

Научная статья / Original research article
УДК 622.276
DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-4-117-131>
EDN: REZVZY



Анализ циклического заводнения слоистых нефтяных пластов

И. Г. Телегин

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация
teleginig@tyuiu.ru

Аннотация. Западная Сибирь — важный нефтедобывающий регион Российской Федерации. Текущие запасы составляют примерно 4,88 млрд т. В последние несколько лет появилась тенденция снижения годовой добычи нефти, что объясняется ухудшением сырьевой базы и ростом обводнения продукции. К настоящему времени доля воды в объеме добываемой из нефтяных скважин жидкости достигла примерно 90 %. В связи с этим важное значение приобретает создание новых и изучение уже известных методов увеличения нефтеотдачи. В статье исследуются особенности одного из методов увеличения нефтеотдачи — циклического заводнения слоистых нефтяных пластов. Для этого строится синтетическая двумерная двухфазная модель многослойного пласта со слабопроницаемыми перемычками между слоями. Цель работы — изучить влияние циклического заводнения на структуру распределения нефтенасыщенности в многослойном пласте. Определена величина дополнительной добычи нефти ΔQ при использовании циклической закачки воды в зависимости от количества (расчлененности K_p) и расположения слоев в нефтяном пласте. Результатом исследования является численное моделирование и анализ разных вариантов разработки нефтяных слоев с разным расположением разнопроницаемых слоев относительно друг друга. Полученные результаты можно использовать при составлении программ циклического заводнения. Показаны примеры с большой величиной дополнительной добычи нефти и с малой величиной ΔQ , что позволит выбрать именно те участки, которые могут дать большую дополнительную добычу нефти. Проведенное исследование позволяет отнести геологический пласт к одной из трех групп по характеру расположения разнопроницаемых слоев относительно друг друга. Первая — низкопроницаемые слои над высокопроницаемыми слоями, вторая — высокопроницаемые слои над низкопроницаемыми и третья — комбинация перемешанных разнопроницаемых слоев. Увеличение параметра расчлененности K_p для первой и второй групп уменьшает эффективность циклического заводнения. Для третьей группы циклическое заводнение будет эффективнее, если низкопроницаемые слои образуют единый массив. Перемешивание разнопроницаемых слоев уменьшает величину дополнительной добычи от циклического заводнения. Эффективность циклической разработки наибольшая при $K_p = 2$.

Ключевые слова: циклическое заводнение, расчлененность, капиллярное давление, нефтяная застойная зона, противоточная капиллярная пропитка

Для цитирования: Телегин И. Г. Анализ циклического заводнения слоистых нефтяных пластов. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(4):117–131. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-4-117-131> EDN: REZVZY

Analysis of cyclic flooding of layered oil reservoirs

Igor G. Telegin

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation
teleginig@tyuiu.ru

Abstract. Western Siberia is an important oil-producing region of the Russian Federation, with current oil reserves estimated at approximately 4.88 billion tons. In recent years, annual oil production has declined due to a deteriorating resource base and increasing water cut. Water now accounts for about 90% of the total fluid produced from oil wells. In this regard, it is important to develop and evaluate new enhanced oil recovery methods. This article examines cyclic waterflooding as an enhanced oil recovery method for layered oil reservoirs. The author develops a synthetic two-dimensional, two-phase model of a multilayer reservoir with low-permeability barriers between the layers. This work aims to determine how cyclic water injection impacts the distribution of oil saturation in multilayer reservoirs. The author calculates the incremental oil production, ΔQ , for different numbers and arrangements of layers with different permeability. The researcher then compares several development scenarios using numerical simulation. The results show that cyclic waterflooding can provide substantially different incremental oil production depending on the arrangement of high- and low-permeability layers. These results can help identify reservoir intervals with the greatest potential for incremental oil production and support the design of cyclic waterflooding programs. The article identifies three reservoir types based on layer arrangement. The first type has low-permeability layers above high-permeability layers. The second type has high-permeability layers above low-permeability layers. The third type consists of interlayered high- and low-permeability units. Increasing the degree of layering, denoted as K_r , reduces the efficiency of cyclic waterflooding in the first and second types. For the third type, cyclic waterflooding becomes more effective when the low-permeability layers form a continuous unit. Mixing layers with different permeability tends to decrease the incremental oil production from cyclic waterflooding. The highest efficiency occurs at $K_r=2$.

Keywords: cyclic flooding, layering, capillary pressure, oil stagnation zone, countercurrent capillary imbibition

For citation: Telegin I. G. Analysis of cyclic flooding of layered oil formations. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(4):117–131. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-4-117-131>

Введение

Скорость фильтрации воды и нефти в пласте подчиняется обобщенному закону Дарси [1]

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

где $\vec{v}_i$ — скорость фильтрации i -й фазы, $K(x, y, z)$ — тензор проницаемости коллектора, μ_i — динамическая вязкость, $k_i(S_w)$ — относительные фазовые проницаемости (ОФП) [2], $p_i(x, y, z)$ — давление, $\vec{g}$ — вектор ускорения свободного падения, $\rho_i(p_i)$ — плотность, $0 \leq S_i \leq 1$ — насыщенности фаз, нижний индекс «о» — обозначает нефть, а «w» — воду. Разница давлений в фазах определяет величину капиллярного давления $P_c(S_w)$ [3]

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

где γ — поверхностное натяжение между фазами, θ — краевой угол смачивания, $j(S_w)$ — функция Леверетта, m — пористость. Капиллярное давление задает особенности капиллярной пропитки.

Из формулы (1) видно, что скорость фильтрации прямо пропорциональна проницаемости. Поэтому в низкопроницаемых слоях (Н-слоях) скорость фильтрации ниже, чем в высокопроницаемых слоях (В-слоях). Как показывает промысловый опыт, если нефтяной пласт состоит из двух слоев, разделенных глинистой перемычкой, и проницаемости слоев различаются в 5 и более раз, то в Н-слой вода почти не поступает [4] и нефть формирует в нем застойную зону. Циклическое заводнение (ЦЗ) направлено на вовлечение в разработку подобных застойных зон. ЦЗ осуществляется периодической сменой режимов работы скважин [5–9]. Изучим ЦЗ только нагнетательными скважинами. Такое циклическое воздействие состоит из двух полуциклов: первый полуцикл — остановка закачки воды нагнетательными скважинами. В этот полуцикл давление снижается быстрее в В-слое и флюиды начинают перетекать из Н-слоя в В-слой. Таким образом, в высокопроницаемый слой поступает нефть из застойной зоны низкопроницаемого слоя. Второй полуцикл — форсирование закачки воды, в нем давление растет быстрее в В-слое и флюиды внедряются из В-слоя в Н-слой. Поскольку высокопроницаемый слой промыт водой, то в низкопроницаемый слой в основном поступает вода, а из низкопроницаемого слоя поступает смесь нефти и воды. Капиллярная пропитка распределяет воду по всему низкопроницаемому слою.

Лабораторные исследования ЦЗ проводились в СССР и США [10–15]. В этих исследованиях модели пластов брались в виде двух слоев с разными проницаемостями. Руководящие документы и методические руководства тоже рассматривали только двухслойные нефтяные пласты. Специальных лабораторных исследований влияния расчлененности K_p на ЦЗ не выполнялось.

Создание фильтрационной модели пласта

Изучим синтетическую модель двумерного в плоскости OXZ нефтяного пласта, состоящего из нескольких слоев с проницаемостями $K_1 > K_2$. Каждый слой отделен от другого слоя глинистой малопроницаемой перемычкой. Размеры моделируемого пласта возьмем равными $500 \times 10 \times 20,5$ м. В левом конце пласта поместим нагнетательную скважину INJ, а на правом конце — добывающую скважину PROD. Параметры пласта приведены в таблице 1.

Для получения решения будем использовать двухфазную модель black oil с компонентами вода и нефть [16]. Функции относительных фазовых проницаемостей воды, нефти и капиллярного давления брались в виде

$$k_w(S_w) = \begin{cases} 0, S_w \leq 0,2; \\ (S_w - 0,2)^2, S_w > 0,2; \end{cases}$$

$$k_o(S_w) = \begin{cases} 0, S_w \geq 0,8; \\ (1 - S_w)^2, S_w < 0,8; \end{cases}$$

$$P_c(S_w) = \begin{cases} 0, S_w \geq 0,8; \\ 0,4 \cdot (0,8 - S_w)^3, S_w < 0,8, \end{cases} \quad \text{МПа.}$$

Размеры ячеек расчетной сетки были взяты равными соответственно по осям ОХ, ОУ, ОZ: 5,0×10,0×0,2 м (для глинистой перемычки высота ячеек была взята равной 0,1 м). Такая расчетная сетка позволила уменьшить погрешность аппроксимации до 1 % от решения. При численном моделировании использовался симулятор «тНавигатор» [17, 18].

Таблица 1. Параметры пласта и флюидов синтетической гидродинамической модели

Table 1. Reservoir and fluid properties of the synthetic hydrodynamic model

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
Вязкость воды и нефти, мПа*с	1
Сжимаемость воды, 1/Па	$5 \cdot 10^{-10}$
Объемный коэффициент воды B_w , д. ед.	1,01
Плотность воды в поверхностных условиях ρ_w , кг/м ³	1 050
Объемный коэффициент нефти B_o , д. ед.	1,1
Сжимаемость нефти, 1/Па	$1,5 \cdot 10^{-9}$
Плотность нефти в поверхностных условиях ρ_o , кг/м ³	800
Параметр В-слоев	
Проницаемость горизонтальная K_1 , м ²	$9,869 \cdot 10^{-14}$
Вертикальная проницаемость, м ²	$3,9476 \cdot 10^{-14}$
Суммарная толщина h_1 , м	10,0
Параметр Н-слоев	
Проницаемость горизонтальная K_2 , м ²	$9,869 \cdot 10^{-16}$
Вертикальная проницаемость, м ²	$3,9476 \cdot 10^{-15}$
Суммарная толщина h_2 , м	10,0
Параметр проницаемой перемычки между слоями	
Проницаемость $K_{пер}$, м ²	$9,869 \cdot 10^{-16}$
Толщина $h_{пер}$, м	0,5

Расчетные варианты

Всего было рассчитано 44 расчетных варианта, для различения которых использовалось правило именований вариантов, позволившее в названии варианта показать его геологические особенности. Вначале в названии записывались буквы «В» или «Н», буква «В» обозначала высокопроницаемый слой, а буква «Н» — низкопроницаемый слой. Нумерация слоев осу-

шествовала сверху вниз. При этом полагалось постоянство запасов нефти в разнопроницаемых частях пласта во всех вариантах. Последняя буква в названии варианта: «с» — базовый вариант стационарного заводнения или «ц» — ЦЗ. Параметры работы скважин с циклическим и стационарным заводнением показаны в таблице 2.

Таблица 2. *Параметры работы скважин*
Table 2. *Well operating parameters*

Параметр	Значение
Стационарное заводнение	
Приемистость INJ, м ³ /сут.	10,5
Дебит скважины PROD, м ³ /сут.	10
Циклическое заводнение	
Начало ЦЗ, месяц	21
1 полуцикл, приемистость скважины INJ, м ³ /сут.	0
1 полуцикл, дебит добывающей скважины PROD, м ³ /сут.	10
Длительность 1 полуцикла, сут.	30
2 полуцикл, приемистость скважины INJ, м ³ /сут.	20,5
2 полуцикл, дебит добывающей скважины PROD, м ³ /сут.	10
Длительность 2 полуцикла, сут.	30
Предельные параметры разработки залежи	
Максимальное давление нагнетания на INJ, МПа	45
Минимальное забойное давление на PROD, МПа	5
Условие окончания разработки — дебит нефти, м ³ /сут.	Меньше 0,5

Моделирование циклического заводнения двухслойного пласта

Двухслойный пласт является типичным примером модели Каземи [19], и в этом случае $K_p = 2$. Для двухслойного пласта возможны 2 варианта взаимного расположения разнопроницаемых слоев, разделенных слабопроницаемой глинистой перемычкой:

- НВ — низкопроницаемый слой ($h_2 = 10$ м) расположен над высокопроницаемым слоем ($h_1 = 10$ м), варианты НВ-с и НВ-ц;
- ВН — низкопроницаемый слой ($h_2 = 10$ м) расположен под высокопроницаемым слоем ($h_1 = 10$ м), варианты ВН-с и ВН-ц.

На рисунке 1 приведена выкопировка распределения нефтенасыщенности в варианте НВ-ц в конце разработки. Высокопроницаемый слой обводнен полностью, а низкопроницаемый слой частично. Ближе к кровле пласта, со смещением к скважине PROD, сформирована застойная нефтяная зона. С увеличением глубины z нефтенасыщенность пласта снижается.

В варианте ВН-ц структура решения нефтенасыщенности S_o на момент окончания разработки совершенно другая (рис. 2). В этом случае вблизи нагнетательной скважины нефтяной пласт полностью обводнен, а при $x > 75$ м нефтенасыщенность по вертикали меняется немонотонно:

- зона всплытия нефти, $2000,0 \leq z < 2000,4$ (вблизи скважины PROD);
- зона переноса жидкости, $2000,4 \leq z < 2010,0$;
- зона остаточных запасов нефти, $2010 \leq z < 2018$;
- зона накопления воды у подошвы пласта, $2018 \leq z < 2020,5$.

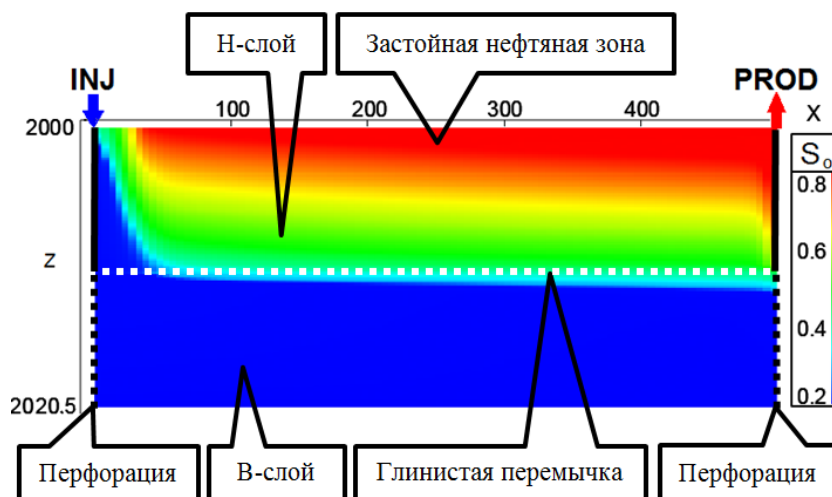


Рис. 1. Нефтенасыщенность в варианте НВ-ц на конец разработки
Fig. 1. Oil saturation at the end of production for the L–H–cyclic case

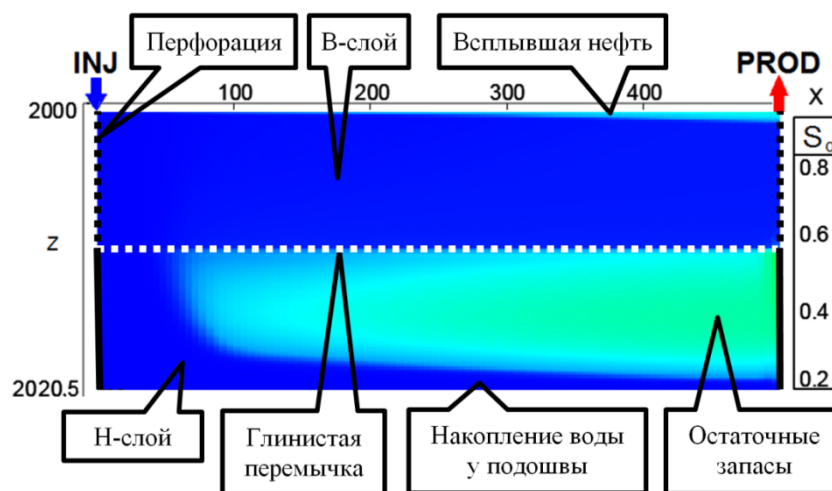


Рис. 2. Нефтенасыщенность в варианте ВН-ц на конец разработки
Fig. 2. Oil saturation at the end of production for the H–L–cyclic case

В таблице 3 даны результаты расчета характеристик вариантов:
 T_i — срок разработки ($i = \text{«с»}$ — стационарное заводнение, $i = \text{«ц»}$ — ЦЗ),
 месяцев; KIN_j — коэффициент извлечения нефти, д. ед.;

$\Delta Q = 100 \cdot (Q_{\text{ц}} - Q_{\text{с}})/Q_{\text{с}}$ — дополнительная добыча нефти по сравнению с вариантом стационарного заводнения или эффективность ЦЗ, %; Q_i — накопленная добыча нефти.

Из таблицы следует: ЦЗ в зависимости от конфигурации расположения слоев увеличивает на 6–75 % срок разработки месторождения, эффективность ЦЗ в пределах 10,3–11,1%.

На рисунке 3 приведены графики КИН разных вариантов разработки двухслойного пласта. Можно видеть, что вариант НВ-ц является графическим продолжением варианта НВ-с. В то же время график КИН в варианте ВН-ц заметно отличается от базового варианта ВН-с. График варианта ВН-ц расположен выше базового графика примерно с 30 месяца.

Таблица 3. Результаты расчета вариантов ЦЗ, двухслойный пласт

Table 3. Simulation results for cyclic waterflooding scenarios in the two-layer reservoir

Стационарное заводнение			Циклическое заводнение			
Вариант	$T_{\text{с}}$	$KIN_{\text{с}}$	Вариант	$T_{\text{ц}}$	$KIN_{\text{ц}}$	ΔQ
НВ-с	44	0,429	НВ-ц	77	0,473	10,3
ВН-с	173	0,607	ВН-ц	183	0,674	11,1

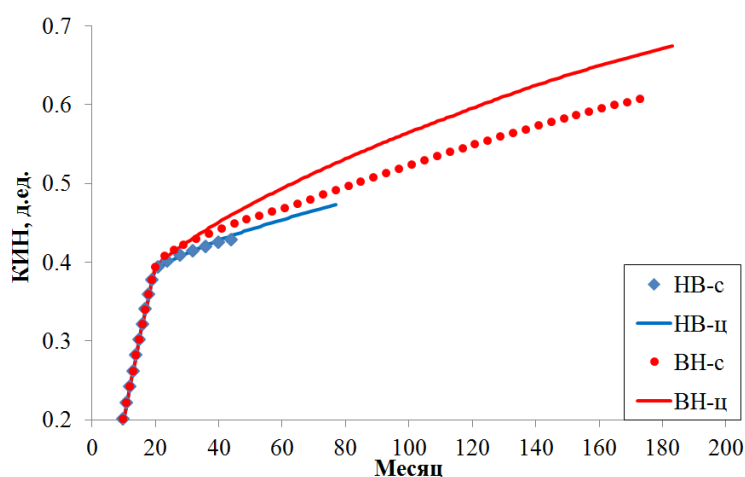


Рис. 3. Графики КИН вариантов двухслойного пласта

Fig. 3. Recovery factor profiles for the two-layer reservoir

На рисунке 4 выведены графики дебитов нефти, меньшие $2 \text{ м}^3/\text{сут}$. Из-за осцилляций дебитов нефти при ЦЗ в вариантах НВ-ц и ВН-ц применялось усреднение дебитов:

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

где i — порядковый номер месяца, $q_{o,i}$ — исходный дебит нефти. Из рисунка видно, что ЦЗ уменьшает темп падения дебитов нефти, особенно в варианте ВН-ц. В варианте ВН-с формируется локальный максимум примерно на 70–75 месяц разработки. Этот максимум формируется из-за того, что вода накапливается у подошвы пласта и это ускоряет всплытие нефти в В-слой и ее последующую добычу.

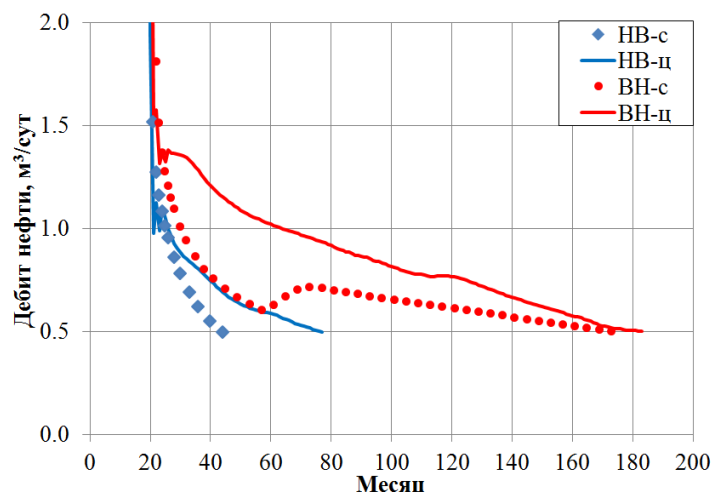


Рис. 4. Графики дебитов нефти, двухслойный пласт
Fig. 4. Oil production rate profiles for the two-layer reservoir

Моделирование ЦЗ трехслойного пласта, $K_p=3$

Всего можно получить 6 вариантов расположения высоко- и низкопроницаемых слоев относительно друг друга. В таблице 4 приведены расчетные характеристики заводнения вариантов трехслойного пласта. Поскольку суммарные запасы в разнопроницаемых слоях равны соответствующим запасам двухслойного пласта, то можно сравнивать решения для трех- и двухслойного пластов.

Варианты ВНН — модификация ВН, но низкопроницаемый слой разделен на две равные части глинистой перемычкой толщиной 0,5 м. Такое разделение привело к худшим условиям разработки пласта и стало причиной уменьшения КИН, Т и ΔQ .

Варианты НВН получены из НВ и ВН склейкой по высокопроницаемому слою. Слои отделены друг от друга глинистыми перемычками толщиной 0,5 м. Такая конфигурация расположения слоев позволила эффективно вырабатывать оба низкопроницаемых слоя стационарным заводнением. ЦЗ в этом случае малоэффективно и величина ΔQ равна всего 3,5 %. На рисунке 5 показана выкопировка нефтенасыщенности в варианте НВН-ц на конец разработки. НВН-ц сочетает расчетные варианты НВ-ц и ВН-ц, но с особенностями. В отличие от варианта НВ-ц на рисунке 5,

нет застойной нефтяной зоны, вместо нее сформировалась обширная водо-нефтяная зона.

Варианты ВВН созданы из ВН разделением высокопроницаемого слоя на два слоя глинистой перемычкой. Такое разделение привело к формированию в варианте ВН двух зон всплытия нефти: вблизи кровли пласта и в районе верхней глинистой перемычки рис. 6). По сравнению с исходным вариантом ВН, условия разработки пласта в стационарном случае даже несколько улучшились (выше KIN_c), а в циклическом варианте характеристики $KIN_{ц}$, $T_{ц}$ и ΔQ уменьшились.

Таблица 4. Результаты расчета вариантов ЦЗ, трехслойный пласт

Table 4. Simulation results for cyclic waterflooding scenarios in the three-layer reservoir

Стационарное заводнение			Циклическое заводнение			
Вариант	T_c	KIN_c	Вариант	$T_{ц}$	$KIN_{ц}$	ΔQ
ВНН-с	161	0,588	ВНН-ц	165	0,646	10,0
НВН-с	115	0,609	НВН-ц	119	0,630	3,5
ВВН-с	165	0,612	ВВН-ц	165	0,664	8,5
ННВ-с	44	0,429	ННВ-ц	74	0,469	9,5
ВНВ-с	114	0,610	ВНВ-ц	129	0,649	6,4
НВВ-с	45	0,446	НВВ-ц	76	0,488	9,3

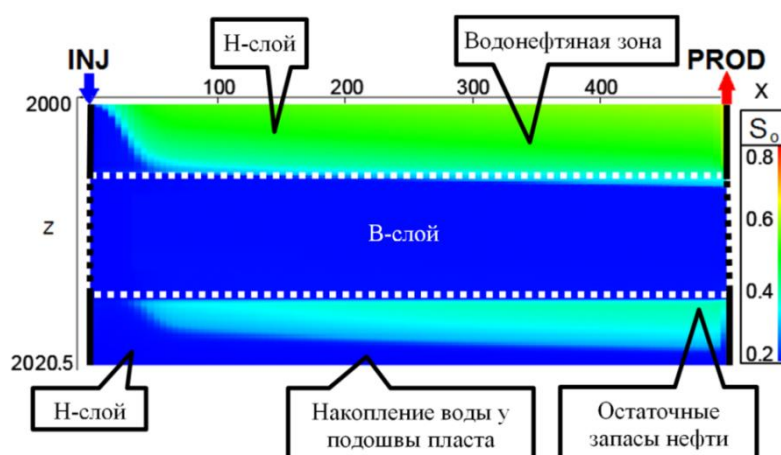


Рис. 5. Нефтенасыщенность в варианте НВН-ц на конец разработки

Fig. 5. Oil saturation at the end of production for the L-H-L-cyclic case

Варианты ННВ получены из НВ разделением глинистой перемычкой верхнего низкопроницаемого слоя на два равных слоя. Это разделение почти не сказалось на стационарном варианте заводнения, а при ЦЗ несколько снизились время рентабельной разработки, добыча нефти и эффективность ЦЗ.

Варианты ВНВ получены комбинированием вариантов ВН и НВ (рис. 7). В этом случае структура нефтенасыщенности будет напоминать

структуру в вариантах ВН (рис. 2), но водонефтяная зона в низкопроницаемом слое будет больше, а нефтенасыщенность этой зоны выше. Как и в варианте ВН-ц, в кровле пласта формируется зона всплытия нефти. При стационарном заводнении (вариант ВНВ-с) КИН_с будет несколько выше, чем в варианте ВН-с. В случае ЦЗ величина КИН_ц, время рентабельной разработки $T_{ц}$ и дополнительная добыча от ЦЗ меньше, чем в исходном варианте ВН-ц.

Варианты НВВ получены из НВ разделением перемычкой нижнего В-слоя на два равных слоя. Это разделение несколько увеличило КИН_с, а в циклическом варианте КИН_ц и эффективность ΔQ немного уменьшились.

На рисунке 8 выведены графики КИН вариантов разработки трехслойного пласта. Сравнив этот рисунок с рисунком 3, видим, что графики вариантов ВНН, ВВН, ННВ и НВВ похожи на соответствующие исходные графики ВН или НВ. В то же время графики КИН комбинаций НВН и ВНВ не похожи на графики КИН двухслойного пласта.

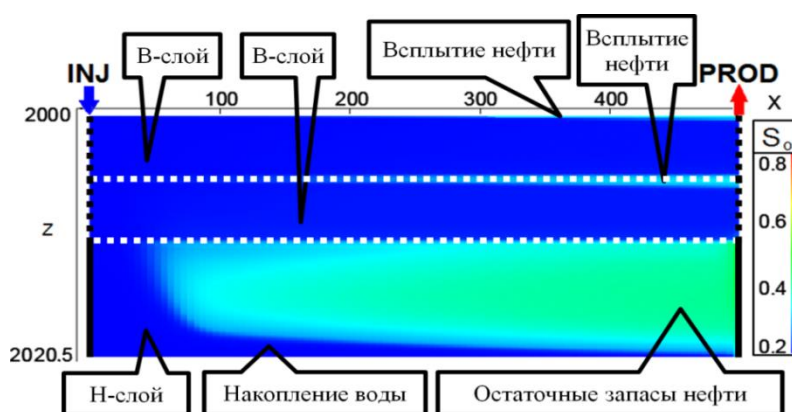


Рис. 6. Нефтенасыщенность в варианте ВВН-ц на конец разработки
Fig. 6. Oil saturation at the end of production for the H-H-L-cyclic case

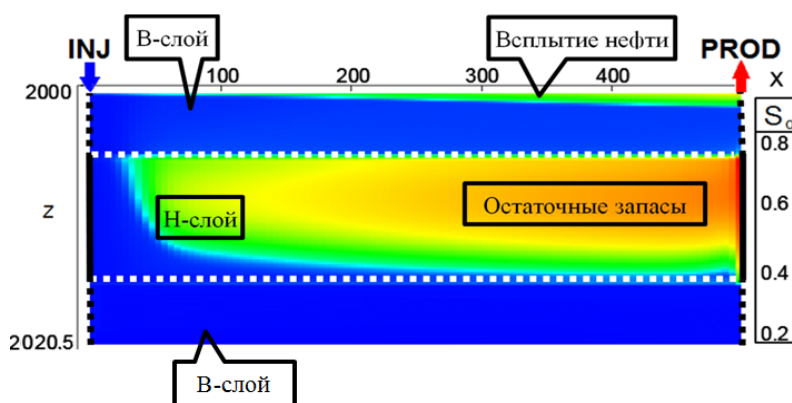


Рис. 7. Нефтенасыщенность в варианте ВНВ-ц на конец разработки
Fig. 7. Oil saturation at the end of production for the H-L-H-cyclic case

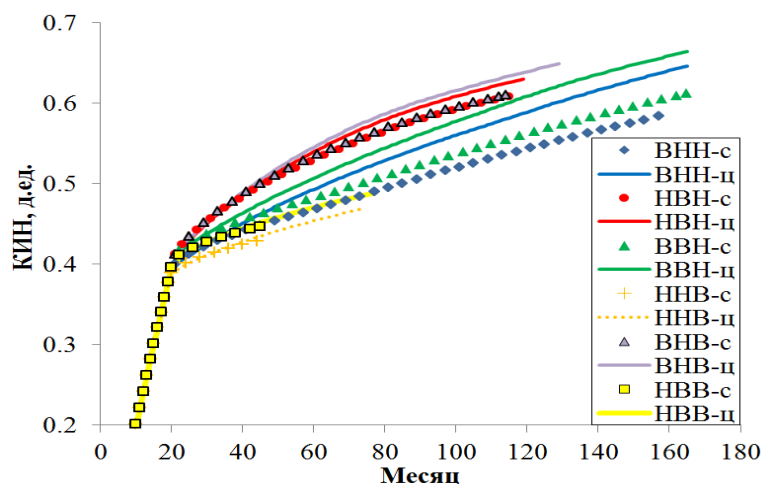


Рис. 8. Графики функций КИН вариантов трехслойного пласта
Fig. 8. Recovery factor profiles for the three-layer reservoir scenarios

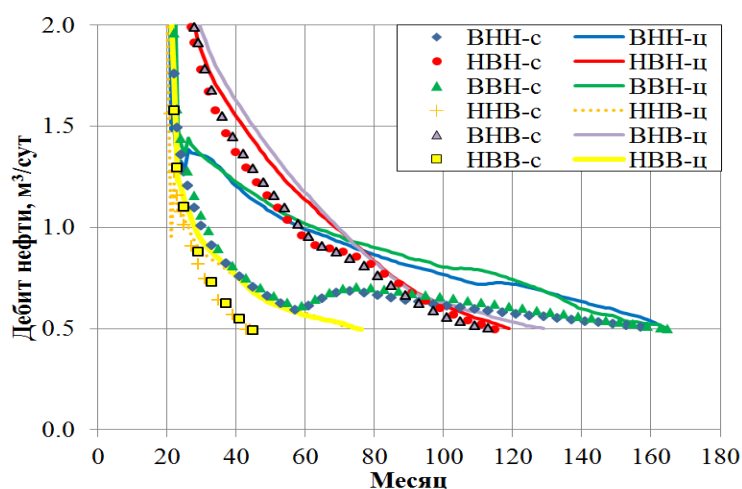


Рис. 9. Графики дебитов нефти вариантов трехслойного пласта
Fig. 9. Oil production rate profiles for the three-layer reservoir scenarios

На рисунке 9 даны графики дебитов нефти для вариантов разработки трехслойного пласта. Графики дебитов вариантов ВНН, ВВН, ННВ и НВВ сходны с графиками дебитов двухслойного пласта (рис. 4). Графики дебитов вариантов НВН и ВНВ не похожи на графики дебитов двухслойного пласта.

Моделирование ЦЗ четырехслойного пласта

Для четырехслойного пласта можно получить 14 вариантов расположения высоко- и низкопроницаемых слоев относительно друг друга. В таблице 5 выведены расчетные характеристики вариантов.

Таблица 5. Результаты расчета вариантов ЦЗ, четырехслойный пласт

Table 5. Simulation results for cyclic waterflooding scenarios in the four-layer reservoir

Группа	Стационарное заводнение			Циклическое заводнение			
	Вариант	T_c	KIN_c	Вариант	$T_{\text{ц}}$	$KIN_{\text{ц}}$	ΔQ
2	ВННН-с	147	0,565	ВННН-ц	170	0,642	13,6
3	НВНН-с	118	0,601	НВНН-ц	120	0,626	4,2
2	ВВНН-с	155	0,595	ВВНН-ц	162	0,652	9,6
3	ННВН-с	106	0,578	ННВН-ц	109	0,597	3,3
3	ВНВН-с	127	0,683	ВНВН-ц	127	0,704	3,2
3	НВВН-с	109	0,616	НВВН-ц	115	0,639	3,8
2	ВВВН-с	157	0,618	ВВВН-ц	172	0,679	9,9
1	НННВ-с	43	0,427	НННВ-ц	69	0,462	8,2
3	ВННВ-с	109	0,605	ВННВ-ц	124	0,642	6,2
3	НВНВ-с	98	0,615	НВНВ-ц	99	0,630	2,4
3	ВВНВ-с	111	0,616	ВВНВ-ц	129	0,660	7,0
1	ННВВ-с	45	0,446	ННВВ-ц	72	0,483	8,3
3	ВНВВ-с	107	0,616	ВНВВ-ц	118	0,644	4,6
1	НВВВ-с	46	0,464	НВВВ-ц	76	0,508	9,3

Анализ таблиц 5, 4 и 3 позволяет выделить 3 группы многослойных пластов:

1. Н-слои сгруппированы над В-слоями. В этом случае для стационарного варианта рентабельный период эксплуатации будет относительно короткий, а $0,488 \geq KIN_c \geq 0,427$. Разделение низкопроницаемого слоя глинистой перемычкой на дополнительное число прослоев уменьшает KIN_c и T_c . Разбиение высокопроницаемого слоя на прослои наоборот увеличивает KIN_c и T_c . В этом случае вода легко обводняет тонкие глинистые перемычки. Увеличение K_p уменьшает период рентабельной эксплуатации $T_{\text{ц}}$ и эффективность ЦЗ ΔQ .

2) В-слои сгруппированы над Н-слоями. В стационарном варианте рентабельный период эксплуатации будет продолжительнее, а $0,674 \geq KIN_c \geq 0,565$. Если Н-слой разделен перемычками, тогда соответствующие KIN_c и T_c уменьшаются. При разбиении В-слоя на прослои несколько увеличиваются KIN_c и период T_c . Увеличение K_p обычно уменьшает $T_{\text{ц}}$ и эффективность ЦЗ ΔQ . Исключением является вариант ВННН-ц. В этом случае выработка запасов стационарным заводнением оказалась недостаточно эффективной, что и привело к существенному росту запасов нефти, потенциально извлекаемых с помощью применения циклической закачки воды.

3) В-слои перемешаны с Н-слоями, что ведет к повышению эффективности стационарного заводнения. Капиллярная пропитка действует снизу и сверху. В этом случае $0,683 \geq KIN_c \geq 0,601$. Период рентабельной разработки меньше, чем во второй группе, но больше, чем в первой группе.

С увеличением перемешивания слоев величина $K_{ИНс}$ растет и достигает максимума в варианте ВНВН-с, при этом эффективность ЦЗ уменьшается. Для четырехслойного пласта только в трех случаях величина ΔQ будет больше 5 %: ВННВ-ц, ВВНВ-ц, ВНВ-ц.

Выводы

По результатам исследования многослойный геологический пласт можно отнести к одной из трех групп. Первая группа НВ — низкопроницаемые слои над высокопроницаемыми, вторая группа ВН — высокопроницаемые слои над низкопроницаемыми, третья группа — комбинация перемешанных разнопроницаемых слоев. Для третьей группы ЦЗ будет эффективнее, когда низкопроницаемые слои образуют единый массив, например варианты ВННВ-ц, ВВНВ-ц, ВНВ-ц. Перемешивание разнопроницаемых слоев уменьшает величину дополнительной добычи от ЦЗ.

Эффективность ЦЗ наибольшая при $K_p = 2$. Рост K_p для групп НВ и ВН обычно уменьшает эффективность ЦЗ, этот вывод согласован с выводом из работы [8].

Конфликт интересов. Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests. The author declares no conflict of interests.

Список источников

1. Muskat M., Meres M. The flow of heterogeneous fluids. *Physics*. 1936;7(9): 346–363.
2. Lenhard R. J., Oostrom M. A. A Parametric Model for Predicting Relative Permeability-Saturation-Capillary Pressure Relationships of Oil-Water Systems in Porous Media with Mixed Wettability. *Transport in Porous Media*. 1998;(31):109–131.
3. Leverett M. Capillary behavior in porous solids. *Transactions of the AIME*. 1941;142(01):152–169.
4. Химия и химическая технология. Справочник химика. URL: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/> (дата обращения : 20.09.2025)
5. Сургучёв М. Л. Об увеличении нефтеотдачи неоднородных пластов. *Труды ВНИИ*. 1959;(19):102–110.
6. Боксерман А. А., Губанов А. И., Желтов Ю. П., Кочешков А. А., Оганджаниянц В. Г., Сургучев М. Л. Российская федерация. *Способ разработки нефтяных месторождений. Авторское свидетельство № 193402 А1*. 28 июня 1967.
7. Владимиров И. В. *Нестационарные технологии нефтедобычи (этапы развития, современное состояние и перспективы)*. Москва: ВНИИОЭНГ; 2004. 216 с.
8. Ваганов Л. А., Телегин И. Г. Анализ эффективности нестационарного заводнения юрских отложений Когалымского района. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. 2011;6(90):62–68.

9. Александров В. М., Телегин. И. Г. *Моделирование циклического заводнения нефтяных залежей с помощью симулятора «тНавигатор»*. Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2024. 191 с.
10. Боксерман А. А., Шалимов Б. В. О циклическом воздействии на пласты с двойной пористостью при вытеснении нефти водой. *Известия АН СССР. Механика жидкости и газа*. 1967;(2):168–174. URL: https://mzg.ipmnet.ru/files/1967/1967-2/mzg1967_n2_p168-174.pdf
11. Боксерман А. А., Музафаров К. Э., Оганджаниянц В. Г. Влияние вязкости нефти на эффективность циклического воздействия на неоднородные пласты. В сб.: *Научно-технические сообщения (НТС) Днепропетровского отделения ВНИИ*. Москва: Недра; 1968;(33).
12. Боксерман А. А., Музафаров К. Э., Оганджаниянц В. Г. Исследование распределения насыщенности при циклическом воздействии на пласт. В сб.: *Научно-технические сообщения (НТС) Днепропетровского отделения ВНИИ*. Москва : Недра; 1968;(39).
13. Owens W.W., Archer D. L. Water Flood pressure-pulsing for fractured Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*. 1966;18(6):745–752.
14. Felsenthal M., Ferrell H. H. Oil Recovery from Fracture Blocks by Cyclic Injection. *Journal of Petroleum Technology*. 1969;21(2):141–142.
15. Raza S. H. Water and Gas Cyclic Pulsing Method for Improved Oil Recovery. *Journal of Petroleum Technology*. 1971;23(12):1467–1474.
16. Азиз Х., Сеттари Э. *Математическое моделирование пластовых систем*. Москва: Недра; 1982. 408 с.
17. tNavigator 18.2 симулятор: справочное руководство. Москва: RFD; 2018. 2524 с.
18. Александров В. М., Телегин. И. Г. *Моделирование циклического заводнения нефтяных залежей с помощью симулятора «тНавигатор»*. Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2024. 191 с.
19. Kazemi H., Gilman J., Elsharkawy A. M. Analytical and numerical solution of oil recovery from fractured reservoirs with empirical transfer functions. *SPE reservoir engineering*. 1992;7(02):219–227.

References

1. Muskat M., Meres M. The flow of heterogeneous fluids. *Physics*. 1936;7(9): 346–363.
2. Lenhard R. J., Oostrom M. A. A Parametric Model for Predicting Relative Permeability-Saturation-Capillary Pressure Relationships of Oil-Water Systems in Porous Media with Mixed Wettability. *Transport in Porous Media*. 1998;(31):109–131.
3. Leverett M. Capillary behavior in porous solids. *Transactions of the AIME*. 1941;142(01):152–169.
4. Khimiya i khimicheskaya tekhnologiya. Spravochnik khimika. (In Russ.). URL: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/>
5. Surguchev M. L. Ob uvelichenii nefteotdachi neodnorodnykh plastov. *Trudy VNII*. 1959;(19):102–110. (In Russ.).
6. Bokserman A. A., Gubanov A. I., Zheltov Yu. P., Kocheshkov A. A., Ogandzhanyants V. G., Surguchev M. L. Method of developing oil fields. Copyright certificate No. 193402 A1. 28 June 1967. (In Russ.).
7. Vladimirov I. V. *Non-stationary oil production technologies (stages of development, current state and prospects)*. Moscow: VNIIOENG; 2004. (In Russ.).
8. Vaganov L. A., Telgin I. G. Analysis of jurassic deposits non-stationary waterflooding efficiency. *Oil and gas studies*. 2011;6(90):62–68. (In Russ.).

9. 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.).
10. Bokserman A. A., Shalimov B. V. On the cyclic effect on formations with double porosity during oil displacement by water. *Proceedings of the USSR Academy of Sciences. Fluid Dynamics*. URL: https://mzg.ipmnet.ru/files/1967/1967-2/mzg1967_n2_p168-174.pdf. (In Russ.).
11. Bokserman A. A., Muzafarov K. E., Oganjanyants V. G. *The effect of oil viscosity on the effectiveness of cyclic stimulation of heterogeneous reservoirs*. In: *Scientific and Technical Reports (STR) of the Dnieper Department of the All-Union Research Institute*. Moscow: Nedra; 1968;(33). (In Russ.).
12. Bokserman A. A., Muzafarov K. E., Oganjanyants V. G. *Study of the saturation distribution under cyclic stimulation of the reservoir*. In: *Scientific and Technical Reports (STR) of the Dnieper Branch of the All-Union Research Institute*. Moscow: Nedra; 1968;(39). (In Russ.).
13. Owens W.W., Archer D. L. Water Flood pressure-pulsing for fractured Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*. 1966;18(6):745–752.
14. Felsenthal M., Ferrell H. H. Oil Recovery from Fracture Blocks by Cyclic Injection. *Journal of Petroleum Technology*. 1969; 21(2):141–142.
15. Raza S. H. Water and Gas Cyclic Pulsing Method for Improved Oil Recovery. *Journal of Petroleum Technology*. 1971; 23(12):1467–1474.
16. Aziz K., Settari A. *Petroleum reservoir simulation*. 1979. Applied Science Publishers, 476.
17. *tNavigator 18.2 simulator: spravocnoe rukovodstvo*. (2018). Moscow, RFD; 2018. (In Russ.).
18. 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.).
19. Kazemi H., Gilman J., Elsharkawy A. M. Analytical and numerical solution of oil recovery from fractured reservoirs with empirical transfer functions. *SPE reservoir engineering*. 1992;7(02):219–227.

Информация об авторе / Information about the author

Телегин Игорь Григорьевич, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень teleginig@tyuiu.ru	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
---	--

Поступила в редакцию / Received 21.07.2025

Поступила после рецензирования / Revised 11.08.2025

Принята к публикации / Accepted 24.11.2025