

Научная статья / Original research article

УДК 622.276

DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-104-120>

EDN: HXZWUY



Моделирование влияния относительных фазовых проницаемостей на циклическое заводнение нефтяных залежей

И. Г. Телегин

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация

teleginig@tyuiu.ru

Аннотация. Функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) играют важную роль в разработке месторождений углеводородов, они определяют структуру распределения флюидов в пласте, изменение дебитов нефти, воды и газа. ОФП влияют и на продолжительность периода рентабельности эксплуатации месторождения. Поэтому функции ОФП являются настроечными параметрами при создании гидродинамических моделей залежей углеводородов. В связи с этим цель статьи — изучение влияния функций ОФП на структуру решений нефтенасыщенности в неоднородном нефтяном пласте при циклическом заводнении нефтяного пласта. В данной работе функции ОФП задавались степенными функциями, зависящими от двух параметров: показателя степени ОФП и максимального значения ОФП — числового параметра C_r . Для моделирования зависимости коэффициента извлечения нефти от параметров ОФП использовалась двумерная двухслойная модель нефтяного пласта. Описаны расчеты циклического заводнения и стационарного заводнения при вариации параметров задающих ОФП по нефти и ОФП по воде. Показано, что функции относительных фазовых проницаемостей задают конфигурацию распределения нефтенасыщенности, скорость пропитки низкопроницаемой зоны с остаточными нефтяными запасами, скорость движения флюидов, чем и обуславливается зависимость КИН и эффективности циклического заводнения неоднородного пласта от ОФП.

Ключевые слова: относительные фазовые проницаемости, циклическое заводнение, неоднородный нефтяной пласт, капиллярное давление, капиллярная пропитка, противоточная капиллярная пропитка

Для цитирования: Телегин И. Г. Моделирование влияния относительных фазовых проницаемостей на циклическое заводнение нефтяных залежей. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(2):104–120. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-104-120>
EDN: HXZWUY

Modeling of the effect of relative phase permeability on cyclic flooding of oil deposits

Igor G. Telegin

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

teleginig@tyuiu.ru

Abstract. Relative phase permeability (RPP) functions play a crucial role in the development of hydrocarbon fields, these functions determine the structure of fluid distribution within the reservoir, change of the production rates of oil, water and gas. Additionally, RPP affects the duration of the field productive life. For this reason, engineers utilize RPP functions as tuning parameters in the construction of hydrodynamical model of hydrocarbon deposits. This study aims to analyze the influence of RPP functions on decision structure of oil saturation in a heterogeneous oil reservoir during cyclic waterflooding. In this article, RPP functions are modeled using power-law relationships that depend on two parameters: the RPP exponent and the maximum RPP value, defined by the numerical parameter C_i . To model the dependence of the oil recovery factor on RPP parameters, the study applies a two-dimensional, two-layer oil reservoir model. The article details calculations for both cyclic and steady-state waterflooding while varying the parameters that define oil and water RPP. The results of this study show that relative phase permeability functions control the configuration of oil saturation distribution, the imbibition rate of low-permeability zones with residual oil, and fluid flow velocity. Thus, both the oil recovery factor and the efficiency of cyclic waterflooding in a heterogeneous reservoir depend on RPP.

Keywords: relative phase permeability, cyclic flooding, heterogeneous oil reservoir, capillary pressure, capillary imbibition, countercurrent capillary imbibition

For citation: Telegin I. G. Modeling of the effect of relative phase permeability on cyclic flooding of oil deposits. *Oil and Gas Studies*.2026;30(2):104–120 (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-2-104-120>

Введение

Метод циклического заводнения (ЦЗ) относится к гидродинамическим методам увеличения нефтеотдачи (МУН) и обычно применяется при наличии в геологическом строении нефтяного пласта низкопроницаемых (НП) и высокопроницаемых (ВП) участков и слоев. Технология циклического заводнения сводится к периодической смене режимов работы скважин. Эти изменения режимов ведут к интенсификации перетоков флюидов между разнопроницаемыми слоями пласта [1]. Современное использование метода ЦЗ в России и за рубежом описано в [2–9]. Отметим, что целенаправленно метод ЦЗ исследуется в России и Китае.

Нефтяной пласт и насыщающие его флюиды

В трехмерном пространстве (x, y, z) под скоростью двухфазной фильтрации \vec{v}_i какого-либо флюида (нефти или воды) понимается объем i -ой фазы, который протекает через единичную площадку за единицу времени. Для i -ого флюида справедлив обобщенный закон Дарси [10–11]

$$\vec{v}_i = -\frac{K \cdot k_i}{\mu_i} (\text{grad}(p_i) - \rho_i \vec{g}), i = \{o, w\}, \quad (1)$$

где $K(x, y, z)$ — тензор проницаемости коллектора, μ_i — динамическая вязкость i -ой фазы, k_i — функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) [12–13], p_i — давление в i -ой фазе, \vec{g} — вектор ускорения свободно-

го падения, ρ_i — плотность i -ого флюида, индекс $i = \langle o \rangle$ означает нефтяную фазу, а $i = \langle w \rangle$ — водную.

В нефтяном пласте с насыщением вода — нефть происходят следующие процессы перемещения флюидов:

- 1) конвективный перенос за счет разности давлений в разных частях пласта;
- 2) гравитационная сегрегация, возникающая за счет разности плотностей фаз;
- 3) капиллярная пропитка, возникающая за счет разницы давлений в фазах. Капиллярная пропитка в пористых средах зависит от вязкости, функций ОФП, проницаемости и капиллярного давления P_c [14]

$$P_c(S_w) = p_o - p_w = \gamma \cdot \cos(\theta) \cdot \sqrt{\frac{m}{K}} \cdot j(S_w), \quad (2)$$

где γ — поверхностное натяжение между нефтью и водой, θ — краевой угол смачивания, m — пористость, $j(S_w)$ — функция Леверетта, зависящая от водонасыщенности S_w . Свойства капиллярного давления P_c описаны в [14–15].

В этой работе функция ОФП по воде k_w была взята в виде полиномиальной функции

$$k_w(S_w) = \begin{cases} 0, S_w \leq S_{wcr}; \\ C_w \cdot \left(\frac{S_w - S_{wcr}}{1 - S_{wcr} - S_{owcr}} \right)^\alpha, S_w > S_{wcr}; \end{cases} \quad (3)$$

ОФП по нефти k_o

$$k_o(S_w) = \begin{cases} 0, S_w \geq 1 - S_{owcr}; \\ C_o \cdot \left(1 - \frac{S_w - S_{wcr}}{1 - S_{wcr} - S_{owcr}} \right)^\beta, S_w < 1 - S_{owcr}, \end{cases} \quad (4)$$

функция капиллярного давления P_c

$$P_c(S_w) = \begin{cases} 0, S_w \geq 1 - S_{owcr}; \\ 0.4 \cdot (0.8 - S_w)^3, S_w < 1 - S_{owcr}, \text{ МПа}, \end{cases} \quad (5)$$

где S_{owcr} — остаточная нефтенасыщенность, S_{wcr} — остаточная водонасыщенность. Параметры C_w , C_o , β , α определяют вид функций ОФП. Варьируя эти параметры, можно моделировать широкий спектр функций ОФП. Согласно [16] значения параметра C_i возьмем из промежутка $(0;1]$, а $\{\beta, \alpha\}$ из отрезка $[1;5]$.

В статье изучим двухслойной нефтяной пласт, состоящий из следующих слоев:

- 1) нескрытый НП слой, толщиной 10 м, горизонтальная проницаемость $K_2 = 9,869 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$, вертикальная проницаемость $K_{2,верт} = 3,9476 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, глубина залегания 2 000–2 010 м;

2) ВП слой, толщиной 10 м, горизонтальная проницаемость — $K_1 = 9,869 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$, вертикальная проницаемость — $K_{1, \text{верт}} = 3,9476 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$, глубина залегания — 2 010,5–2 020,5 м.

Разнопроницаемые слои разделены глинистой перемычкой, толщиной 0,5 м с проницаемостью $K_{\text{пер}} = 9,869 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$. Низкопроницаемый слой и глинистая перемычка являются типичным случаем вертикальной застойной нефтяной зоны, которая образуется при различии проницаемостей слоев в 5 и более раз [17]. Поэтому НП слой и глинистая перемычка не вскрывались перфорацией. Остальные параметры пласта и насыщающих флюидов приведены в таблице 1.

Таблица 1. Параметры пласта

Table 1. Reservoir parameters

Параметр	Значение
Сжимаемость скелета породы, 1/Па	$5 \cdot 10^{-11}$
Начальная нефтенасыщенность $S_o = 1 - S_w$, д. ед.	0,8
Начальная водонасыщенность, д. ед.	0,2
Остаточные насыщенности $S_{wcr} = S_{owcr}$, д. ед.	0,2
Пористость, д. ед.	0,2
Начальное пластовое давление, МПа	20
Вязкости $\mu_w = \mu_o$, мПа*с	1
Сжимаемость воды, 1/Па	$5 \cdot 10^{-10}$
Объемный коэффициент воды, д. ед.	1,01
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1 000
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,1
Сжимаемость нефти, 1/Па	$1,5 \cdot 10^{-9}$
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	950
Размеры пласта по осям OX, OY, OZ, м	500×15×20,5

Создание синтетической фильтрационной модели

Для наглядного представления эволюции изменения нефтенасыщенности $S_o = 1 - S_w$ модель пласта mdl_OFP была взята двумерной в плоскости OXZ. Такого типа модели имеют следующие преимущества: наглядная детализация распределения фаз, возможность получения расчетов с высокой точностью, малое время расчетов. Размеры ячеек модели были взяты равными по осям OX, OY, OZ: 5,0×15,0×0,2 м, глинистая перемычка аппроксимировалась ячейками по осям OX, OY, OZ с размерами 5,0×15,0×0,1 м. Такая детализация позволила получить решение нефтенасыщенности S_o с точностью порядка 0,01. В левом конце пласта ($x=0$) размещена нагнетательная скважина NAG (с максимальным давлением нагнетания 45 МПа), а на правом конце ($x = 500$ м) — добывающая скважина DOB (минимальное забойное давление 5 МПа). В расчетах брался отчетный шаг 1 месяц, рав-

ный 30 суткам. Для получения решений (S_i, P_i) использовалась система уравнений модели Black Oil [18]. Гидродинамическое моделирование проводилось с помощью симулятора «ТНавигатор» [19–20]. Текст подобного типа моделей нефтяного пласта и подробное пояснение к созданию синтетических моделей описаны в [21].

Алгоритм циклического заводнения

Циклическое заводнение реализуется в периодической смене режимов работы скважин. Нами изучены следующие варианты разработки:

- Контрольный вариант стационарного заводнения (СЗ). На скважине NAG постоянная приемистость $10,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$, а на скважине DOB постоянный дебит жидкости $10 \text{ м}^3/\text{сут.}$;

- Вариант циклической закачки воды. На скважине DOB постоянный дебит жидкости $10 \text{ м}^3/\text{сут.}$, скважина NAG до 21-го месяца скважина работала с постоянной приемистостью $10,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$, а с 21-го месяца циклически по алгоритму:

- 1-й полуцикл форсирования закачки воды с приемистостью $21 \text{ м}^3/\text{сут.}$ В этот период давление растет быстрее в ВП слое и интенсифицируются вертикальные перетоки жидкости из ВП слоя в НП слой (длительность полуцикла — 1 месяц).

- 2-й полуцикл остановки. Давление снижается быстрее в ВП слое и интенсифицируются вертикальные перетоки флюидов из НП слоя в ВП слой (длительность полуцикла — 1 месяц).

В вариантах ЦЗ графики дебитов нефти осциллируют и при выводе дебиты усреднялись

$$q_{y,j} = (q_{o,j} + q_{o,j+1})/2,$$

где j — порядковый номер месяца, $q_{o,j}$ — исходный дебит нефти в j -й месяц. Расчет прекращался при достижении дебита нефти меньше $0,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Исследование влияния параметра α

Зафиксируем параметры $C_w = 0,5$, $\beta = 2$ и $C_o = 0,5$, а параметру α зададим целые значения из множества $\{1;2;3;4;5\}$. Результаты расчетов сведены в таблицу 2. Применяются обозначения: T_i — срок разработки, месяцев; $КИН_i$ — коэффициент извлечения нефти i -го варианта, д. ед.; функция эффективности циклического заводнения Eff

$$Eff = 100 * (Q_{цз} - Q_0)/Q_0, \quad (6)$$

где Q_i — накопленная добыча нефти, нижний индекс «0» означает стационарный вариант расчета, а нижний индекс «цз» — вариант циклического заводнения. Из таблицы следует, что в стационарном варианте с ростом α уменьшается КИН и время рентабельной эксплуатации T_0 , а в варианте ЦЗ увеличение α ведет к росту эффективности Eff и росту ΔT — разницы дли-

тельности рентабельной эксплуатации между вариантом ЦЗ и контрольным вариантом. Это объясняется следующими взаимосвязанными тенденциями:

- скорость капиллярной пропитки с ростом α , снижается, и вода слабее впитывается в НП слой; в контрольном варианте это ведет к увеличению остаточных запасов нефти, которые потенциально можно извлечь с помощью ЦЗ;
- в случае циклического заводнения увеличение степени α до 5 ведет к тому, что внедренная НП слой с помощью ЦЗ вода не успевает полностью впитаться и скапливается вблизи глинистой перемычки, а когда выполняется полуцикл остановки нагнетания, часть внедренной воды возвращается обратно в ВП слой, поэтому Eff при $\alpha = 5$ несколько меньше Eff при $\alpha = 4$.

Таблица 2. Результаты расчета эффективности ЦЗ при вариации параметра α
Table 2. The results of calculating the effectiveness of cyclic flooding with variation of the parameter α

α	КИН ₀	КИН _{ЦЗ}	Eff	T ₀	T _{ЦЗ}	$\Delta T = T_{ЦЗ} - T_0$
1	0,494	0,507	2,8	136	147	11
2	0,461	0,499	8,3	136	167	31
3	0,403	0,466	15,5	83	148	65
4	0,382	0,446	16,9	64	135	71
5	0,371	0,433	16,8	52	126	74

Высокая скорость пропитки низкопроницаемого слоя при $\alpha = 1$ ведет к низкой величине Eff(α). На рисунке 1 продемонстрировано распределение нефтенасыщенности S_o на конец разработки в случае стационарного заводнения при $\alpha = 1$. Показано, что вода за счет противоточной капиллярной пропитки достаточно эффективно пропитывает НП слой. На рисунке нет нефтенасыщенностей, больших 0,66. Для сравнения на рисунке 2 приведено распределение нефтенасыщенности S_o на конец разработки в варианте ЦЗ с $\alpha = 5$. Из рисунка видно, что НП слой слабо вырабатывается и со смещением к добывающей скважине сформирована обширная чисто нефтяная невырабатываемая застойная зона. Отметим, что при $\alpha \geq 3$ эффективность циклического заводнения довольно высокая (больше 15 %), что связано с благоприятными условиями для ЦЗ: малая вязкость нефти, большие перепады давления, длительные периоды между сменами режимов.

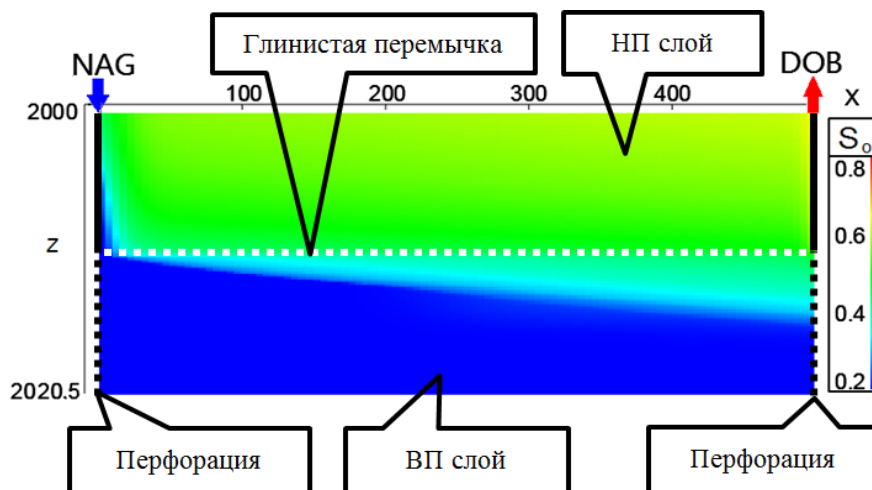


Рис. 1. Распределение S_o в варианте стационарного заводнения при $C_o = 0,5$, $\beta = 2$, $C_w = 0,5$, $\alpha = 1$ на конец разработки

Fig. 1. Distribution of S_o in the stationary flooding variant with $C_o = 0.5$, $\beta = 2$, $C_w = 0.5$, $\alpha = 1$ at the end of development

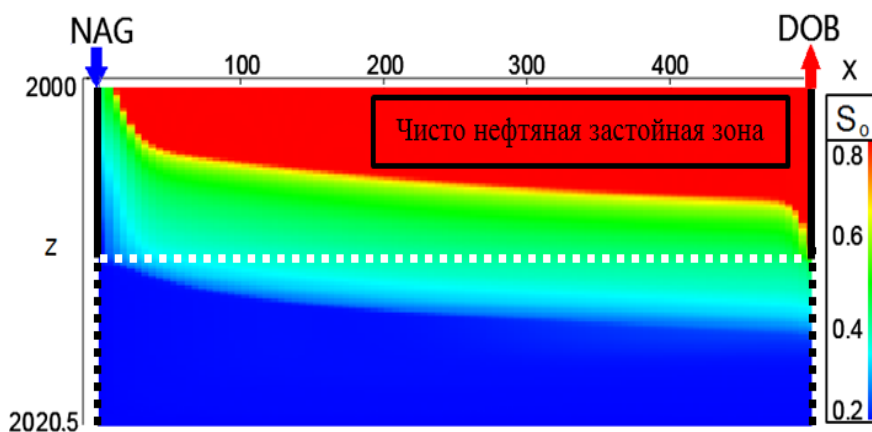


Рис. 2. Итоговое распределение S_o в варианте ЦЗ при $C_o = 0,5$, $\beta = 2$, $C_w = 0,5$, $\alpha = 5$

Fig. 2. The resulting distribution of S_o in the variant of cyclic flooding with $C_o = 0.5$, $\beta = 2$, $C_w = 0.5$, $\alpha = 5$

Наглядное представление динамики изменения КИН приведено на рисунке 3. Из него и таблицы 2 видно, что при $\alpha = 1$ циклическое заводнение малоэффективно.

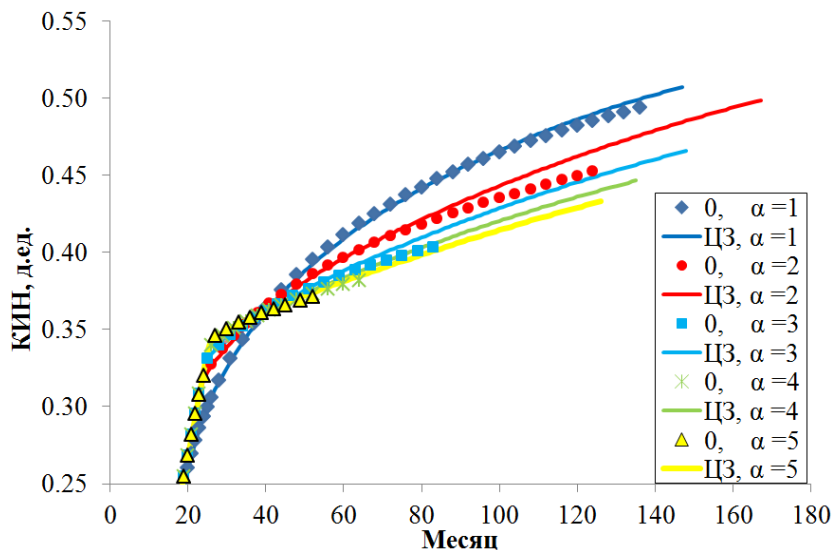


Рис. 3. Графики изменения величины КИН с разными значениями α и $C_o = 0,5$, $\beta = 2$, $C_w = 0,5$

Fig. 3. Graphs of changes in the value of the oil recovery coefficient with different values α and $C_o = 0.5$, $\beta = 2$, $C_w = 0.5$

На рисунке 4 представлены дебиты нефти (в вариантах ЦЗ выведены усредненные дебиты q_y) для разных расчетных вариантов при вариации параметра α . График наглядно демонстрирует влияние пропитки низкопроницаемого слоя на характеристики разработки. В варианте с $\alpha = 1$ вода на добывающую скважину приходит раньше, чем в других вариантах, и снижение дебита нефти происходит более плавно. В расчетах с $\alpha = 5$ приход воды на добывающую скважину происходит позже, чем в других вариантах, однако падение дебита самое резкое. Влияние ЦЗ, по сравнению с вариантами стационарного заводнения, в основном проявляется в снижении скорости уменьшения дебитов нефти, что ведет к продлению периода рентабельной эксплуатации.

Исследование влияния параметра C_w

Зададим $C_o = 0,5$, $\beta = 2$, $\alpha = 2$, а C_w будем задавать значения из множества $\{0,25; 0,5; 0,75; 1\}$. Результаты расчетов с этими параметрами сведены в таблицу 3. Из нее следует, что с ростом C_w при стационарном заводнении увеличивается КИН и время рентабельной разработки. При циклическом заводнении рост C_w приводит к уменьшению эффективности циклического заводнения Eff и уменьшению ΔT . Это объясняется тем, что с ростом C_w скорость пропитки НП слоя увеличивается, что уменьшает остаточные запасы нефти, которые потенциально можно извлечь с помощью ЦЗ.

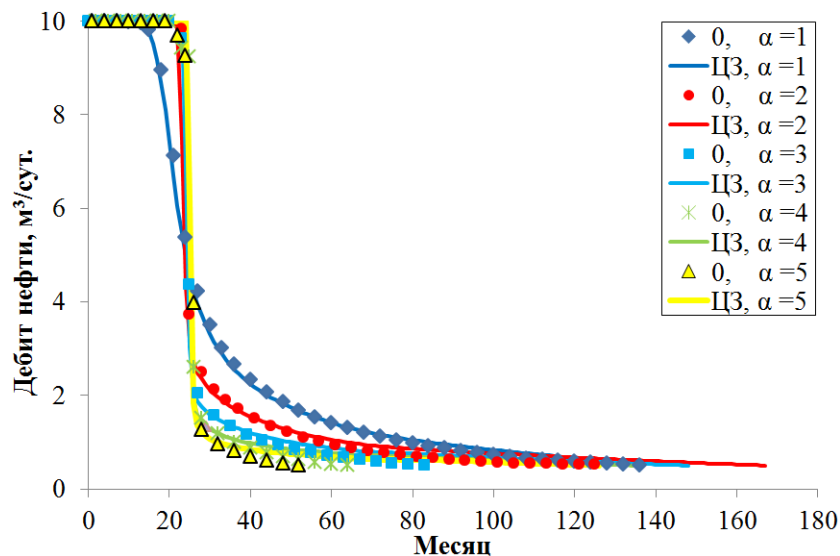


Рис. 4. Графики дебитов нефти с разными значениями параметра α и $C_o=0,5, \beta=2, C_w=0,5$

Fig. 4. Graphs of oil flow rates with different values of the parameter α and $C_o=0.5, \beta=2, C_w=0.5$

Таблица 3. Результаты расчета эффективности ЦЗ при вариации параметра C_w
Table 3. The results of calculating the effectiveness of cyclic flooding with variation of the parameter C_w

C_w	КИН ₀	КИН _{ЦЗ}	Eff	T_0	$T_{ЦЗ}$	$\Delta T = T_{ЦЗ} - T_0$
0,25	0,451	0,499	10,6	116	152	36
0,5	0,461	0,499	8,3	136	167	31
0,75	0,470	0,493	4,9	153	167	14
1	0,468	0,485	3,6	155	165	10

Графики КИН для разных вариантов значений параметра C_w приведены на рисунке 5. Из таблицы 3 и графика 5 следует, что при C_w больших 0,7 циклическое заводнение малоэффективно.

На рисунке 6 выведены графики дебитов нефти для разных расчетных вариантов при вариации параметра C_w . График наглядно показывает отличие влияния C_w от влияния α . Если степень α влияет на процессы пропитки глобально, то множитель C_w воздействует на пропитку слабее и графики дебитов расположены кучнее, чем на рисунке 4. Циклическая закачка воды начинает заметно сказываться на графиках КИН и дебитах нефти приблизительно с 45-го месяца разработки.

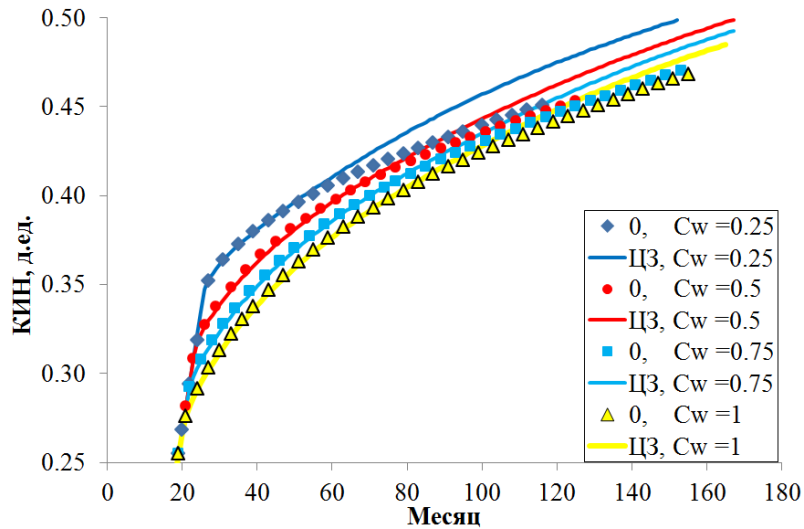


Рис. 5. Графики изменения величины КИН, вариация параметра C_w и при $\beta = 2$, $C_o = 0,5$, $\alpha = 2$
Fig. 5. Graphs of changes in the magnitude of oil recovery rate, variation of the parameter C_w and at $\beta = 2$, $C_o = 0,5$, $\alpha = 2$

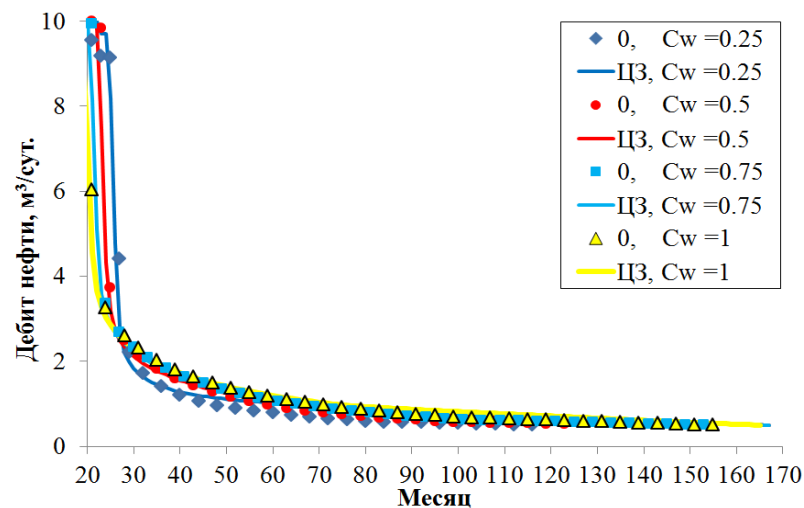


Рис. 6. Графики дебитов нефти, вариация параметра C_w и при $\beta = 2$, $C_o = 0,5$, $\alpha = 2$
Fig. 6. Graphs of oil flow rates, variation of the parameter C_w and at $\beta = 2$, $C_o = 0,5$, $\alpha = 2$

На рисунке 7 выведено распределение нефтенасыщенности $S_o = 1 - S_w$ на конец разработки в случае циклического заводнения при $C_w = 0,25$. Если сравнить этот рисунок с рисунком 2, то видно, что на них обоих присутствуют чисто нефтяные невырабатываемые застойные зоны, однако конфигурации и размеры этих зон отличаются. На рисунке 7 застойная зона

меньше застойной зоны с рисунка 2. В то же время переходная водонефтяная зона на рисунке 7 больше, что говорит о более интенсивной работе противоточной капиллярной пропитки, которая размывает и впитывает внедренную в низкопроницаемый слой воду.

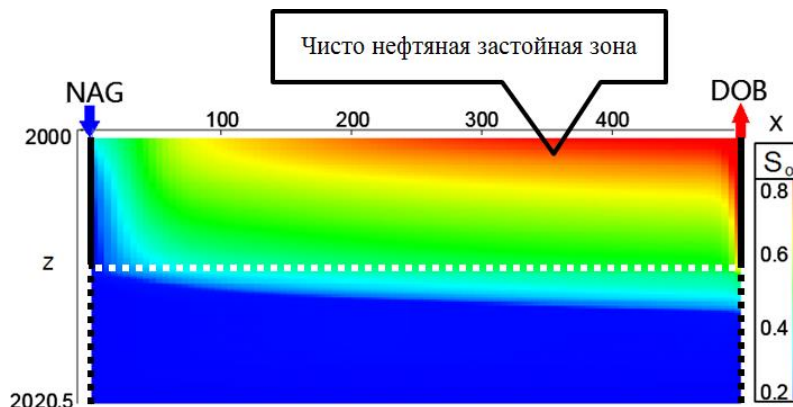


Рис. 7. Итоговое распределение S_o в варианте ЦЗ при $C_w = 0,25$, $\beta = 2$, $C_o = 0,5$, $\alpha = 2$
Fig. 7. The resulting distribution of S_o in the variant of cyclic flooding with $C_o = 0.25$,
 $\beta = 2$, $C_o = 0.5$, $\alpha = 2$

Исследование влияния параметра β

Зададим параметры $C_w = 0,5$, $\alpha = 2$ и $C_o = 0,5$, а показателю степени β зададим значения из множества $\{1;2;3;4;5\}$. Результаты расчетов полученных вариантов показаны в таблице 4. Из таблицы следует, что с ростом β при стационарном заводнении уменьшается КИН₀ и время рентабельной разработки T_0 . При циклическом заводнении увеличение β ведет к росту эффективности циклического заводнения Eff и росту ΔT . На величину нефтеотдачи величина β влияет сильнее, чем параметр α .

Таблица 4. Сводка расчетов вариантов при вариации β
Table 4. Summary of calculations of variants with variation β

β	КИН ₀	КИН _{цз}	Eff	T_0	$T_{цз}$	$\Delta T = T_{цз} - T_0$
1	0,517	0,538	3,9	156	168	12
2	0,461	0,499	8,3	136	167	31
3	0,394	0,440	11,6	116	157	41
4	0,342	0,388	13,4	98	140	42
5	0,307	0,347	13,1	90	124	34

На рисунке 8 выведено распределение нефтенасыщенности на конец разработки в случае ЦЗ при $\beta = 5$. Это изображение сильно отличается от распределений S_o на рисунках 1 и 2. На рисунке 8 сформирована большая

водонефтяная зона в ВП слое. Причина формирования этой зоны заключается в падении скорости фильтрации нефти \vec{v}_o при $\beta > 3$ и значениях $S_o < 0,5$, которая определяется формулой (1). В результате скорость движения нефти от нагнетательной скважины к добывающей скважине сильно уменьшается и для выработки ВП слоя требуется длительное время разработки. Это приводит к формированию дополнительных остаточных запасов нефти, которые потенциально можно извлечь с помощью ЦЗ.

На рисунке 9 представлены графики КИН, полученные при вариации степени β . Показано «ступенчатое» изменение КИН и сроков рентабельной разработки. Рост β действует аналогично увеличению остаточной нефтенасыщенности S_{owcr} и уменьшает КИН.

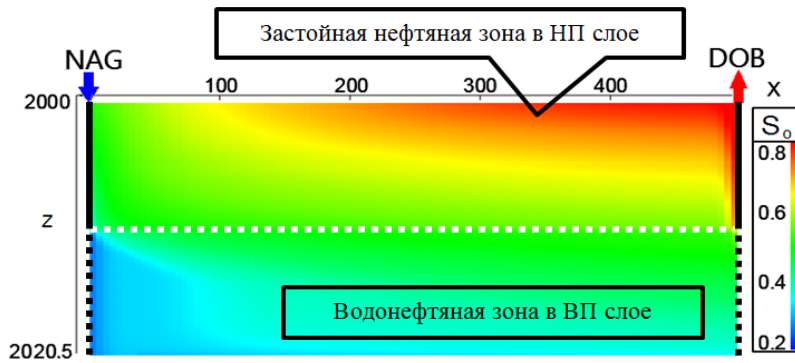


Рис. 8. Распределение S_o в варианте ЦЗ при $C_w = 0,5$, $\alpha = 2$, $C_o = 0,5$, $\beta = 5$ на конец разработки
Fig. 8. Distribution of S_o in the cyclic flooding variant with $C_w = 0.5$, $\alpha = 2$, $C_o = 0.5$, $\beta = 5$ at the end of development

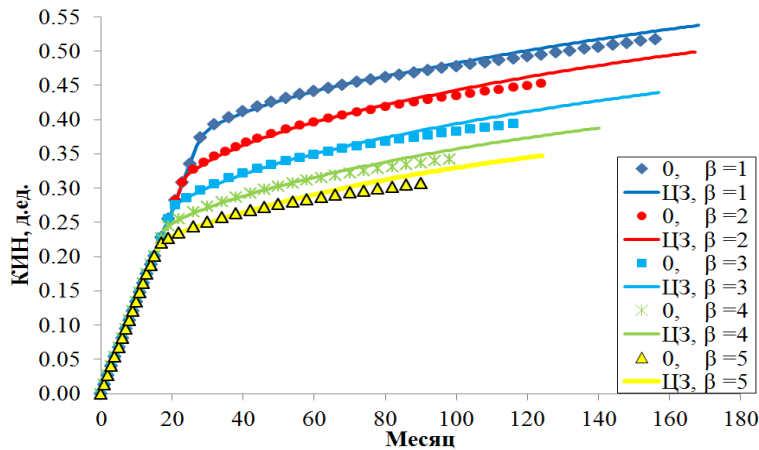


Рис. 9. Графики изменения величины КИН в вариантах с разными значениями β и $C_w = 0,5$, $\alpha = 2$, $C_o = 0,5$
Fig. 9. Graphs of changes in the value of the oil recovery coefficient in variants with different values β and $C_w = 0.5$, $\alpha = 2$, $C_o = 0.5$

На рисунке 10 показаны графики дебитов нефти расчетных вариантов с разными β . Видим, что рост β ускоряет приход воды на добывающую скважину и увеличивает скорость уменьшения дебита нефти. Циклическая закачка воды замедляет падение нефтяных дебитов.

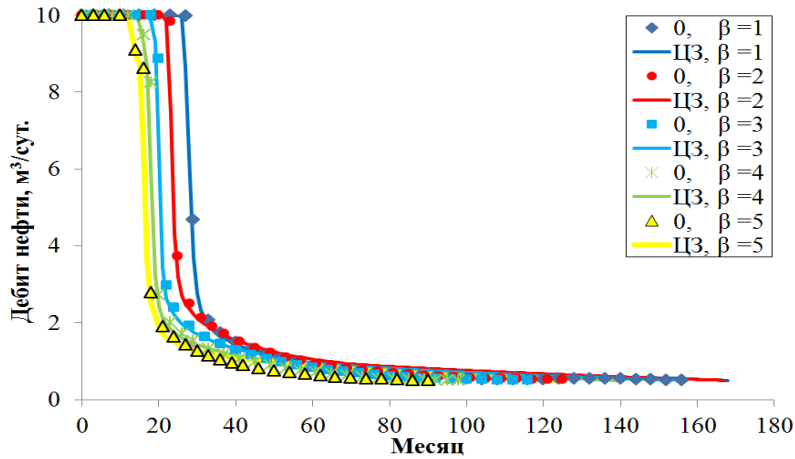


Рис. 10. Графики дебитов нефти в вариантах с разными значениями β и $C_w = 0,5$, $\alpha = 2$, $C_o = 0,5$

Fig. 10. Graphs of oil flow rates in variants with different values β and $C_w = 0.5$, $\alpha = 2$, $C_o = 0.5$

Исследование влияния параметра C_o

Зададим $C_w = 0,5$, $\beta = 2$, $\alpha = 2$, а значение C_o будем задавать из множества $\{0,25;0,5;0,75;1\}$. Результаты расчетов с этими параметрами сведены в таблицу 5. Из таблицы следует, что с ростом C_o при стационарном заводнении увеличивается КИН₀ и время рентабельной разработки T_0 . Рост C_o в варианте ЦЗ ведет к уменьшению эффективности Eff и уменьшению разницы ΔT . На рисунке 11 даны графики КИН, полученные при вариации C_o . Показано «ступенчатое» изменение КИН и сроков рентабельной разработки, как на рисунке 9 (вариация β). Таким образом, уменьшение C_o действует подобно увеличению степени β . Рисунок 12 демонстрирует изменение дебитов нефти при вариации параметра C_o . Он схож с рисунком 10 (вариация β), но графики дебитов расположены кучнее.

Таблица 5. Результаты расчета эффективности ЦЗ при вариации параметра C_o

Table 5. The results of calculating the effectiveness of cyclic flooding with a variation of the C_o parameter

C_o	КИН ₀	КИН _{ЦЗ}	Eff	T_0	$T_{ЦЗ}$	$\Delta T = T_{ЦЗ} - T_0$
0,25	0,405	0,455	12,2	116	166	50
0,5	0,461	0,499	8,3	136	167	31
0,75	0,478	0,519	8,6	129	165	36
1	0,501	0,534	6,5	142	167	25

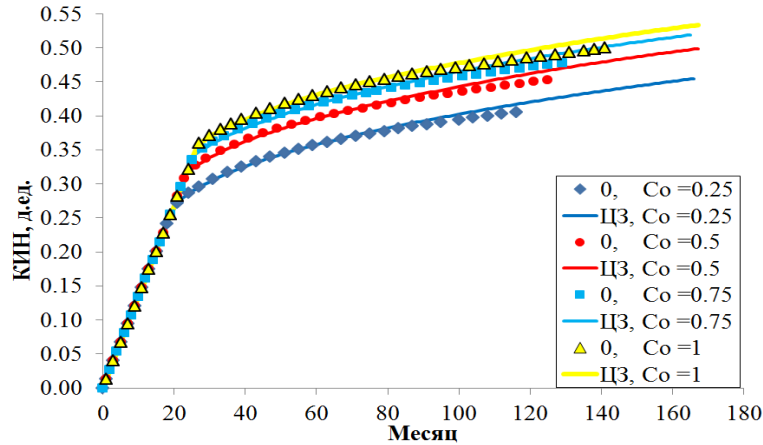


Рис. 11. Графики изменения величины КИН в вариантах с разными значениями C_o и при $C_w = 0,5$, $\alpha = 2$, $\beta = 2$

Fig. 11. Graphs of changes in the value of the oil recovery coefficient in variants with different values C_o and with $C_w = 0.5$, $\alpha = 2$, $\beta = 2$

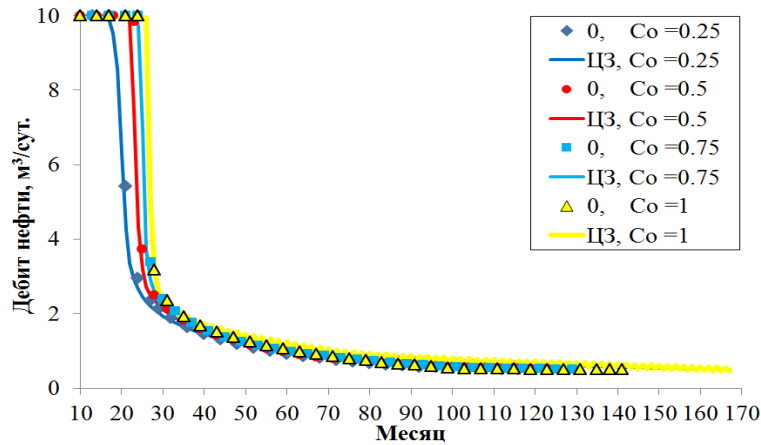


Рис. 12. Графики дебитов нефти в вариантах с вариацией C_o и при $C_w = 0,5$, $\alpha = 2$, $\beta = 2$

Fig. 12. Graphs of oil flow rates in variants with a variation of C_o and with $C_w = 0.5$, $\alpha = 2$, $\beta = 2$

На рисунке 13 выведено двумерное распределение нефтенасыщенности S_o на конец разработки в случае циклической закачки воды при $C_o = 0,25$. Этот рисунок имеет небольшое сходство с рисунком 8 (вариация β). Показаны две водонефтяные зоны в разнопроницаемых слоях. Механизм формирования водонефтяной зоны в высокопроницаемом слое такой же, как в серии с вариацией β , но при вариации C_o водонефтяная зона в ВП слое существенно меньше. В низкопроницаемом слое присутствует только водонефтяная зона и, в отличие от изображения на рисунке 8, чисто нефтяной зоны в НП слое нет.

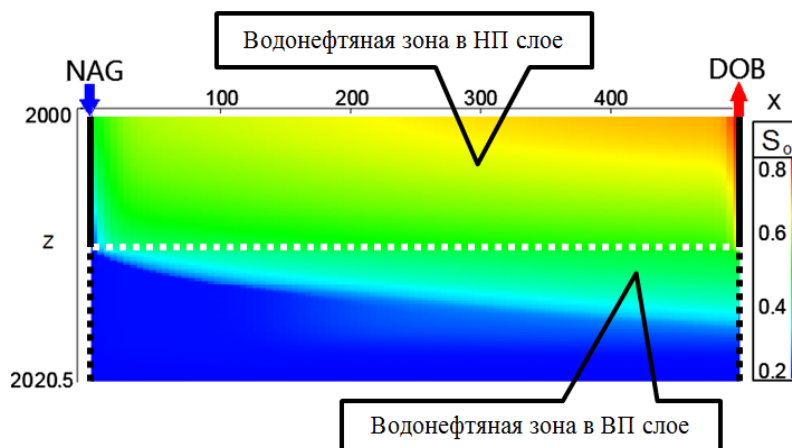


Рис. 13. Нефтенасыщенность S_o в варианте ЦЗ при $C_w = 0,5$, $\alpha = 2$, $C_o = 0,25$, $\beta = 2$ на конец разработки
Fig. 13. Oil saturation of S_o in the cyclic flooding variant with $C_w = 0.5$, $\alpha = 2$, $C_o = 0.25$, $\beta = 2$ at the end of development

Выводы

Расчеты влияния параметров C_w , α , C_o , и β на циклическое заводнение подтвердили, что функции ОФП определяют конфигурацию распределения нефтенасыщенности и поэтому сильно влияют на эффективность циклического заводнения. При уменьшении C_w и/или C_o , увеличении α и/или β эффективность циклического заводнения растет. Таким образом, при составлении программ ЦЗ необходимо учитывать вид функций ОФП. Это позволит априори оценить влияние изменения режимов работы скважин на ряд параметров разработки и определить необходимость проведения мероприятий циклической закачки воды.

Конфликт интересов. Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.
Conflict of interests. The author declares no conflicts of interest.

Список источников

1. Сургучёв М. Л. Об увеличении нефтеотдачи неоднородных пластов. *Труды ВНИИ*. 1959;(19):102–110.
2. Владимирова И. В., Горобец Е. А., Литвин В. В., Васильев В. В., Хальзов А. А. Особенности применения циклического заводнения на недонасыщенных нефтью коллекторах (на примере пластов ПК-13 Самотлорского месторождения). *Нефтепромысловое дело*. 2008;(10):25–31.
3. Захарова Н. П., Алымова Т. И., Решетникова А. В., Малышев Г. А. Анализ результатов применения технологии нестационарного воздействия на Родниковом месторождении. *Нефтяное хозяйство*. 2008;(12):58–62.
4. Чалов С. В., Поплыгин В. В. О применении циклического заводнения на нефтяном месторождении. *Вестник Пермского государственного технического университета. Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело*. 2010;9(5):65–69.

5. Рустамов И. Ф., Хальзов А. А., Лепихин В. А., Фатхслимов М. А. Оценка эффективности циклического заводнения в разнородных коллекторах Росташинского месторождения. *Нефтепромысловое дело*. 2013;(3):66–70.
6. Яртиев А. Ф., Хабибрахманов А. Г., Подалалов В. Б., Бакиров А. И. Циклическое заводнение бобриковского горизонта Сабанчинского нефтяного месторождения. *Нефтяное хозяйство*. 2017;(3):85–87. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-3-85-87>
7. Сидельников К. А., Цепелев В. П. Комплексный подход к управлению циклическим заводнением на месторождениях ОАО "Удмуртнефть". *Нефтяное хозяйство*. 2018; (6):112–116. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-112-116>
8. Казанцев П. Ю., Левкович С. В., Копытов А. Г., Левитина Е. Е. Опыт применения нестационарного заводнения на примере пластов Викуловской (ВК) и Тюменской (ЮК) свит. *Территория «НЕФТЕГАЗ»*. 2023;(1–2):34–38.
9. Guo F. J., Hu Q. H., Wang L., Wang S. F., Zhao Y. Z., Tao Y. Y. Study on Cyclic Water Injection Optimization of Wumishan Carbonate Reservoir in Renqiu. *In International Field Exploration and Development Conference*. 2023:402–411. Singapore: Springer Nature Singapore.
10. Wyckoff R. D., Botset H. F. The flow of gas-liquid mixtures through unconsolidated sands. *Physics*. 1936;7(9):325–345.
11. Whitaker S. Flow in porous media I: A theoretical derivation of Darcy's law. *Transport in Porous Media*. 1986;1(1):3–25.
12. Schäfer G., di Chiara Roupert, R., Alizadeh, A. H., Piri, M. On the prediction of three-phase relative permeabilities using two-phase constitutive relationships. *Advances in Water Resources*. 2020;(145):103731. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2020.103731>
13. Шурунов А. В. Определение параметров зависимостей относительных фазовых проницаемостей с помощью гидродинамических исследований скважин и численного моделирования для низкопроницаемого терригенного коллектора. *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2025;16(1):24–33. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.05>
14. Leverett M. Capillary behavior in porous solids. *Transactions of the AIME*. 1941;142(01):152–169.
15. Антонцев С. Н., Монахов В. Н. Об общей квазилинейной модели фильтрации несмешивающихся жидкостей. *Динамика сплошной среды*. 1969;(3):5–17.
16. *Развитие исследований по теории фильтрации в СССР (1917–1967)*. Москва: Наука; 1969. 546 с.
17. *Химия и химическая технология. Справочник химика*. – URL: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/>(дата обращения: 20.09.2025)
18. Азиз Х., Сеттари Э. *Математическое моделирование пластовых систем*. Москва: Недра; 1982. 408 с.
19. *tNavigator 18.2 симулятор: справочное руководство*. Москва: RFD; 2018. 2524 с.
20. Александров В. М., Телегин. И. Г. *Моделирование циклического заводнения нефтяных залежей с помощью симулятора «tНавигатор»*. Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2024. 191 с.

References

1. Surguchev M. L. Ob uvelichenii nefteotdachi neodnorodnykh plastov. *Trudy VNI*. 1959;(19):102–110. (In Russ.).
2. Vladimirov I. V., Gorobets E. A., Litvin V. V., Vasil'ev V. V., KHal'zov A. A. Osobennosti primeneniya tsiklichesкого заводneniya na nedonasy-shchennykh nef'tyu kollektorakh (na primere plastov PK-13 Samotlorskogo mesto-rozhdeniya). *Oil-field engineering*. 2008;(10):25–31. (In Russ.).

3. Zakharova N. P., Alymova T. I., Reshetnikova A.V., Malyshev G. A. The analysis of application of non-stationary action technology at Rodnikovoye field. *Oil industry*. 2008;(12):58–62. (In Russ.).
5. Rustamov I. F., Khalzov A. A., Lepikhin V. A., Fatkhislamov M. A. Assessment of efficiency of cyclic water-flooding in heterogeneous collectors of Rostashinsky oil field. *Oilfield engineering*. 2013;(3):66–70. (In Russ.).
6. Yartiev A. F., Khabibrakhmanov A. G., Podavalov V. B., Bakirov A. I. Cyclic water flooding of bobric formation at Sabanchinskoye field. *Oil industry*. 2017; (3):85–87. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-3-85-87>
7. Sidelnikov K. A., Tsepelev V. P. Integrated cyclic waterflooding management in the oil fields of UDMURTNEFT OJSC. *Oil industry*. 2018;(6):112–116. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-112-116>
8. Kazantsev P. Yu., Levkovich S. V., Kopytov A. G., Levitina E. E. Experience with non-stationary waterflooding in the Vikulovskaya (VK) and Tyumen (YUK) formations. *Oil and Gas Territory*. 2023;(1–2):34–38. (In Russ.).
9. Guo F. J., Hu O. H., Wang L., Wang S. F., Zhao Y. Z., Tao Y. Y. Study on Cyclic Water Injection Optimization of Wumishan Carbonate Reservoir in Renqiu. In *International Field Exploration and Development Conference*. 2023:402–411. Singapore: Springer Nature Singapore.
10. Wyckoff R. D., Botset H. F. The flow of gas-liquid mixtures through unconsolidated sands. *Physics*. 1936;7(9):325–345.
11. Whitaker S. Flow in porous media I: A theoretical derivation of Darcy's law. *Transport in Porous Media*. 1986;1(1):3–25.
12. Schäfer G., di Chiara Roupert R., Alizadeh A. H., Piri M. On the prediction of three-phase relative permeabilities using two-phase constitutive relationships. *Advances in Water Resources*. 2020;(145):103731. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2020.103731>
13. Shurunov A.V. Determination of dependence parameters of relative phase permeabilities using well testing and numerical modeling for a low-permeability terrigenous reservoir. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025;16(1):24–33. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.05>
14. Leverett M. Capillary behavior in porous solids. *Transactions of the AIME*. 1941;142(01):152–169.
15. Antontsev S. N., Monakhov V. N. Ob obshchey kvazilineynoy modeli fil'tratsii nesmeshivayushchikhsya zhidkostey. *Dinamika sploshnoy sredy*. 1969;(3):5–17.
17. Khimiya i khimicheskaya tekhnologiya. Spravochnik khimika. (In Russ.). URL: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/>
18. Aziz K., Settari A. *Petroleum reservoir simulation*. 1979. Applied Science Publishers, 476.
19. *tNavigator 18.2 simulator: spravochnoe rukovodstvo*. (2018). Moscow, RFD; 2018. (In Russ.).
20. Alexandrov V. M., Telegin I. G. *Modeling of Cyclic Flooding of Oil Deposits Using the tNavigator Simulator*. Tyumen: Industrial University of Tyumen; 2024. (In Russ.).

Информация об авторе / Information about the author

<p>Телегин Игорь Григорьевич, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, teleginig@tyuiu.ru</p>	<p>Igor G. Telegin, Candidate of Physics and Mathematics Sciences, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, teleginig@tyuiu.ru</p>
--	--

Поступила в редакцию / Received 10.04.2025

Поступила после рецензирования / Revised 05.06.2025

Принята к публикации / Accepted 01.08.2025