

ХИМИЯ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

CHEMISTRY AND CHEMICAL TECHNOLOGIES

Научная статья
УДК 622.276
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-4-7-13>
EDN EZKVYI

Расчет гидродинамических показателей вязкопластичных нефтей в задачах термозаводнения

Сулейман Абдурагимович Ахмедов[✉], Зухра Халипаевна Ахмедова

Дагестанский государственный университет,
Махачкала, Россия, ahmedovsa@mail.ru[✉]

Аннотация. Вопросам разработки нефтяных месторождений с применением термических методов воздействия на нефтяные пласты стали уделять большое внимание с открытием месторождений тяжелых нефтей. Теоретические исследования гидродинамики пласта, а также температурных полей в многослойных пластах, стимулировались с появлением современных ЭВМ и персональных компьютеров. Благодаря математическому описанию стали возможны гидродинамические расчеты вытеснения вязкопластичной нефти водой с аномальными свойствами. В случае вытеснения высоковязких и парафинистых нефтей холодной водой в многослойных пластах происходит выпадение парафина и закупорка слабопроницаемых пластов, в результате опережающего вытеснения нефти по пропласткам с высокой проницаемостью. Результаты проведенных исследований показали, что создание оторочки горячей воды на разных этапах разработки месторождений высоковязких парафинистых нефтей улучшает показатель разработки, повышает коэффициент нефтеотдачи.

Ключевые слова: залежи многофазной многокомпонентной смеси, вязкопластичная нефть, нефтяные месторождения

Для цитирования: Ахмедов С. А., Ахмедова З. Х. Расчет гидродинамических показателей вязкопластичных нефтей в задачах термозаводнения // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2023. № 4. С. 7–13. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-4-7-13>. EDN EZKVYI.

Original article

Hydrodynamic parameters calculation of viscoplastic oils in the tasks of thermal filling

Suleiman A. Akhmedov[✉], Zuhra Kh. Akhmedova

Dagestan State University,
Makhachkala, Russia, ahmedovsa@mail.ru[✉]

Abstract. With the discovery of heavy oil deposits, great attention has been paid to the development of oil fields using thermal methods of influencing oil formations. Theoretical studies of reservoir hydrodynamics, as well as temperature fields in multilayer formations, were stimulated with the advent of modern computers and personal computers. Thanks to the mathematical description, hydrodynamic calculations of the displacement of viscoplastic oil by water with abnormal properties became possible. In the case of displacement of high-viscosity and paraffinic oils by cold water in multi-layer formations, paraffin deposition and blockage of weakly permeable formations occur, as a result of the ad-

vanced displacement of oil through layers with high permeability. The results of the conducted research show that the creation of a hot water delay at different stages of the development of deposits of high-viscosity paraffin oil improves the development rate, increases the oil recovery coefficient.

Keywords: deposits of multiphase multicomponent mixture, viscoplastic oil, oil fields

For citation: Akhmedov S. A., Akhmedova Z. Kh. Hydrodynamic parameters calculation of viscoplastic oils in the tasks of thermal filling. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2023;4:7-13. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2023-4-7-13>. EDN EZKVYI.

Введение

Запасы тяжелой вязкопластичной нефти в мире примерно в 5 раз превышает остаточных извлекаемых запасов легких нефтей малой и средней вязкости. В последние годы разработке тяжелых нефтей уделяется все большее внимание, особенно в северных районах нашей страны. Месторождения: Ромашкинское, Узеньское, Астраханское, Ярегское, Усинское, Ашальтинское и др. [1–5] содержат значительное количество парафина, смол и асфальтенов. На месторождениях с парафинистой нефтью небольшое снижение пластовой температуры приводит к осаждению парафина и закупорке поровых каналов. Нефть становится дисперсной средой и может привести к прекращению фильтрации. Необходимо тепловое воздействие на пласт путем закачки теплой воды или горением.

Постановка задачи

Для математического моделирования движения неньютоновской жидкости предлагаются различные модификации закона Дарси. Для месторождений, где с понижением температуры (меньше 20 °С), нефть приобретает вязкопластичные свойства, предложена модель, где фильтрация считается невозможной, а при больших градиентах фильтрации описывается законом Дарси:

$$\vec{V} = 0, \text{ при } |\vec{\nabla}p| \leq G_0; \\ \vec{V} = \left(\frac{k}{\mu}\right) \vec{\nabla}p, \text{ при } |\vec{\nabla}p| > G_0, \quad (1)$$

где \vec{v}_b – скорость течения воды; $k_b(s, T)$ – проницаемость; s – насыщенность; T – температура; $\mu_b(T)$ – вязкость; \vec{v}_H – скорость течения нефти; $k_H(s, T)$ – проницаемость; $\mu_H(T)$ – вязкость нефти; причем структурный множитель ζ в программных реализациях имеет вид [1, 2]:

$$\zeta = 0, \text{ при } |\text{grad } p| \leq G_0, \quad \zeta = 1 - \frac{G_0(k, T)}{|\text{grad } p|}, \text{ при } |\text{grad } p| > G_0. \quad (4)$$

В случае появления критических точек нулевой скорости появляется погрешность счета, обусловленное дисбалансом при девятизначной и рядной

где G_0 – начальный градиент, который зависит от вязкости μ проницаемости k среды и температуры [1].

Зависимость градиента сдвига G_0 от проницаемости рассмотрена в работах [2, 6]. Для пористой среды радиус капилляра обычно заменяют на \sqrt{k} и вводят множитель a , учитывающий связь эффективного радиуса наиболее крупных пор с проницаемостью:

$$G_0 = a\tau_0 / \sqrt{k}, \quad (2)$$

где τ_0 – предельное напряжение сдвига жидкости.

Для оценки значений начального градиента сдвига по предельному напряжению сдвига обычно значение коэффициента a принимают в пределах от 0,017 до 0,065.

Исследования авторов подтверждают, что разработка месторождений высоковязких и парафинистых нефтей с экономической и технологической точки зрения наиболее эффективным является закачка горячей воды и пара [1–11].

Закачка горячей воды влияет на текущую добычу нефти и конечную нефтеотдачу. Низкопроницаемые пропластки могут отключиться в двух случаях: если перепад давления мал и недостаточен для преодоления градиента сдвига; если вокруг нагнетательной скважины пласт остудился еще до прохождения фронта вытеснения до температуры застывания нефти.

Математическое моделирование

В общепринятых обозначениях для скоростей фильтрации фаз принимается

системах. Для учета данного обстоятельства формулу для структурного множителя можно представить в виде [1, 2]:

$$\zeta = \begin{cases} \alpha_0, & \text{при } |\text{grad } p| \leq G_0; \\ \alpha_0 + \frac{(1-\alpha_0)^2}{4\alpha_0} \cdot \frac{(\text{grad } p - G_0)^2}{G_0 \cdot G}, & \text{при } G_0 < |\text{grad } p| < \frac{1+\alpha_0}{1-\alpha_0}; \\ 1 - \frac{G_0}{|\text{grad } p|}, & \text{при } |\text{grad } p| \geq \frac{1+\alpha_0}{1-\alpha_0} G_0, \end{cases} \quad (5)$$

$\alpha_0 = 0, 1,$

где α_0 – значение структурного множителя.

Относительные фазовые проницаемости нефти и воды представим в виде [1, 2]:

$$k_b = 0,15 \left(\frac{s-s_1}{1-s_1} \right)^{2,85}, \quad k_H = 0,95(1-R) \left(\frac{s_2-s}{s_2-s_1} \right)^{1,95}, \quad (6)$$

$$s_1 = 0,35 + 0,001(T - T_0), \quad s_2 = 0,72 + 0,002(T - T_0).$$

Величина $R = 0$, если температура больше чем пластовая температура T_0 , вычисляемая по формуле

$$R = \left(\frac{T_0 - T}{T_0 - T_{kp}} \right)^{1,4}, \quad (7)$$

при пониженных температурах, вплоть до температуры застывания. При $T \leq T_{kp}$ нефть застывает и $k_H = 0$. При $T > T_0$ принимают $R = 0$.

Динамические вязкости фаз вычисляются по известным аналитическим формулам (в системе СИ, т. е. T в K^0) [1, 2, 12]

$$\mu_b = \frac{0,0468}{T + 15,7}, \quad \mu_H = \begin{cases} \frac{0,151}{T - 20}, & \text{при } T > T_{kp}; \\ \frac{0,151}{T_{kp} - 20} e^{(T_{kp} - T)}, & \text{при } T < T_{kp}. \end{cases} \quad (8)$$

Методы исследования

Уравнение математического баланса можно представить в виде [1, 2]:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + \text{div } \vec{v}_b = 0, \quad -m \frac{\partial s}{\partial t} + \text{div } \vec{v}_H = 0, \quad (9)$$

где m – пористость среды.

Эти уравнения заменяются как обычно на другие равносильные им

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + \text{div } (F_b \vec{v}) = 0, \quad \text{div } \vec{v} = 0; \quad (10)$$

$$\vec{v} = -k \left(\frac{k_b}{\mu_b} + \zeta \frac{k_H}{\mu_H} \right) \vec{v}_p, \quad F_b = \frac{k_b / \mu_b}{k_b / \mu_b + \zeta k_H / \mu_H}. \quad (11)$$

Уравнение (9) можно использовать для вычисления насыщенностей, а (10) для определения поля давления.

Для нахождения температуры можно использовать следующее уравнение [1, 2, 7]:

$$\frac{\partial}{\partial t} (cT)_k + \text{div} [(c_b \vec{v}_b + c_H \vec{v}_H) HT]_k = q_{k-1} - q_k, \quad (12)$$

где c_k – теплоемкость; H_k – мощность пропластка; q_k – тепловой поток, уходящий из пропластка с номером k .

Удельная теплоемкость на единицу площади k -го пропластка вычисляется с присоединением глинистых перемычек [1, 2, 7]:

$$c_k = \{c_0(1-m) + (c_b s + c_H(1-s)m)\} H_k + 0,5c_\Gamma (h_{k-1} + h_k). \quad (13)$$

Изменение температуры происходит за счет переноса тепла конвекцией при фильтрации жидко-

сти и кондуктивной теплопередачи от соседних пропластков

$$q_k = -\alpha_k (T_{k+1} - T_k), \quad \alpha_k = \left(\frac{h_k}{\lambda_\Gamma} + \frac{H_k + H_{k+1}}{2\lambda_0} \right)^{-1}, \quad (14)$$

где λ – коэффициент теплопередачи.

Уравнения теплопроводности для окружающих горных пород имеет вид:

$$c \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \frac{\partial^2 T}{\partial z^2}, \quad (15)$$

где координата z перпендикулярна напластованию, под c подразумевается объемная теплоемкость кровли или подошвы.

При площадном вытеснении выражение для поля давления (10) удовлетворяет эллиптическому уравнению:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\chi \frac{\partial P}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\chi \frac{\partial P}{\partial y} \right) = 0, \quad (16)$$

где $\chi = k \left(\frac{k_B}{\mu_B} + \frac{k_H}{\mu_H} \right) \rho$, k – проницаемость; ρ – структурный множитель.

$$\omega = \{x_i = i \Delta x, y_j = j \Delta y, i = \overline{1, N}, j = \overline{1, M}, (N-1)\Delta x = a, (M-1)\Delta y = b\}.$$

Согласно закону сложения гидроразностей при последовательном соединении имеем:

$$\chi_{i+\frac{1}{2},j} = \frac{2\gamma\chi_{i,j}\chi_{i+1,j}}{\chi_{i,j} + \chi_{i+1,j}}, \quad \chi_{i,j+\frac{1}{2}} = \frac{2\chi_{i,j}\chi_{i,j+1}}{\gamma(\chi_{i,j} + \chi_{i,j+1})}, \quad (17)$$

где $\chi_{i+\frac{1}{2},j}$ – гидроразность звеньев.

Формула (17) учитывает геометрию сетки введенным коэффициентом $\gamma = \frac{\Delta y}{\Delta x}$ (при $\gamma = 1$ имеем квадратную сетку).

Условие материального баланса без учета узлов можно записать в виде:

$$\begin{aligned} &\chi_{i-\frac{1}{2},j} (p_{i-1,j} - p_{i,j}) + \chi_{i+\frac{1}{2},j} (p_{i+1,j} - p_{ij}) + \\ &+ \chi_{i,j-\frac{1}{2}} (p_{i,j-1} - p_{ij}) + \chi_{i,j+\frac{1}{2}} (p_{i,j+1} - p_{ij}) = 0. \end{aligned} \quad (19)$$

Если в узле $(i, j + 1)$ оказываются добывающие скважины, то вместо (19) имеем:

$$\left(u_{i-\frac{1}{2},j} - u_{i+\frac{1}{2},j} \right) \Delta y + v_{i,j-\frac{1}{2}} \Delta x - |q_{\text{сек}}| = 0, \quad (20)$$

где $q_{\text{сек}}$ выражается через разность давлений и гидроразность.

В окрестностях вокруг нагнетательной скважины величина скорости будет:

$$\frac{q}{2\pi r} = -k \left(\frac{k_B}{\mu_B} + \frac{k_H}{\mu_H} \xi \right) \frac{\partial P}{\partial r}, \quad \xi = 1 - \frac{G_0}{G}. \quad (21)$$

Из выражения (21) для градиента давления имеем:

Интегрируя (22) в пределах от $r = R_c$ до соседних узлов $r = \sqrt{2} \cdot \Delta x$:

$$-\frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\frac{q}{2\pi r} + \left(k \frac{k_H}{\mu_H} \right) G_0}{k \left(\frac{k_B}{\mu_B} + \frac{k_H}{\mu_H} \right)}. \quad (22)$$

$$P_{\text{скв}} - P_{\text{уз}} = \frac{q}{2\pi k} \int_{R_c}^{\sqrt{2}\Delta x} \left(\frac{k_H}{\mu_H} + \frac{k_B}{\mu_B} \right)^{-1} \frac{dr}{r} + \int_{R_c}^{\sqrt{2}\Delta x} (1-F) G_0 dr, \quad (23)$$

где F – доля воды в потоке для случая, когда структурные свойства не учитываются, перед скачком

насыщенности $F = 0$, а за скачком насыщенности она близка к 1. Введем обозначение

$$\Delta P_{\text{пот}} = \int_{R_C}^{\sqrt{2}\Delta x} (1-F) G_0 dr . \quad (24)$$

В кольцевой ячейке, где находится фронт вытеснения, скачок насыщенности определяется из условия максимума дроби $\frac{F_b(s) - F_b(s_0)}{s - s_0}$, где F_b – доля воды в потоке с учетом аномальных свойств нефти. Движение скачка насыщенности определяется по формуле

$$\hat{r}_f^2 = r_f^2 + qdtF'_b(s_c)/(\pi m) . \quad (25)$$

Формула (23) позволяет явно вычислить дебит скважины на единицу мощности:

$$q = (P_{\text{наг}} - \Delta P_{\text{пот}} - P_{22})/P_{\text{наг}} , \quad (26)$$

где $P_{\text{наг}}$ соответствует давлению в узле (1, 1), т. е. за начало координат принята точка (1, 1).

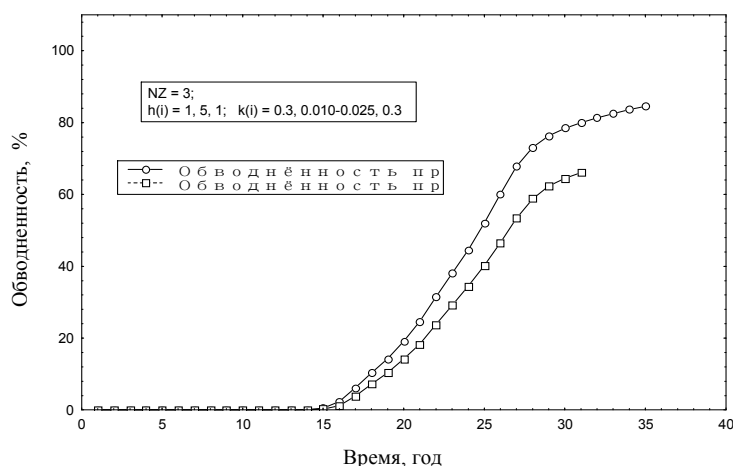
Результаты и обсуждение

Расчеты характеристик термозаводнения для трехслойного пласта с учетом начального градиента сдвига, выпадения парафина и межслойного теплообмена по изложенным выше методам приведены ниже в таблице и изображены на рисунке.

Результаты вытеснения парафинистой нефти водой

Results of displacement of paraffin oil by water

Год	Нефтеотдача В, %	Обводнение, %	Расход нефти, м ³	Закачено воды, т	Добыто нефти, т	Прокачен объем
0,23	0,2	0	13,0	1 353,0	1 012,0	0,001
К = 2 застыл						
1,0	0,8	0	11,1	4 702,0	3 523,0	0,005
Пропласток k = 2 закупорился						
2,0	1,4	0	10,3	8 606,0	6 461,0	0,009
3,0	2,0	0	9,5	12 277,0	9 229,0	0,013
4,0	2,6	0	9,2	15 810,0	11 896,0	0,016
5,0	3,1	0	9,3	19 255,0	14 500,0	0,020
6,0	3,7	0	8,9	22 633,0	17 054,0	0,023
7,0	4,2	0	8,8	25 960,0	19 571,0	0,027
8,0	4,8	0	8,7	29 244,0	22 056,0	0,030
9,0	5,3	0	8,7	32 492,0	24 514,0	0,033
10,0	5,8	0	8,6	35 707,0	26 948,0	0,037
11,0	6,3	0	8,6	38 894,0	29 360,0	0,040
12,0	6,9	0	8,5	42 055,0	31 752,0	0,043
13,0	7,4	0	8,4	45 191,0	34 126,0	0,047
14,0	7,9	0,1	8,3	48 300,0	36 484,0	0,050
20,0	12,2	14,2	7,6	75 527,0	56 489,0	0,078
25,0	14,1	40,2	5,0	31 527,0	65 505,0	0,095



Зависимость обводненности низкопроницаемого пласта от времени для трехслойного пласта при различных режимах вытеснения

Dependence of the a low-permeable formation water content on time for a three-layer formation under various displacement modes

Заключение

Рассмотрены случаи, когда высокопроницаемые пропластки окружают низкопроницаемый, и наоборот. Расчеты проведены для трехрядной системы расстановки скважин при размерах пласта (элемент симметрии) 800×480 м и шаге сетки 80 м. Температура нагнетаемой воды варьировалась.

Рассмотрены случаи холодного заводнения температуры 15°C , при пластовой температуре, а также нагнетания горячей воды при $T = 90^\circ\text{C}$ в течение нескольких лет с последующим переходом на нагнетание холодной воды при $T = 15^\circ\text{C}$.

Исследования показывают, что вытеснение вязкопластичной нефти путем предварительного создания оторочки горячей воды повышает нефтеотдачу.

Список источников

1. Ахмедов С. А. Фильтрация многофазных многокомпонентных смесей при разработке нефтяных месторождений: дис. ... д-ра техн. наук. Махачкала, 2000. 261 с.
2. Алишаев М. Г., Розенберг М. Д., Теслюк Е. В. Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1985. 271 с.
3. Ахмедов С. А., Ахмедова З. Х., Ахмедова Х. Г. Расчет температурного поля в задачах вытеснения парафинистой нефти водой в многослойном пласте // Вестн. Астрахан. гос. техн. ун-та. 2017. № 1 (63). С. 7–14.
4. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Физико-химическое методы увеличения нефтеотдачи пластов // Вестн. Санкт-Петербург. ун-та. Сер.: 4. 2013. Вып. 2. С. 46–49.
5. Малоков В. П. Физические процессы циклического паротеплового воздействия при разработке месторождений высоковязкой нефти // Гор. информ.-аналит. бюл. 2016. № 12. С. 260–269.
6. Теслюк Е. В. Вопросы неизотермической фильтрации в теории и практике разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1970. 256 с.
7. Ахмедов С. А., Ахмедова З. Х., Ахмедова Х. Г. Влияние слоистой неоднородности пласта на показатели разработки при неизотермическом вытеснении парафинистой нефти водой // Вестн. Астрахан. гос. техн. ун-та. 2016. № 1 (61). С. 14–21.
8. Малофеев Г. Е., Мирсаетов О. М., Чоловская И. Д. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации

добычи нефти и увеличения нефтеотдачи. Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. 224 с.

9. Кузнецова В. М., Петров Д. И. Изменение качества нефти в зависимости от содержания парафинов, смол и асфальтенов // Молодой ученый. 2017. № 4 (138). С. 103–105.

10. Ахмедов С. А., Ахмедова З. Х. Математическое моделирование задачи вытеснения парафинистой нефти водой с учетом технологии нагнетания воды // Вестн. Дагестан. гос. ун-та. Сер. 1: Естественные науки. 2019. Т. 34, Вып. 1. С. 32–37.

11. Малоков В. П., Алибеков М. Э. Инновационные технологии добычи нефти на месторождениях сверхвязких нефтей Татарстана // Вестн. РУДН. 2015. С. 102–107.

12. Ахмедов С. А. Термогидродинамические расчеты задачи неизотермического вытеснения вытеснения вязкопластичной нефти водой в многослойном пласте // Вестн. Дагестан. гос. ун-та. 2005. Вып. 1. С. 38–42.

13. Алишаев М. Г., Ахмедов С. А. Неизотермическое вытеснение парафинистой нефти водой для трехрядной системы расстановки скважин с учетом межслойного теплообмена // Нефт. хоз-во. 1998. № 11. С. 31–32.

14. Ахмедов С. А., Алисултанов Р. М. Компьютерное моделирование задачи вытеснения вязкопластичной нефти водой в многослойном пласте // Нефт. хоз-во. 1999. № 12. С. 38–41.

References

1. Akhmedov S. A. *Fil'tratsiya mnogofaznykh mnogokomponentnykh smesei pri razrabotke neftiannykh mestorozhdenii: dis. ... d-ra tekhn. nauk* [Filtration of multiphase multicomponent mixtures in the development of oil fields: dis. ... doctor of technical]. Makhachkala, 2000. 261 p.
2. Alishaev M. G., Rozenberg M. D., Tesliuk E. V. *Neizotermicheskaia fil'tratsiya pri razrabotke neftiannykh mestorozhdenii* [Non-isothermal filtration in the development of oil fields]. Moscow, Nedra Publ., 1985. 271 p.
3. Akhmedov S. A., Akhmedova Z. Kh., Akhmedova Kh. G. *Raschet temperaturnogo polia v zadachakh vytesneniia parafinistoi nefiti vodoi v mnogoslnoim plaste* [Calculation of the temperature field in problems of displacement of paraffin oil by water in a multilayer formation]. *Vestnik Astrakhanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2017, no. 1 (63), pp. 7-14.
4. Altunina L. K., Kuvshinov V. A. *Fiziko-khimicheskoe metody uvelicheniia nefteotdachi plastov* [Physico-chemical methods of increasing oil recovery]. *Vestnik Sankt-Peterburgskogo universiteta. Seriya: 4*, 2013, vol. 2, pp. 46-49.
5. Maliukov V. P. *Fizicheskie protsessy tsiklicheskogo paroteplovogo vozdeistviia pri razrabotke mestorozhdenii*

vysokoviazkoi nefiti [Physical processes of cyclic steam-thermal effects in the development of high-viscosity oil fields]. *Gornyi informatsionno-analiticheskoi biulleten'*, 2016, no. 12, pp. 260-269.

6. Tesliuk E. V. *Voprosy neizotermicheskoi fil'tratsii v teorii i praktike razrabotki neftiannykh mestorozhdenii* [Issues of non-isothermal filtration in the theory and practice of oil field development]. Moscow, Nedra Publ., 1970. 256 p.

7. Akhmedov S. A., Akhmedova Z. Kh., Akhmedova Kh. G. *Vliianie sloistoi neodnorodnosti plasta na pokazateli razrabotki pri neizotermicheskom vytesnenii parafinistoi nefiti vodoi* [The effect of layered heterogeneity of the formation on the development indicators during non-isothermal displacement of paraffin oil by water]. *Vestnik Astrakhanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2016, no. 1 (61), pp. 14-21.

8. Malofeev G. E., Mirsaetov O. M., Cholovskaia I. D. *Nagnetanie v plast teplonositelei dlia intensifikatsii dobychi nefiti i uvelicheniia nefteotdachi* [Injection of heat carriers into the reservoir to intensify oil production and increase oil recovery]. Izhensk, NITs. *Reguliarnaia i khaoticheskaia dinamika*, 2008. 224 p.

9. Kuznetsova V. M., Petrov D. I. Izmenenie kachestva nefi v zavisimosti ot sodержaniia parafinov, smol i asfal'tenov [Oil quality changes depending on the content of paraffins, resins and asphaltenes]. *Molodoi uchenyi*, 2017, no. 4 (138), pp. 103-105.

10. Akhmedov S. A., Akhmedova Z. Kh. Matematicheskoe modelirovanie zadachi vytesneniia parafinistoi nefi vodoi s uchetom tekhnologii nagnetaniia vody [Mathematical modeling of the problem of displacement of paraffinic oil with water taking into account the water injection technology]. *Vestnik Dagestanskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: I. Estestvennye nauki*, 2019, iss. 34, vol. 1, pp. 32-37.

11. Maliukov V. P., Alibekov M. E. Innovatsionnye tekhnologii dobychi nefi na mestorozhdeniiakh sverkhviazkikh nefei Tatarstana [Innovative technologies of oil production in the fields of ultra-viscous oils of Tatarstan]. *Vestnik RUDN*, 2015, pp. 102-107.

12. Akhmedov S. A. Termogidrodinamicheskie raschety zadachi neizotermicheskogo vytesneniia vytesneniia viaz-

koplasticnoi nefi vodoi v mnogosloinnoy plaste [Thermohydrodynamic calculations of the problem of non-isothermal displacement of the displacement of viscoplastic oil by water in a multilayer formation]. *Vestnik Dagestanskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2005, vol. 1, pp. 38-42.

13. Alishaev M. G., Akhmedov S. A. Neizotermicheskoe vytesnenie parafinistoi nefi vodoi dlia trekhriadnoi sistema rasstanovki skvazhin s uchetom mezhsloinogo teploobmena [Non-isothermal displacement of paraffin oil with water for a three-row well placement system taking into account inter-layer heat exchange]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1998, no. 11, pp. 31-32.

14. Akhmedov S. A., Alisultanov R. M. Komp'yuternoe modelirovanie zadachi vytesneniia viazkoplasticnoi nefi vodoi v mnogosloinnoy plaste [Computer simulation of the problem of displacement of viscoplastic oil by water in a multilayer formation]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1999, no. 12, pp. 38-41.

Статья поступила в редакцию 28.03.2023; одобрена после рецензирования 31.10.2023; принята к публикации 09.11.2023
The article was submitted 28.03.2023; approved after reviewing 31.10.2023; accepted for publication 09.11.2023

Информация об авторах / Information about the authors

Сулейман Абдурагимович Ахмедов – доктор технических наук, профессор; профессор кафедры информационных технологий и безопасности компьютерных систем; Дагестанский государственный университет; ahmedovsa@mail.ru

Suleiman A. Akhmedov – Doctor of Technical Sciences, Professor; Professor of the Department of Information Technology and Security of Computer Systems; Dagestan State University; ahmedovsa@mail.ru

Зухра Халипаевна Ахмедова – кандидат физико-математических наук, доцент; заведующий кафедрой информационных технологий и безопасности компьютерных систем; Дагестанский государственный университет; Zuhra2473@mail.ru

Zukhra Kh. Akhmedova – Candidate of Physico-Mathematical Sciences, Assistant Professor; Head of the Department of Information Technology and Security of Computer Systems; Dagestan State University; Zuhra2473@mail.ru

