением особых подходов [25]. В настоящей работе для линеаризации уравнений будем применять метод осреднения и функцию Христиановича аналогично работе [26] и ниже получим решение задачи фильтрации двухфазных углеводородных систем к скважине в зонально-неоднородном пористом пласте при вытеснении углеводородной системы водой.

И так, радиальное движение углеводородной системы в зоне II, т. е. в области $r_s \leq r \leq r_k$, описываются уравнениями (12)–(14):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \phi(p, s) \frac{\partial p}{\partial r} \right] = - \frac{\partial}{\partial t} f(p, s), \quad (12)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \phi_g(p, s) \frac{\partial p}{\partial r} \right] = - \frac{\partial}{\partial t} f_g(p, s), \quad (13)$$

где

$$\begin{aligned}\phi(p, s) &= \left[\frac{k_{ro}(s)}{\mu_o(p) B_o(p)} + \frac{k_{rg}(s) p \beta c(p)}{\mu_g(p) z(p) p_{at}} \right] k(p), \\ \phi_g(p, s) &= \left[\frac{k_{rg}(s) p \beta [1 - c(p) \bar{\gamma}(p)]}{\mu_g(p) z(p) p_{at}} + \frac{k_{ro}(s) S(p)}{\mu_o(p) B_o(p)} \right] k(p), \\ f(p, s) &= \left[\frac{s}{B_o(p)} + (1-s) \frac{p \beta c(p)}{z(p) p_{at}} \right] \varphi(p), \\ f_g(p, s) &= \left[\frac{(1-s) p \beta [1 - c(p) \bar{\gamma}(p)]}{z(p) p_{at}} + s \frac{S(p)}{B_o(p)} \right] \varphi(p), \quad (14)\end{aligned}$$

где $k_{ro}(s)$, $k_{rn}(s)$ – относительные фазовые проницаемости для жидкой фазы (например, для нефти или жидкого конденсата в случае фильтрации газоконденсатной смеси) и газовой фазы, соответственно; s – насыщенность пор жидкой фазой (нефтью или конденсатом); z , β – коэффициенты сверхсжимаемости и температурной поправки для газовой фазы; c – содержание потенциально жидких углеводородов в газовой фазе; μ_o , μ_g – вязкости жидкой и газовой фаз, соответственно; B_o – объемный коэффициент жидкой фазы; S – количество растворенного газа в жидкой фазе; $\bar{\gamma} = \frac{\gamma_o(p)}{\gamma_g(p)}$ – отношение удельных весов

жидкой и газовой фаз при пластовом давлении; p_{at} – атмосферное давление; φ и φ_1 – текущее значение эффективной пористости II и I зон пласта, соответственно; k и k_1 – текущее значение эффективной проницаемости II и I зон пласта, соответственно; r – радиальная координата; t – время.

Уравнение (12) описывает нестационарное движение жидких углеводородов и потенциального конденсата в газовой фазе, а (13) – движение газа и паров более легких углеводородов в пористой среде [27]. Аналогичные уравнения движения углеводородной системы в зоне I в области $r_k \leq r \leq r_v$ выписываются в следующем виде (15), (16), (16*):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \phi(p_1, s_1) \frac{\partial p_1}{\partial r} \right] = - \frac{\partial}{\partial t} [f(p_1, s_1)], \quad (15)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \phi_g(p_1, s_1) \frac{\partial p_1}{\partial r} \right] = - \frac{\partial}{\partial t} [f_g(p_1, s_1)], \quad (16)$$

$$\begin{aligned}(p_1, s_1) &= \left[\frac{k_{ro}(s_1)}{\mu_o(p_1) B_o(p_1)} + \frac{k_{rg}(s_1) p \beta c(p_1)}{\mu_g(p_1) z(p_1) p_{at}} \right] k_1(p_1), \\ \phi_g(p_1, s_1) &= \left[\frac{k_{rg}(s_1) p_1 \beta [1 - c(p_1) \bar{\gamma}(p_1)]}{\mu_g(p_1) z(p_1) p_{at}} + \frac{k_{ro}(s_1) S(p_1)}{\mu_o(p_1) B_o(p_1)} \right] k_1(p_1),\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}f(p_1, s_1) &= \left[\frac{s_1}{B_o(p_1)} + (1-s_1) \frac{p \beta c(p_1)}{z(p_1) p_{at}} \right] \varphi_1(p_1), \\ f_g(p_1, s_1) &= \left[\frac{(1-s_1) p_1 \beta [1 - c(p_1) \bar{\gamma}(p_1)]}{z(p_1) p_{at}} + s_1 \frac{S(p_1)}{B_o(p_1)} \right] \varphi_1(p_1), \quad (16^*)\end{aligned}$$

где p_1 , s_1 – средние давление и насыщенность пор жидкой фазой в зоне I, соответственно; $k_1(p_1)$, $\varphi_1(p_1)$ – эффективные проницаемость и пористость зоны I при давлении p_1 .

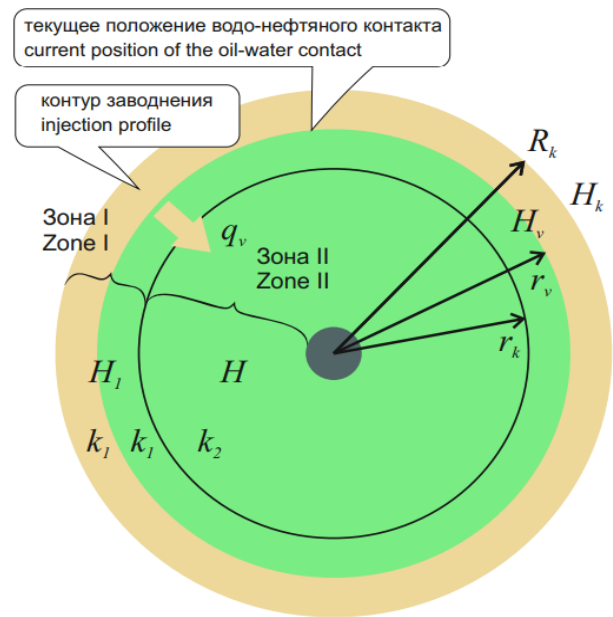


Рис. 2. Схематическое изображение течения углеводородной системы при вытеснении водой в зонально-неоднородном пласте

Fig. 2. Schematic representation of a hydrocarbon system flow when displaced by water in a zonally heterogeneous formation

Отметим, что системы уравнений (12), (13) и (15), (16) описывают, в принципе, любую двухфазную углеводородную систему, такую как газоконденсатная смесь и летучие нефти. В первом случае, когда основную продукцию залежи составляет газ (при газоконденсатных залежах), системы решаются относительно уравнений (12) и (15), а в том случае, когда основной продукцией является жидкая фаза, т. е. при нефтяных залежах (в том числе летучих нефтей), решаются уравнения (13) и (16).

Уравнения (12)–(16) являются нелинейными уравнениями, для линеаризации которых, как отмечено выше, применим метод осреднения [28]. Если усреднить пластовое давление по координате r , правые стороны уравнений будут зависеть только

от времени [29]. Учитывая это, правую часть уравнений приравняем некоторой функции $\Phi(t)$. Введя функцию, аналогичную функции Христиановича уравнения движения в зонах с проницаемостью, соответственно, k_2 и k_1 перепишем в следующем виде (17), (18):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial H}{\partial r} \right) = -\Phi(t), \quad (17)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial H_1}{\partial r} \right) = -\Phi_1(t), \quad (18)$$

где H , H_1 являются функциями Христиановича $H = \int \phi(p, s) dp + \text{const}$, $H_1 = \int \phi(p_1, s_1) dp_1 + \text{const}$; $\Phi(t)$, $\Phi_1(t)$ – некоторые функции, зависящие только от времени и определяемые для фиксированного времени с помощью дополнительных условий.

Системы уравнений (17) и (18) решаются при следующих краевых условиях (19):

$$\begin{aligned} r = r_s, H &= H_s; \\ r = r_k, H &= H_k; \\ r = r_v, H_1 &= H_v. \end{aligned} \quad (19)$$

Дополнительно имеем следующие условия и обозначения (20):

$$\begin{aligned} r = r_k, \frac{\partial H}{\partial r} &= \frac{\partial H_1}{\partial r}; \\ r = r_v, \frac{\partial H_1}{\partial r} &= \frac{q_v}{A_1(p_v)}. \end{aligned} \quad (20)$$

Общее решение уравнения (17) при граничных условиях (19) легко получить в виде (21):

$$\begin{aligned} H = \frac{1}{4} \Phi(t) & \left(-r^2 + \frac{r_k^2 - r_s^2}{\ln \frac{r_k}{r_s}} \ln \frac{r}{r_k} + r_k^2 \right) + \\ & + \frac{H_k - H_s}{\ln \frac{r_k}{r_s}} \ln \frac{r}{r_k} + H_k. \end{aligned} \quad (21)$$

Аналогичным образом решается (18), и получается следующее общее решение (22):

$$\begin{aligned} H_1 = -\frac{1}{4} \Phi_1(t) & \left(r^2 - r_v^2 - \frac{r_v^2 - r_k^2}{\ln \frac{r_v}{r_k}} \ln \frac{r}{r_v} \right) + \\ & + \frac{H_v - H_k}{\ln \frac{r_v}{r_k}} \ln \frac{r}{r_v} + H_k. \end{aligned} \quad (22)$$

Из (21) и (22) с учетом условий (20) можно определять $\Phi(t)$, $\Phi_1(t)$ (23):

$$\begin{aligned} \Phi(t) &= \frac{\left[\frac{2(H_v - H_k)}{\ln \frac{r_v}{r_k}} - \frac{q_v \mu_v}{\pi h F_v} \right. \\ & \quad \left. - \frac{r_v^2 - r_v^2 - r_k^2}{2 \ln \frac{r_v}{r_k}} \left(r_k^2 - \frac{r_v^2 - r_k^2}{2 \ln \frac{r_v}{r_k}} \right) - \right. \\ & \quad \left. - \frac{2(H_v - H_k)}{\ln \frac{r_v}{r_k}} + \frac{2(H_k - H_s)}{\ln \frac{r_k}{r_s}} \right]}{r_k^2 - \frac{r_k^2 - r_s^2}{2 \ln \frac{r_k}{r_s}}}, \\ \Phi_1(t) &= \frac{\frac{2(H_v - H_k)}{\ln \frac{r_v}{r_k}} - \frac{q_v \mu_v}{\pi h F_v}}{r_v^2 - \frac{r_v^2 - r_k^2}{2 \ln \frac{r_v}{r_k}}}. \end{aligned} \quad (23)$$

Если учитывать, что дебит скважины $q = 2\pi r_s h \frac{\partial H}{\partial r} \Big|_{r=r_s}$, выражение для определения мгновенного дебита скважины получим из (21) с учетом (19) в следующем виде (24):

$$\begin{aligned} q = 2\pi h & \left[\frac{\left[\frac{H_v - H_k}{r_v^2 \ln \frac{r_v}{r_k}} - \frac{1}{2} (r_v^2 - r_k^2) \left(r_k^2 - \frac{r_v^2 - r_k^2}{2 \ln \frac{r_v}{r_k}} \right) - \right. \right. \\ & \quad \left. \left. - \frac{H_v - H_k}{\ln \frac{r_v}{r_k}} + \frac{H_k - H_s}{\ln \frac{r_k}{r_s}} \right]}{\frac{r_k^2 - r_s^2}{2 \ln \frac{r_k}{r_s}} - r_k^2} \times \right. \\ & \quad \left. \times \left(r_s^2 - \frac{r_k^2 - r_s^2}{2 \ln \frac{r_k}{r_s}} \right) + \frac{H_k - H_s}{\ln \frac{r_k}{r_s}} \right]. \end{aligned} \quad (24)$$

Для перетока из зоны I в зону II на границе r_k получено следующее выражение (25):

$$q_1 = \pi h \left[2 \frac{H_k - H_s}{\ln \frac{r_k}{r_s}} - \Phi(t) \left(r_k^2 - \frac{r_k^2 - r_s^2}{2 \ln \frac{r_k}{r_s}} \right) \right], \quad (25)$$

где $\Phi(t)$ определяется по (23).

(24) действителен при $r_v > r_k$. В случае, когда r_v становится равно или меньше r_k , т. е. когда ВНК входит в зону с проницаемостью k_2 , дебит скважины определяется в области $r_s \leq r \leq r_k$ решением уравнения (17) при граничных условиях (рис. 3) (26):

$$\begin{aligned} r &= r_s, \quad H = H_s; \\ r &= r_v, \quad H = H_v; \\ r &= r_v, \quad \frac{\partial H}{\partial r} = \frac{q_v}{A(p_v)}. \end{aligned} \quad (26)$$

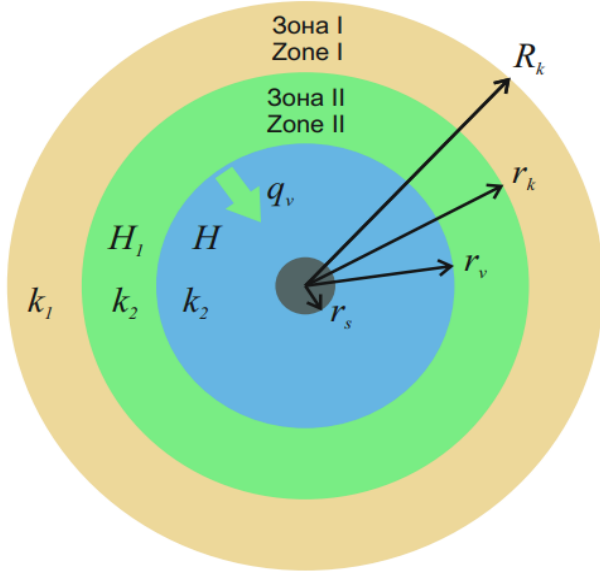


Рис. 3. Схематическое изображение процесса вытеснения, когда $r_v < r_k$ в области $r_s \leq r \leq r_k$
Fig. 3. Schematic representation of displacement when $r_v < r_k$ in the region $r_s \leq r \leq r_k$

Выражение для вычисления текущего дебита скважины получено аналогично предыдущему случаю в следующем виде [30] (27):

$$q = \pi h \left[\frac{\frac{q_v}{A(p_v)} - \frac{H_v - H_s}{r_v \ln \frac{r_v}{r_s}}}{\frac{r_v}{2} - \frac{r_v^2 - r_s^2}{4r_v \ln \frac{r_v}{r_s}}} \left(r_s^2 - \frac{r_v^2 - r_s^2}{2 \ln \frac{r_v}{r_s}} \right) + 2 \frac{H_v - H_s}{\ln \frac{r_v}{r_s}} \right]. \quad (27)$$

При применении выражений (24), (25) и (27) необходимы определения разницы псевдадавлений $H_v - H_k$, $H_k - H_s$ и $H_v - H_s$. Для этой цели применяем аппроксимацию подынтегральной функции ϕ логарифмической функцией вида (28)

$$\phi = a \ln(p) - b, \quad (28)$$

где коэффициенты a и b находятся из граничных значений функции ϕ по нижеприведенным выражениям. Точность этой аппроксимации подробно исследована в работах [31–33], поэтому не будем уделять внимание.

С учетом этой аппроксимации проинтегрируем функции Христиановича $H = \int \phi(p, s) dp + \text{const}$,

$H_1 = \int \phi(p_1, s_1) dp_1 + \text{const}$ в пределах давлений $[p_k, p_v]$, $[p_s, p_k]$, $[p_s, p_v]$ и получим соответствующие выражения для $H_v - H_k$, $H_k - H_s$ и $H_v - H_s$ в следующем виде (29):

$$\begin{aligned} H_v - H_k &= a \left(p_v \ln \frac{p_v^{p_v}}{p_k^{p_k}} - p_v + p_k \right) - b(p_v - p_k), \\ H_k - H_s &= a \left(p_k \ln \frac{p_k^{p_k}}{p_s^{p_s}} - p_k + p_s \right) - b(p_k - p_s), \\ H_v - H_s &= a \left(p_v \ln \frac{p_v^{p_v}}{p_s^{p_s}} - p_v + p_s \right) - b(p_v - p_s), \end{aligned} \quad (29)$$

где соотношения для вычисления коэффициентов a и b получены из (28) с учетом соответствующих граничных значений ϕ в следующем виде (30):

$$\begin{aligned} a &= \frac{\phi_v - \phi_k}{\ln \frac{p_v}{p_k}}, \quad b = \frac{\phi_v - \phi_k}{\ln \frac{p_v}{p_k}} \ln p_v - \phi_v, \\ a &= \frac{\phi_k - \phi_s}{\ln \frac{p_k}{p_s}}, \quad b = \frac{\phi_k - \phi_s}{\ln \frac{p_k}{p_s}} \ln p_k - \phi_s; \\ a &= \frac{\phi_v - \phi_s}{\ln \frac{p_v}{p_s}}, \quad b = \frac{\phi_v - \phi_s}{\ln \frac{p_v}{p_s}} \ln p_v - \phi_v. \end{aligned} \quad (30)$$

Здесь ϕ_v , ϕ_k и ϕ_s являются значениями ϕ при давлениях p_v , p_k и p_s , соответственно.

Однако для реализации изложенных соотношений потребуются определения пластовых давлений и насыщенностей пор жидкой фазой на границе между рассматриваемыми зонами и на забое в каждый момент времени. Для этого будем использовать уравнение материального баланса жидкости и газа [34–36].

Определим средние значения временных параметров пластовых давлений и насыщенностей пор жидкой фазой. Полученные выше решения позволяют определять мгновенное значение дебита скважины, т. е. значение, которое соответствует моменту некоторого значения пластовых параметров, таких как пластовое давление, насыщенность пор жидкой фазой, положение ВНК [37]. Для прогнозирования дебита скважины необходим алгоритм для определения отмеченных пластовых параметров в любой момент времени [38–40]. Для этой цели будем использовать уравнения материального баланса для газовой и жидкой фаз углеводородной системы и объема внедряющейся в залежь воды. Для зоны I, где $r_v > r_k$ (рис. 2), выражения для вычисления текущего дебита скважины напомним в следующем виде (31), (32):

$$q_1 = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{s_1}{B(p_1)} + (1-s_1) \frac{p\beta c(p_1)}{z(p_1) p_{at}} \right] \omega_1(p_1, t) \right\}, \quad (31)$$

$$q_{g1} = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{(1-s_1) p_1 \beta}{z(p_1) p_{at}} \times \right. \right. \\ \left. \left. \times [1-c(p_1) \bar{\gamma}(p_1)] + \frac{s_1 S(p_1)}{B(p_1)} \right] \omega_1(p_1, t) \right\}, \quad (32)$$

где p_1 и s_1 – средние давление и насыщенность пор жидкостью в зоне I, соответственно;
 $\omega_1 = \Omega_{10} \bar{m}_1 - \frac{1}{1-\rho_{ost}} \bar{m}_1 V_v$, V_v – объем вторгшейся в залежь воды и текущее положение фронта воды r_v определяются с учетом (10).

А в зоне II (рис. 3), где средневзвешенное давление и насыщенность пор жидкостью соответственно p и s , уравнения материального баланса имеют следующий вид [41] (33), (34):

$$q - q_1 = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{s}{B(p)} + (1-s) \frac{p\beta c(p)}{z(p) p_{at}} \right] \Omega(p, t) \right\}, \quad (33)$$

$$q_g - q_{g1} = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{(1-s) p \beta}{z(p) p_{at}} \times \right. \right. \\ \left. \left. \times [1-c(p) \bar{\gamma}(p)] + \frac{s S(p)}{B(p)} \right] \Omega(p, t) \right\}. \quad (34)$$

Здесь Ω – текущий объем пор, насыщенных углеводородами; q , q_g – дебит жидкости и газа скважины; q_1 , q_{g1} – расход жидкости и газа, перетекших из зоны II в зону I через границы r_k , когда $r_v < r_k$ уравнения материального баланса выписываются в виде (35), (36):

$$q = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{s}{B(p)} + (1-s) \frac{p\beta c(p)}{z(p) p_{at}} \right] \omega(p, t) \right\}, \quad (35)$$

$$q_g = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{(1-s) p \beta}{z(p) p_{at}} \times \right. \right. \\ \left. \left. \times [1-c(p) \bar{\gamma}(p)] + \frac{s S(p)}{B(p)} \right] \omega(p, t) \right\},$$

где

$$\omega = \Omega_0 \bar{m} - \frac{1}{1-\rho_{ost}} \bar{m} V_v. \quad (36)$$

Из (31)–(36) можно получить уравнения, описывающие изменения средневзвешенных пластовых давлений и насыщенностей во времени для периодов вытеснения $r_v > r_k$ и $r_v < r_k$ в следующем виде [42].

Когда $r_v > r_k$, получим (37), (38):

$$\frac{dp}{dt} = \frac{-\frac{q-q_1}{\Omega} (\alpha_4 + G\alpha_2)}{(\alpha_5 + \alpha_6) \alpha_4 + (\alpha_7 + \alpha_8) \alpha_2}, \quad (37)$$

$$\frac{ds}{dt} = \frac{-\frac{q-q_1}{\Omega} G - (\alpha_7 + \alpha_8) \frac{dp}{dt}}{\alpha_4}, \quad (38)$$

$\frac{d\Omega}{dt} = \bar{m}'_p \frac{dp}{dt}$, если учитывать, что породы коллектора подвергаются нелинейно-эластической деформации, то получим (39)–(44):

$$\bar{m} = \exp[a_m(p - p_0)],$$

то

$$\bar{m}'_p = a_m \exp[a_m(p - p_0)]. \quad (39)$$

$$\frac{dp_1}{dt} = \frac{-\frac{q_1}{\omega_1} (\alpha_4 + G_1 \alpha_2) + (\alpha_2 \alpha_3 + \alpha_1 \alpha_4) \frac{q_v}{\omega_1} \bar{m}_1}{\left((\alpha_5 + \alpha_6) \alpha_4 + (\alpha_7 + \alpha_8) \alpha_2 + \right.} \\ \left. + (\alpha_2 \alpha_3 + \alpha_1 \alpha_4) \frac{(1-\rho_{ost})}{\omega_1} \bar{m}'_{p1} \left(\Omega_{01} - \frac{V_v}{1-\rho_{ost}} \right) \right)}, \quad (40)$$

$$\frac{ds_1}{dt} = \frac{\left(-\frac{q_1 G_1}{\omega_1} - (\alpha_7 + \alpha_8) \frac{dp_1}{dt} - \frac{\alpha_3}{\omega_1} (1-\rho_{ost}) \times \right.} \\ \left. \times \left[\frac{dp_1}{dt} \bar{m}'_{p1} \left(\Omega_{01} - \frac{V_v}{1-\rho_{ost}} \right) - \frac{q_v}{1-\rho_{ost}} \bar{m}'_1 \right] \right)}{\alpha_4}, \quad (41)$$

$$\frac{d\Omega_1}{dt} = \left(\Omega_{01} - \frac{V_v}{1-\rho_{ost}} \right) \frac{d\bar{m}_1}{dt} - \frac{q_v}{1-\rho_{ost}} \bar{m}_1,$$

где

$$\bar{m}_1 = \exp[a_{m1}(p_1 - p_0)],$$

$$\frac{d\bar{m}_1}{dt} = a_{m1} \exp[a_{m1}(p_1 - p_0)] \frac{dp_1}{dt}, \quad (42)$$

и, когда $r_v < r_k$:

$$\frac{dp}{dt} = \frac{-\frac{q}{\omega} (\alpha_4 + G\alpha_2) + (\alpha_2 \alpha_3 + \alpha_1 \alpha_4) \frac{q_v}{\omega} \bar{m}}{\left((\alpha_5 + \alpha_6) \alpha_4 + (\alpha_7 + \alpha_8) \alpha_2 + \right.} \\ \left. + (\alpha_1 \alpha_4 + \alpha_2 \alpha_3) \frac{1-\rho_{ost}}{\omega} \bar{m}'_p \left(\Omega_0 - \frac{V_v}{1-\rho_{ost}} \right) \right)}, \quad (43)$$

$$\frac{ds}{dt} = - \frac{\left(\frac{qG}{\omega} + (\alpha_7 + \alpha_8) \frac{dp}{dt} + \frac{(1-\rho_{ost})}{\omega} \times \right.}{\alpha_4} \times \left. \alpha_3 \left[\bar{m}_p \frac{dp}{dt} \left(\Omega_0 - \frac{V_v}{1-\rho_{ost}} \right) - \frac{q_v}{1-\rho_{ost}} \bar{m} \right] \right), \quad (44)$$

где газовый фактор для внутренней и внешней зон при соответствующих давлениях (p, p_1) и насыщенностях жидкой фазы (s, s_1) определяется следующим выражением [43]:

$$G = \frac{\frac{\bar{\mu}(p)B(p)p\beta}{z(p)p_{at}}[1-c(p)\bar{\gamma}(p)] + \frac{S(p)}{\psi(s)}}{\frac{1}{\psi(s)} + \frac{\bar{\mu}(p)B(p)p\beta c(p)}{z(p)p_{at}}}, \quad (45)$$

$\bar{m} = \frac{m}{m_0}$ – отношение текущей пористости внутренней зоны к его первоначальному значению,

$\bar{m}_1 = \frac{m_1}{m_{10}}$ – отношение текущей пористости внешней зоны к его первоначальному значению;

$$\begin{aligned} \alpha_1 &= s \frac{1}{B(p)} + (1-s) \frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}}, \quad \alpha_2 = \frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} - \frac{1}{B(p)}, \\ \alpha_3 &= s \frac{S(p)}{B(p)} + (1-s) \frac{p\beta}{z(p)p_{at}} [1-c(p)\bar{\gamma}(p)], \\ \alpha_4 &= \frac{S(p)}{B(p)} - \frac{p\beta}{z(p)p_{at}} [1-c(p)\bar{\gamma}(p)], \\ \alpha_5 &= (1-s) \left[\frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} \right]', \quad \alpha_6 = s \left[\frac{1}{B(p)} \right]', \quad \alpha_7 = s \left[\frac{S(p)}{B(p)} \right]', \\ \alpha_8 &= (1-s) \left\{ \frac{p\beta}{z(p)p_{at}} [1-c(p)\bar{\gamma}(p)] \right\}'; \end{aligned}$$

«'» – означает производную по p .

Отметим, что параметры α_1 – α_8 вычисляются при соответствующих давлениях и насыщенностях в зависимости от зоны [44–46].

Системы уравнений (37)–(40), (42)–(44) совместно с (24), (25) и (27) с учетом (29) решаются одним из численных методов и позволяют прогнозировать основные показатели процесса вытеснения углеводородной системы, закачиваемой в пласт водой, при условии заданной депрессии или заданного забойного давления [47–49].

Таким образом, получены системы дифференциальных уравнений (37), (38) и (40)–(42) при $r_v > r_k$, а при $r_v < r_k$ – (43), (44), решения которых при известном дебите скважины q_g позволяют определять среднепластовые давления и конденсатонасыщенности в соответствующих частях коллектора в любой момент времени [50–52].

Результаты исследования и их обсуждение

С учетом решения задачи получен алгоритм для прогнозирования разработки основных показателей процесса вытеснения углеводородной системы к скважине, когда вблизи скважины (во внутренней зоне) и в отдаленной части залежи (т. е. во внешней зоне) пласт имеет разные коллекторско-емкостные и реологические характеристики [53–55].

Вышеизложенный подход позволяет определять основные показатели разработки газоконденсатной залежи при технологических режимах с учетом разных значений в проницаемости и характере деформаций призабойной зоны и отдаленной от забоя части пласта-коллектора [48]. При этом можно использовать нижеприведенный алгоритм.

1. Вводятся начальные значения переменных $t=0$, $p_s=p_0$, $p_k=p_0$, $p_1=p_0$, $s=s_0$, $s_1=s_0$, $m=m_0$, $k_1=k_{01}$, $k_2=k_{02}$, $q_1=0$ и исходные данные.
2. Вычисляются начальные значения газоконденсатного фактора G_0 по формуле

$$G_0 = \frac{1-c(p_0)\bar{\gamma}(p_0)}{c(p_0)},$$

газонасыщенный объем залежи, запасы газа и конденсата (при $s_0=0$):

$$V_{zap} = \pi R_k^2 h m_0 \left[\frac{1-c(p_0)\bar{\gamma}(p_0)}{z(p_0)p_{atm}} \right], \quad V_{kzap} = \frac{V_{zap}}{G_0}.$$

3. Определяется текущее положение ГВК (газоводяного контакта):
 - 3.1) по (10) с учетом (11) и (12) вычисляется текущее значение q_v ;
 - 3.2) с помощью выражений (13) определяется объем вторгшейся в залежь воды за промежуток времени Δt и положение ГВК r_v .
4. Если рассматривается случай заданного темпа отбора газа (n процентов в год от начальных балансовых запасов), дебит определяется выражением $q_g = \frac{V_{zap} n}{100}$.

5. Если рассматривается случай депрессии, то задается значение депрессии Δp , иначе переход к шагу «7».

6. Забойное давление вычисляется выражением $p_s = p_1 - \Delta p$.

7. Рассчитывается дебит скважины.

Если $r_v > r_k$ то:

- 7.1) вычисляются значения $\phi_g(p, s)$ по (16*) для давлений p_s, p_v и a, b по (30);

- 7.2) определяется фиктивная депрессия $H_v - H_k$ по выражению (29);

- 7.3) вычисляется текущее значение дебита газа

$$\text{по (27) и конденсата } q_k = \frac{q_g}{G};$$

иначе:

7.1) вычисляются значения $\phi_g(p, s)$ по (14) для давлений p_s, p_k, p_v и a, b по (30);

7.2) определяется фиктивная депрессия H_v-H_k, H_k-H_s и H_v-H_s по (29);

7.3) вычисляется текущее значение дебита газа по (24) с учетом (25) и конденсата $q_k = \frac{q_g}{G}$.

8. Вычисляются текущие значения конденсатонасыщенности и среднепластового давления для времени $t+\Delta t$.

Если $r_v > r_k$:

Текущие значения p, s во внешней зоне определяются решением системы дифференциальных уравнений (40)–(42), а во внутренней зоне – системы уравнений (37)–(39).

Иначе:

Текущие значения p, s во внутренней зоне определяются численным решением системы уравнений (43), (44).

9. Вычисляется текущее значение газоконденсатного фактора G по (45).

10. Определяются текущие значения накопленного отбора газа и конденсата и, следовательно, их коэффициенты извлечения:

$$K_g = \frac{\sum_{t=0}^t q_g \Delta t}{V_{zap}} \text{ и } K_k = \frac{\sum_{t=0}^t q_k \Delta t}{V_{kzap}}.$$

11. Проверяется значение пластового давления, если оно больше заданного его значения как конечного, переход к пункту «3», иначе переходим к шагу «12».

12. Вывод результатов и конец.

Заключение

Полученное выше решение позволяет прогнозировать основные показатели разработки газоконденсатной залежи, представленной упругими зонально-неоднородными коллекторами. При этом учитываются реальные PVT свойства двухфазной углеводородной системы и реология пород-коллекторов. Предложенный алгоритм позволяет моделировать практически любой технологический режим закачки и скважины. Так, можно воспроизвести режим заданного темпа закачки воды и заданного давления на контуре заводнения. Следует отметить, что в случае, если принять темп закачки равным нулю, получается модель истощения. Относительно режима скважины отметим, что можно смоделировать случай, когда задается депрессия, а также можно моделировать режим заданного забойного давления и заданного отбора. В последнем случае не приходится вычислять дебит.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Alleman D., Qi Qu, Keck R. The development and successful field use of viscoelastic surfactant-based diverting agents for acid stimulation, Texas // International Journal of Oilfield Chemistry. – 2020. – Vol. 01. – P. 45–48.
- Ахмад Ф.Ф., Гайбалиев Г.Г. Интенсификации притока нефти путём изоляции притоков воды в призабойной зоне // Scientific Petroleum. – 2022. – № 2. – С. 23–27.
- Ибрагимов Х.М., Гусейнова Н.И., Гаджиев А.А. Разработка новых методов контроля над воздействием на продуктивные пласты на примере месторождения «Нефть Дашлары» // Scientific Petroleum. – 2021. – № 1. – С. 37–42.
- Ляtifов Я.А. Нестационарное воздействие термоактивной полимерной композицией для глубинного выравнивания профиля фильтрации // Scientific Petroleum. – 2021. – № 1. – С. 25–30.
- Senashov S.I., Savostyanova I.L., Cherepanova O.N. Numerical-and-analytic method for solving cauchy problem of one-dimensional gas dynamics // Journal of Siberian federal university. Mathematics and physics. – 2022. – Vol. 15 (4). – P. 444–449. DOI: 10.17516/1997-1397-2022-15-4-444-449.
- Хабибуллин М.Я. Исследование процессов, происходящих в колонне труб при устьевой импульсной закачке жидкости в скважину // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 6. – С. 34–39. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-34-39.
- Aliev F.A., Dzhamalbekov M.A., Veliev N.A. computer simulation of crude oil extraction using a sucker rod pumping unit in the oil well-reservoir system // International Applied Mechanics. – 2019. – Vol. 55. – Iss. 3. – P. 332–341. DOI: https://doi.org/10.1007/s10778-019-00959-x.
- Taha H.A. Operations research: an introduction. – London: Pearson Education Ltd., 2017. – 848p.
- Строгалев В.П., Толкачев И.О. Имитационное моделирование. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2008. – 280 с.
- Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И. Повышение надежности сварных соединений трубопроводов в системе поддержания пластового давления // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 5. – С. 93–98. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-93-98.
- Behnia M., Seifabad M.C. Stability analysis and optimization of the support system of an underground powerhouse cavern considering rock mass variability // Environmental Earth Sciences. – 2018. – Vol. 77. – № 18. – P. 354–362.
- Some features of quaternary ammonium compounds as a corrosion inhibitor in environments with sulfate-reducing bacteria / U.S. Nazarov, N.S. Salidjanova, Sh.M. Nashvandov, O.L. Xidirov // Scientific Petroleum. – 2022. – Vol. 1. – P. 52–62.
- Ismayilov R.H., Fatullayeva P.A. Metal complexes with dihydrazone of malonic acid dihydrazine // Scientific Petroleum. – 2021. – Vol. 1. – P. 58–62.
- Хабибуллин М.Я. Совершенствование процесса солянокислотной обработки скважин применением новейших технологий и оборудования // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 10. – С. 128–134. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2861.
- Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В. Прогноз прорыва воды при заводнении в условиях неустойчивости фронта вытеснения нефти водой // SOCAR Proceedings. – 2023. – № 3. – С. 58–67. DOI: 10.5510/OGP20230300887.

16. Сулейманов Б.А. Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. Серия: Современные нефтегазовые технологии. – М.: Ижевск: ИКИ (Институт компьютерных исследований), 2022. – 286 с.
17. Case history of a challenging thin oil column Extended Reach Drilling (ERD) development at Sakhalin / V.P. Gupta, S.R. Sanford, R.S. Mathis, E.K. Dippio, M.J. Egan // Paper SPE/IADC. – 2013. – Vol. 12. – P. 163487.
18. Хабибуллин М.Я. Метод термокислотного импульсирования для увеличения нефтеотдачи // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 4. – С. 58–64. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-4-58-64.
19. Suleimanov B.A., Guseynova N.I., Veliyev E.F. Control of displacement front uniformity by fractal dimensions // SPE-187784-MS. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers. – 2017. – P. 123–134. DOI: 10.2118/187784-MS.
20. Сулейманов Б.А., Гусейнов Н.И. Анализ состояния разработки месторождения на основе информационных показателей Фишера и Шеннона // Автоматика и телемеханика. – 2019. – № 5. – С. 118–135.
21. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Automatic packer reliability prediction under pulsed transient flooding of hydrocarbon reservoirs // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. Novosibirsk. – 2019. – P. 012024. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012024.
22. Lu H., Kim E., Gutierrez M. Monte Carlo simulation (MCS)-based uncertainty analysis of rock mass quality Q in underground construction // Tunneling and Underground Space Technology. – 2019. – Vol. 94. – № 5. – P. 278–284.
23. Walker M.W. Pushing the Extended Reach Envelope at Sakhalin: an operator's experience drilling a record reach well // Paper SPE/IADC. San Diego. – 2012. – Vol. 9. – P. 151046.
24. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В. Концепция мониторинга и оптимизации процесса заводнения нефтяных пластов при неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 11. – С. 104–109.
25. Рзаева С.Дж. Использование биологически активных реагентов в методах интенсификации добычи нефти // Scientific Petroleum. – 2021. – № 1. – С. 31–36.
26. Сулейманов Б.А., Велиев Э.Ф., Алиев А.А. Влияние структуры наночастиц на эффективность применения эмульсий Пикеринга для увеличения нефтеотдачи // ANAS Transactions. – 2021. – № 1. – С. 82–92.
27. Suleimanov R.I., Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Analysis of the reliability of the power cable of an electric-centrifugal pump unit // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019. – 2019. – P. 012054. DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012054.
28. Huseynova N.I. Hydrodynamic express monitoring of zonal impact on productive formations of oilfields, taking into account well interference // Oil and Gas Business. – 2017. – Vol. 15 (3). – P. 41–46.
29. Мазо А.Б., Поташев К.А. Суперэлементы. Моделирование разработки нефтяных месторождений. Монография. – М.: Инфра-М, 2020. – 220 с.
30. Шахвердиев А.Х. Системная оптимизация нестационарного заводнения с целью повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 1. – С. 44–50.
31. Шестаков Р.А., Дульченко А.А. Анализ реологических свойств водонефтяных эмульсий // Деловой журнал Neftegaz. Ru. – 2022. – № 12 (132). – С. 64–69.
32. Khabibullin M.Ya. Theoretical grounding and controlling optimal parameters for water flooding tests in field pipelines // Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry». – 2019. – P. 042013. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042013.
33. A probabilistic assessment of the casing integrity in a pre-salt wellbore / P.A.L.P. Firme, F.L.G. Pereira, D. Roehl, C. Romanel // 50th US Rock Mechanics Geomechanics Symposium. – USA, Houston, 2016. – Vol. 3. – P. 2555–2564.
34. Leong Van Hong, Hisham Ben Mahmud. A preliminary screening and characterization of suitable acids for sandstone matrix acidizing technique: a comprehensive review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – № 9. – P. 753–778.
35. Acid placement: an effective VES system stimulate high-temperature carbonate formations, Qatar / A.M. Goma, J. Cutler, Qu Qi, E. Cawiezel Kay // International Production and Operations Exhibition. – 2019. – Vol. 558. – P. 6–18.
36. Рогов Е.А. Исследование проницаемости призабойной зоны скважин при воздействии технологическими жидкостями // Записки Горного института. – 2020. – Т. 242. – С. 169–174. DOI: 10.31897/pmi.2020.2.169 EDN: RPCFXR.
37. Khabibullin M.Ya. Development of the design of the sucker-rod pump for sandy wells // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. Novosibirsk. – 2019. – P. 012065. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012065.
38. Aregbe A.G. Wellbore stability problems in deepwater gas wells // World Journal of Engineering and Technology. – 2017. – Vol. 05. – № 04. – P. 626–647.
39. Shakhverdiev A.Kh., Shestopalov Yu.V. Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields // Lobachevskii Journal of Mathematics. – 2019. – Vol. 40 (10). – P. 1691–1706.
40. Increasing the stimulation efficiency of heterogeneous carbonate reservoirs by developing a multi-batched acid system / H. Jafarpour, J. Moghadasi, A. Khormali, D.G. Petrakov, R. Ashena // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – № 172. – P. 50–59. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410518307897> (дата обращения: 15.11.2024).
41. Khabibullin M.Ya. Managing the processes accompanying fluid motion inside oil field converging-diverging pipes // Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry». – 2019. – P. 042012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042012.
42. Zhang J., Lu Y. Study on temperature distribution of ultra-deep wellbore and its effect on mechanical properties of surrounding rock // Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering. – 2019. – Vol. 38. – P. 2831–2839.
43. CFD simulation study of shelf and tube heat exchangers with different baffle segment configurations / A.S. Ambekar, R.H. Sivakumar, N.A. Anantharaman, M.D. Vivekanandan // Applied Thermal Engineering. – 2016. – Vol. 108. – P. 999–1007.
44. Investigating the necessity of developing the Self-Diverting Emulsified Acid (SDEA) system for stimulation of a middle-eastern carbonate reservoir / H. Jafarpour, J. Moghadasi, D.G. Petrakov, A. Khormali // Conference Paper, the 8th EAGE international conference and exhibition, Saint Petersburg. – 2018. – P. 1–5. URL: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=91543> (дата обращения: 15.11.2024).

45. Albuquerque M., Smith Ch. Eight success cases of VDA application in large limestone reservoir in the Caspian region, Texas // *Journal of Petroleum and Mining Engineering*. – 2018. – Vol. 21. – P. 171–175.
46. Khabibullin M.Ya. Managing the reliability of the tubing string in impulse non-stationary flooding // *Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry»*. 4 – Mechatronics, Robotics and Electrical Drives. – 2019. – P. 052012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/5/052012.
47. Manshad A., Jalalifar H., Aslannejad M. Analysis of vertical, horizontal and deviated wellbores stability by analytical and numerical methods // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2014. – Vol. 4. – P. 359–369.
48. Case study of a novel acid-diversion technique in carbonate reservoirs, Canada / F.F. Chang, T. Love, C.J. Affeld, J.B. Blevins, R.L. Thomas, D.K. Fu // *Annual Technical Journal and Exhibition*. – 2021. – Vol. 11. – P. 37–48.
49. Paccaloni G., Tambini M. Advances in matrix stimulation technology, Canada // *Journal of petroleum technology*. – 2022. – Vol. 121. – P. 457–458.
50. Paccaloni G. A new, effective matrix stimulation diversion technique, Texas // *Journal of Drilling&Completion*. – 2022. – Vol. 12. – P. 77–89.
51. Galimullin M.L., Khabibullin M.Ya. Experience with sucker-rod plunger pumps and the latest technology for repair of such pumps // *Chemical and Petroleum Engineering*. – 2020. – Vol. 55. – V. 11–12. – P. 896–901. DOI: 10.1007/s10556-020-00710-1.
52. Дроздов А.Н., Горелкина Е.И. Разработка насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин // *Записки Горного института*. – 2022. – № 254. – С. 191–201.
53. Сулейманов Б.А., Фейзуллаев Х.А. Моделирование изоляции водопритоков при разработке слоисто-неоднородных нефтяных пластов // *SOCAR Proceeding*. – 2023. – № 1. – С. 43–50.
54. Lian Zhanghua, Luo Zeli, Yu Hao. Assessing the strength of casing pipes that contain corrosion pit defects // *Journal of Southwest Petroleum University*. – 2018. – Vol. 40. – № 2. – P. 86–94.
55. Garifullina G. Causes of corrosion cracking of pipe metal and methods for their protection // *E3S Web of Conferences*. – 2023. – Vol. 411. – P. 01028. DOI:10.1051/e3sconf/202341101028.

Сведения об авторах

Марат Яхиевич Хабибуллин, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьский), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а. m-hab@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2565-0088>.

Рустем Исхакович Сулейманов, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьский), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а. burmash2017@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2878-9253>.

Разифа Раисовна Степанова, кандидат экономических наук, доцент кафедры гуманитарных и социально-экономических наук, Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьский), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а. razifa0210@yandex.ru

Алина Азатовна Гиззатуллина, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьский), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а. alina.gizzatullina87@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-8719-9942>.

Арсен Маратович Хабибуллин, студент, Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьский), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а. zx9ooqpv@gmail.com

Поступила в редакцию: 30.11.2023

Поступила после рецензирования: 09.04.2024

Принята к публикации: 24.12.2024

REFERENCES

1. Alleman D., Qi Qu, Keck R. The Development and successful field use of viscoelastic surfactant-based diverting agents for acid stimulation. *International Journal of Oilfield Chemistry*, 2020, vol. 01, pp. 45–48.
2. Akhmad F.F., Gaibalyev G.G. Intensification of oil inflow by isolating water inflows in the bottomhole zone. *Scientific Petroleum*, 2022, no. 2, pp. 23–27. (In Russ.)
3. Ibragimov Kh.M., Guseinova N.I., Gadzhiev A.A. Development of new methods for controlling the impact on productive formations using the example of the Neft Dashlary field. *Scientific Petroleum*, 2021, no. 1, pp. 37–42. (In Russ.)
4. Lyatifov Ya.A. Non-stationary exposure to a thermoactivated polymer composition for deep leveling of the filtration profile. *Scientific Petroleum*, 2021, no. 1, pp. 25–30. (In Russ.)
5. Senashov S.I., Savostyanova I.L., Cherepanova O.N. Numerical-and-analytic method for solving cauchy problem of one-dimensional gas dynamics. *Journal of Siberian federal university. Mathematics and physics*, 2022, vol. 15 (4), pp. 444–449. DOI: 10.17516/1997-1397-2022-15-4-444-449.

6. Khabibullin M.Ya. Investigation of the processes occurring in the pipe string during the wellhead pulsed injection of fluid into the well. *Neftegazovoe delo*, 2018, vol. 16, no. 6, pp. 34–39. (In Russ.) DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-34-39.
7. Aliev F.A., Dzhamalbekov M.A., Veliev N.A. Computer simulation of crude oil extraction using a sucker rod pumping unit in the oil well–reservoir system. *International Applied Mechanics*, 2019, vol. 55, no. 3, pp. 332–341. DOI: <https://doi.org/10.1007/s10778-019-00959-x>.
8. Taha H.A. *Operations research: an introduction*. London, Pearson Education Ltd., 2017. 848 p.
9. Strogalev V.P., Tolkacheva I.O. *Simulation modeling*. Moscow, N.E. Bauman MSTU Publ. house, 2008. 280 p. (In Russ.)
10. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Improving the reliability of pipeline welded joints in the reservoir pressure maintenance system. *Oil and Gas Business*, 2019, vol. 17, no. 5, pp. 93–98. (In Russ.) DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-93-98.
11. Behnia M., Seifabad M.C. Stability analysis and optimization of the support system of an underground powerhouse cavern considering rock mass variability. *Environmental Earth Sciences*, 2018, vol. 77, no. 18, pp. 354–362.
12. Nazarov U.S., Salidjanova N.S., Nashvandov Sh.M., Xidirov O.L. Some features of quaternary ammonium compounds as a corrosion inhibitor in environments with sulfate-reducing bacteria. *Scientific Petroleum*, 2022, vol. 1, pp. 52–62.
13. Ismayilov R.H., Fatullayeva P.A. Metal complexes with dihydrazone of malonic acid dihydrazine. *Scientific Petroleum*, 2021, vol. 1, pp. 58–62.
14. Khabibullin M.Ya. Improving the process of hydrochloric acid treatment of wells using the latest technologies and equipment. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 10, pp. 128–134. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2861.
15. Shakhverdiev A.Kh., Arefiev S.V. Forecast of water breakthrough during flooding in conditions of instability of the front of oil displacement by water. *SOCAR Proceedings*, 2023, no. 3, pp. 58–67. (In Russ.) DOI: 10.5510/OGP20230300887.
16. Suleymanov B.A. *Theory and practice of enhanced oil recovery. Series: Modern oil and gas technologies*. Moscow, Izhevsk, IKI (Institute of Computer Research) Publ., 2022. 286 p. (In Russ.)
17. Gupta V.P., Sanford S.R., Mathis R.S., Dipippo E.K., Egan M.J. Case history of a challenging thin oil column Extended Reach Drilling (ERD) development at Sakhalin. *Paper SPE/IADC*, 2013, vol. 12, pp. 163487.
18. Khabibullin M.Ya. The method of thermal acid pulse for increasing oil recovery. *Oil and gas business*, 2020, vol. 18, no. 4, pp. 58–64. (In Russ.) DOI: 10.17122/ngdelo-2020-4-58-64.
19. Suleimanov B.A., Guseynova N.I., Veliyev E.F. Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. *SPE-187784-MS. In: SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*, 2017, pp. 123–134. DOI: 10.2118/187784-MS.
20. Suleymanov B.A., Guseinov N.I. Analysis of the state of field development based on Fisher and Shannon information indicators. *Automation and telemekhanics*, 2019, no. 5, pp. 118–135. (In Russ.)
21. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Automatic packer reliability prediction under pulsed transient flooding of hydrocarbon reservoirs. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. Novosibirsk*, 2019, pp. 012024. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012024.
22. Lu H., Kim E., Gutierrez M. Monte Carlo simulation (MCS)-based uncertainty analysis of rock mass quality Q in underground construction. *Tunneling and Underground Space Technology*, 2019, vol. 94, no. 5, pp. 278–284.
23. Walker M.W. Pushing the Extended Reach Envelope at Sakhalin: an operator's experience drilling a record reach well. *Paper SPE/IADC. San Diego*, 2012, vol. 9, pp. 151046.
24. Shakhverdiev A.Kh., Arefiev S.V. Concept of monitoring and optimization of the process of flooding of oil reservoirs with instability of the displacement front. *Oil industry*, 2021, no. 11, pp. 104–109. (In Russ.)
25. Rzaeva S.J. Use of biologically active reagents in methods of intensifying oil production. *Scientific Petroleum*, 2021, no. 1, pp. 31–36. (In Russ.)
26. Suleymanov B.A., Veliev E.F., Aliev A.A. The influence of the structure of nanoparticles on the efficiency of using Pickering emulsions for enhanced oil recovery. *ANAS Transactions*, 2021, no. 1, pp. 82–92. (In Russ.)
27. Suleimanov R.I., Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Analysis of the reliability of the power cable of an electric-centrifugal pump unit. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019*, 2019, pp. 012054. DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012054.
28. Huseynova N.I. Hydrodynamic express monitoring of zonal impact on productive formations of oilfields, taking into account well interference. *Oil and Gas Business*, 2017, vol. 15 (3), pp. 41–46.
29. Mazo A.B., Potashev K.A. *Superelements. Modeling of oil field development*. Monograph. Moscow, Infra-M Publ., 2020. 220 p. (In Russ.)
30. Shakhverdiev A.Kh. System optimization of non-stationary waterflooding with the aim of increasing oil recovery. *Oil industry*, 2019, no. 1, pp. 44–50. (In Russ.)
31. Shestakov R.A., Dulchenko A.A. Analysis of the rheological properties of water-oil emulsions. *Neftgaz Business Journal. RU*, 2022, no. 12 (132), pp. 64–69. (In Russ.)
32. Khabibullin M.Ya. Theoretical grounding and controlling optimal parameters for water flooding tests in field pipelines. *Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry»*, 2019, pp. 042013. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042013.
33. Firme P.A.L.P., Pereira F.L.G., Roehl D., Romanel C. A probabilistic assessment of the casing integrity in a Pre-salt wellbore. *50th US Rock Mechanics Geomechanics Symposium*. USA, Houston, 2016. Vol. 3, pp. 2555–2564.
34. Leong Van Hong, Hisham Ben Mahmud. A preliminary screening and characterization of suitable acids for sandstone matrix acidizing technique: a comprehensive review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019, no. 9, pp. 753–778.
35. Gomaa A.M., Cutler J., Qu Qi, Cawiezal K.E. Acid placement: an effective VES system to stimulate high-temperature carbonate formations. *International Production and Operations Exhibition*, 2019, vol. 558, pp. 6–18.

36. Rogov E.A. Investigation of the permeability of the bottomhole zone of wells under the influence of process fluids. *Zapiski Gornogo instituta*, 2020, vol. 242, pp. 169–174. (In Russ.) DOI: 10.31897/pmi.2020.2.169
37. Khabibullin M.Ya. Development of the design of the sucker-rod pump for sandy wells. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. Novosibirsk, 2019. pp. 012065. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012065.
38. Aregbe A.G. Wellbore stability problems in deepwater gas wells. *World Journal of Engineering and Technology*, 2017, vol. 05, no. 04, pp. 626–647.
39. Shakhverdiev A.Kh., Shestopalov Yu.V. Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 2019, vol. 40 (10), pp. 1691–1706.
40. Jafarpour H., Moghadasi J., Khormali A., Petrakov D.G., Ashena R. Increasing the stimulation efficiency of heterogeneous carbonate reservoirs by developing a multi-batched acid system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, no. 172, pp. 50–59. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410518307897> (accessed 15 November 2024).
41. Khabibullin M.Ya. Managing the processes accompanying fluid motion inside oil field converging-diverging pipes. *Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry»*, 2019. pp. 042012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042012.
42. Zhang J., Lu Y. Study on temperature distribution of ultra-deep wellbore and its effect on mechanical properties of surrounding rock. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2019, vol. 38, pp. 2831–2839.
43. Ambekar A.S., Sivakumar R.H., Anantharaman N.A., Vivekenandan M.D. CFD simulation study of shelf and tube heat exchangers with different baffle segment configurations. *Applied Thermal Engineering*, 2016, vol. 108, pp. 999–1007.
44. Jafarpour H., Moghadasi J., Petrakov D.G., Khormali A. Investigating the necessity of developing the Self-Diverting Emulsified Acid (SDEA) system for stimulation of a middle-eastern carbonate reservoir. *Conference Paper, the 8th EAGE international conference and exhibition*. Saint Petersburg, 2018. pp. 1–5. Available at: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=91543> (accessed 15 November 2024).
45. Albuquerque M., Smith Ch. Eight success cases of VDA application in large limestone reservoir in the Caspian region. *Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol. 21, pp. 171–175.
46. Khabibullin M.Ya. Managing the reliability of the tubing string in impulse non-stationary flooding. *Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry»*. 4 – Mechatronics, Robotics and Electrical Drives, 2019. pp. 052012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/5/052012.
47. Manshad A., Jalalifar H., Aslannejad M. Analysis of vertical, horizontal and deviated wellbores stability by analytical and numerical methods. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2014, vol. 4, pp. 359–369.
48. Chang F.F., Love T., Affeld C.J., Blevins J.B., Thomas R.L., Fu D.K. Case study of a novel acid-diversion technique in carbonate reservoirs. *Annual Technical Journal and Exhibition*, 2021, vol. 11, pp. 37–48.
49. Paccaloni G., Tambini M. Advances in matrix stimulation technology. *Journal of petroleum technology*, 2022, vol. 121, pp. 457–458.
50. Paccaloni G. A new, effective matrix stimulation diversion technique. *Journal of Drilling & Completion*, 2022, vol. 12, pp. 77–89.
51. Galimullin M.L., Khabibullin M.Ya. Experience with sucker-rod plunger pumps and the latest technology for repair of such pumps. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2020, vol. 55, no. 11–12, pp. 896–901. DOI: 10.1007/s10556-020-00710-1.
52. Drozdov A.N., Gorelkina E.I. Development of a pump-ejector system for the implementation of water-gas stimulation on the formation using associated petroleum gas from the annulus of producing wells. *Notes of the Mining Institute*, 2022, no. 254, pp. 191–201. (In Russ.)
53. Suleymanov B.A., Feyzullaev Kh.A. Modeling of water inflow isolation during development of layered heterogeneous oil reservoirs. *SOCAR Proceeding*, 2023, no. 1, pp. 43–50. (In Russ.)
54. Lian Zhanghua, Luo Zeli, Yu Hao. Assessing the strength of casing pipes that contain corrosion pit defects. *Journal of Southwest Petroleum University*, 2018, vol. 40, no. 2, pp. 86–94.
55. Garifullina G. Causes of corrosion cracking of pipe metal and methods for their protection. *E3S Web of Conferences*, 2023, vol. 411, pp. 01028. DOI:10.1051/e3sconf/202341101028.

Information about authors

Marat Ya. Khabibullin, Cand. Sc., Associate Professor, Ufa State Petroleum Technical University (branch in Oktyabrsky), 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russian Federation. m-hab@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2565-0088>.

Rustem I. Suleimanov, Cand. Sc., Associate Professor, Ufa State Petroleum Technical University (branch in Oktyabrsky), 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russian Federation. burmash2017@mail.ru <https://orcid.org/0000-0003-2878-9253>

Razifa R. Stepanova, Cand. Sc., Associate Professor, Ufa State Petroleum Technical University (branch in Oktyabrsky), 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russian Federation. razifa0210@yandex.ru

Alina Az. Gizzatullina, Cand. Sc., Associate Professor, Ufa State Petroleum Technical University (branch in Oktyabrsky), 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russian Federation. alina.gizzatullina87@mail.ru <https://orcid.org/0000-0002-8719-9942>.

Arsen M. Khabibullin, Student, Ufa State Petroleum Technical University (branch in Oktyabrsky), 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russian Federation. zx9ooqpv@gmail.com

Received: 30.11.2023

Revised: 09.04.2024

Accepted: 24.12.2024