

Научная статья / Original research article  
УДК 622.276  
DOI:10.31660/0445-0108-2025-6-76-87  
EDN: ZVFAEP



## Сравнение эффективности разных модификаций циклического заводнения нефтяного пласта

**И. Г. Телегин**

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

**Аннотация.** Выработка большей части легкодоступной нефти увеличила долю текущих трудноизвлекаемых запасов нефти. В этой связи актуальна задача поиска новых и модификация уже известных дешевых и эффективных методов разработки залежей нефти со сложным геологическим строением. Циклическое заводнение как раз является таким дешевым и легко реализуемым методом увеличения нефтеотдачи. Оно используется с конца 1950-х годов в регионах России, в частности Западной Сибири, Республике Татарстан, Самарской области, Пермском крае, Краснодарском крае. В настоящее время за рубежом наиболее активно циклическое заводнение изучается в Китае. В статье рассматриваются 2 модификации циклического заводнения: циклическое заводнение нагнетательными скважинами, комбинация циклической работы нагнетательных и добывающих скважин — асинхронное циклическое заводнение. Также анализируется циклический форсированный отбор жидкости добывающей скважиной. Цель — исследовать особенности 3 модификаций циклического заводнения в разных геологических условиях. Результатом работы стал анализ особенностей влияния разных модификаций циклического заводнения на структуру решений нефтенасыщенности двумерной синтетической модели пласта. Полученные результаты нужно учитывать при создании программ циклического заводнения уже на конкретных нефтяных пластах со сложным геологическим строением. Исследования показали, что на циклическое заводнение влияет расположение низкопроницаемых слоев в окрестностях нагнетательных и/или добывающих скважин. Если низкопроницаемые слои расположены в окрестности добывающих скважин, то циклическое заводнение только нагнетательными скважинами будет малоэффективно. Продemonстрировано, что асинхронное циклическое заводнение — самая эффективная модификация циклического заводнения.

**Ключевые слова:** асинхронное циклическое заводнение, циклическое заводнение нагнетательными скважинами, циклическое заводнение добывающими скважинами, нефтенасыщенность

**Для цитирования:** Телегин, И. Г. Сравнение эффективности разных модификаций циклического заводнения нефтяного пласта / И. Г. Телегин. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-6-76-87 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 6. — С. 76–87. — EDN: ZVFAEP

## Comparison of the effectiveness of different modifications cyclic flooding of an oil reservoir

**Igor G. Telegin**

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

**Abstract.** The depletion of readily accessible oil has increased the focus on recovering harder-to-access reserves. Consequently, the industry requires new, improved, low-cost, and efficient methods for developing reservoirs with complex geological structures. Cyclic waterflooding provides a simple and inexpensive approach for enhancing oil recovery. Operators have been utilizing cyclic waterflooding since the late 1950s in several regions of Russia, including Western Siberia, the Republic of Tatarstan, the Samara Region, Perm Krai, and Krasnodar Krai. Today, researchers abroad study cyclic waterflooding most actively in China. In this study, we examine two modifications of cyclic waterflooding: (1) cyclic water injection through injectors and (2) asynchronous cyclic waterflooding, which involves the simultaneous operation of both injection and production wells. We also study cyclic forced liquid withdrawal through a producing well. The aim of this work is to analyze the behavior of these three cyclic waterflooding modifications under different geological conditions. We analyze how each modification influences oil-saturation patterns in a two-dimensional synthetic reservoir model. Researchers and engineers should consider these results when designing cyclic-waterflooding programs for real reservoirs with complex geology. Our study reveals that the location of low-permeability layers near injection and/or production wells significantly impacts the effectiveness of cyclic waterflooding. When such layers are situated close to the production wells, relying solely on cyclic injection provides minimal benefits. The results indicate that asynchronous cyclic waterflooding offers the highest efficiency.

**Keywords:** asynchronous cyclic flooding, cyclic flooding by injection wells, cyclic flooding by producing wells, oil saturation

**For citation:** Telegin, I. G. (2025) Comparison of the effectiveness of different modifications cyclic flooding of an oil reservoir. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 76-87. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-6-76-87

## Введение

Циклическое заводнение (ЦЗ) — метод увеличения нефтеотдачи пласта, заключающийся в периодической смене режимов работы скважин. Это является причиной возникновения в нефтяном пласте перепадов давления и перетоков жидкости между слоями разной проницаемости [1]. Такие перепады давления можно создавать нагнетательными и/или добывающими скважинами. В работе рассмотрим 3 основные возможные модификации циклического заводнения нефтяного пласта, состоящего из двух разнопроницаемых нефтенасыщенных слоев.

1 модификация. ЦЗ только нагнетательными скважинами (НЦЗ) включает:

- полуцикл остановки нагнетательных скважин: давление снижается быстрее в высокопроницаемом (ВП) слое, и появляются вертикальные перетоки флюидов из низкопроницаемого (НП) слоя в ВП слой;
- полуцикл форсированной закачки воды нагнетательными скважинами: давление растет быстрее в ВП слое, и возникают вертикальные перетоки из ВП слоя в НП слой.

Этот вид ЦЗ применяется в промысловой практике наиболее часто.

2 модификация. Асинхронное циклическое заводнение (АЦЗ):

- первый полуцикл: нагнетательные скважины в простое, а добывающие скважины работают с повышенным дебитом жидкости;
- второй полуцикл: нагнетательные скважины работают с повышенной приемистостью, а добывающие скважины отключены.

Метод АЦЗ изучался в работах [2–5].

3 модификация. ЦЗ только добывающими скважинами (ДЦЗ):

- первый полуцикл: добывающие скважины отключены (период накопления), в это время давление растет быстрее в ВП слое и появляются вертикальные перетоки из ВП слоя в НП слой;
- второй полуцикл: добывающие скважины работают с повышенным дебитом (форсирование отбора), в это время давление снижается быстрее в ВП слое и возникают вертикальные перетоки из НП слоя в ВП слой.

Данная модификация не регулирует объемы закачанной воды в пласт, а распределяет уже существующие потоки в нужных направлениях. ДЦЗ является периодическим форсированием отбора жидкости и используется при высокой обводненности продукции добывающих скважин.

#### **Гидродинамическая модель**

Создадим двухфазную модель нефтяного пласта mdl\_2D, состоящую из нефтенасыщенных слоев:

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

2) нескрытая глинистая перемычка, толщиной 0,5 метра, горизонтальная проницаемость равна вертикальной проницаемости  $K_{\text{пер}} = 9,869 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$ , глубина залегания 2 010–2 010,5 м;

3) 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 2010,5–2020,5 м.

В этой модели НП слой и глинистая перемычка не вскрывались, чтобы минимизировать горизонтальные перетоки в НП слое, согласно работе [6]: «при различии проницаемостей двух пропластков, разделенных глинистой перемычкой, в 5 и более раз, вода почти не поступает в низкопроницаемый пропласток, в результате чего нефть остается не вовлеченной в разработку». Остальные общие параметры пласта приведены в таблице 1.

Таблица 1

**Параметры пласта**

Параметр	Значение
Сжимаемость скелета породы, 1/Па	$5 \cdot 10^{-11}$
Начальная нефтенасыщенность $S_o$ , д. ед.	0,8
Начальная водонасыщенность $S_w$ , д. ед.	0,2
Пористость, д. ед.	0,2
Начальное пластовое давление в нефти, МПа	20

Функция относительной фазовой проницаемости по воде  $k_w$  и нефти  $k_o$  были взяты в виде

$$k_w(S_w) = \begin{cases} 0, S_w \leq 0.2; \\ (S_w - 0.2)^2, S_w > 0.2; \end{cases}$$

$$k_o(S_w) = \begin{cases} 0, S_w \geq 0.8; \\ (1 - S_w)^2, S_w < 0.8. \end{cases}$$

функция капиллярного давления  $P_{ow}$  от водонасыщенности  $S_w$ :

$$P_{ow}(S_w) = \begin{cases} 0, S_w \geq 0.8; \\ 0.4 \cdot (0.8 - S_w)^3, S_w < 0.8, \text{ МПа}. \end{cases}$$

Остальные параметры нефти и воды приведены в таблице 2.

Для наглядного представления эволюции изменения водонасыщенности  $S_w$  модель mdl\_2D была взята двумерной в плоскости OXZ. В левом конце пласта ( $x = 0$ ) размещена нагнетательная скважина NAG (с максимальным давлением нагнетания 45 МПа и приемистостью 10,5 м<sup>3</sup>/сут.), а в правом конце ( $x = 500$  м) добывающая скважина DOB (минимальное забойное давление 5 МПа и дебитом 10 м<sup>3</sup>/сут.). Размеры ячеек модели были взяты равными по осям OX, OY, OZ: 5,0 × 15,0 × 0,2 м. Такая детализация позволила получить решение  $S_w$  с точностью порядка 0,01. Глинистая перемычка аппроксимировалась ячейками по осям OX, OY, OZ с размерами 5,0 × 15,0 × 0,1 м. Гидродинамическое моделирование осуществлялось симулятором «тНавигатор».

Таблица 2

#### Параметры флюидов

Параметр	Значение
Сжимаемость воды, 1/Па	$5 \cdot 10^{-10}$
Объемный коэффициент воды, д. ед.	1,01
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	1000
Вязкость нефти и воды при $P_{пл}$ , мПа*с	1
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,1
Сжимаемость нефти, 1/Па	$1,5 \cdot 10^{-9}$
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	950

#### Разные типы циклического заводнения

Всего был проведен 21 расчет, расчетные варианты обозначались через последовательность букв и цифр. Первый символ **Буква** кодификации вариантов обозначает особенность геологии пласта:

- А — глинистая перемычка проницаема на всем протяжении пласта;
- Б — глинистая перемычка непроницаема в окрестности нагнетательной скважины  $0 \leq x \leq 250$  м;
- В — глинистая перемычка непроницаема в окрестности добывающей скважины  $250 \leq x \leq 500$  м;

Второй символ кодификации варианта обозначал модификацию ЦЗ:

- н — НЦЗ;
- д — ДЦЗ;
- а — АЦЗ.

Последний символ в кодификации варианта — это стадия разработки, когда было начато циклическое воздействие:

- 0 — базовые варианты со стационарным заводнением;
- 3 — ЦЗ реализовывалось с 29 месяца (третья стадия разработки), то есть в период падения добычи нефти;
- 4 — реализация ЦЗ начиналась на последней (четвертой) стадии разработки, при достижении предельной месячной добычи  $15 \text{ м}^3$  нефти, что равно дебиту по нефти  $0,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

В таблице 3 приведены расчетные параметры циклического заводнения в разных модификациях. Для всех вариантов условием окончания расчетов служило достижение предельной месячной добычи  $15 \text{ м}^3$  нефти, длительность одного месяца полагалась равной 30 суток.

Таблица 3

**Параметры модификаций ЦЗ**

Параметр	НЦЗ	ДЦЗ	АЦЗ
1 полуцикл, приемистость скважины NAG, $\text{м}^3/\text{сут}$ .	0	10,25	0
1 полуцикл, дебит добывающей скважины DOB, $\text{м}^3/\text{сут}$ .	10	0	20
Длительность 1 полуцикла, сут.	30	30	15
2 полуцикл, приемистость скважины NAG, $\text{м}^3/\text{сут}$ .	20,5	10,25	20,5
2 полуцикл, дебит добывающей скважины DOB, $\text{м}^3/\text{сут}$ .	10	20	0
Длительность 2 полуцикла, сут.	30	30	15

**Расчеты вариантов серии А**

В таблице 4 приведены результаты расчетов вариантов серии А (перемычка между слоями проницаема по всей длине пласта). В таблице введены обозначения: Т — срок разработки, месяцев;  $T_{\text{ЦЗ}}$  — разница длительностей вариантов ЦЗ и СЗ, месяцев;  $Q_0$  — накопленная добыча нефти,  $\text{м}^3$ ; КИН — коэффициент извлечения нефти, д. ед.;  $\Delta Q_0$  — рост добычи нефти по сравнению с базовым вариантом, %. Из таблицы 4 следует, что циклическое заводнение позволило добыть дополнительно на 1,4–19,1 % больше нефти, чем в случае стационарного заводнения. Такая высокая эффективность объясняется благоприятными условиями проведения ЦЗ: низкая вязкость нефти, значительные невыработанные запасы в НП слое, небольшая разность плотностей воды и нефти. Кроме высокой эффективности, варианты с ЦЗ демонстрируют большую на 73–99 % продолжительность рентабельной разработки, чем в случае стационарного заводнения.

## Результаты расчета вариантов серии А

Параметры	Вариант						
	А0	Ан3	Ан4	Ад3	Ад4	Аа3	Аа4
<b>Т</b>	98	170	182	176	187	177	195
<b>Т<sub>из</sub></b>	—	72	84	78	89	79	97
<b>Q<sub>0</sub></b>	10 610	12 137	12 189	12 146	12 174	12 608	12 633
<b>КИН</b>	0,474	0,543	0,545	0,543	0,544	0,564	0,565
<b>ΔQ<sub>0</sub></b>	—	14,4	14,9	14,5	14,7	18,8	19,1

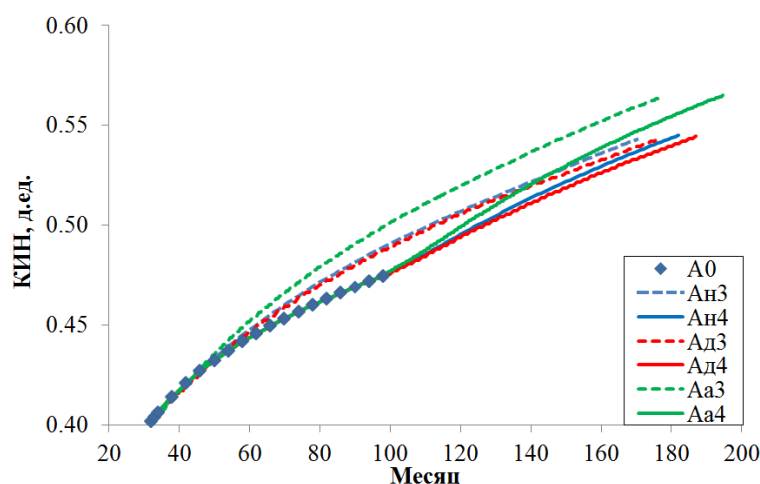


Рис. 1. КИН вариантов серии А

На рисунке 1 приведены графики КИН вариантов серии А. Из рисунка видно, что варианты ДЦЗ и НЦЗ ведут себя сходным образом, только использование ДЦЗ ненадолго продлевает период рентабельности. Отметим, что варианты АЦЗ примерно на треть эффективнее, чем варианты НЦЗ и ДЦЗ.

Изменение режимов работы скважин ведет к осцилляциям дебитов нефти, поэтому на рисунке 2 для ДЦЗ и НЦЗ приведены графики усредненной месячной добычи нефти  $q_y$ , вычисленные по следующей формуле:

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

где  $i$  — порядковый номер месяца,  $q_{o,i}$  — исходная добыча нефти за месяц. В случае АЦЗ и в варианте А0 усреднение не проводилось. На рисунке 2 показана месячная добыча меньше  $60 \text{ м}^3$ . На рисунке показано, что в вариантах Ан4, Ад4, Аа4 после начала циклической работы скважин формируется локальный максимум добычи и в варианте Аа4 величина максимума наибольшая. Варианты под номером 3 — графики — после начала цикли-

ческого заводнения ведут себя иначе. В этих вариантах скорость уменьшения месячной добычи нефти ниже, чем в базовом варианте А0. Как и на рисунке 1, графики НЦЗ и ДЦЗ расположены очень близко друг к другу.

На рисунке 3 приведена выкопировка распределения нефтенасыщенности  $S_o = 1 - S_w$  в лучшем варианте Аа4 на конец разработки (195 месяц). Рисунок демонстрирует, что ВП слой выработан полностью. Вблизи нагнетательной скважины НП слой также выработан, в остальной части нефтенасыщенность НП слоя в пределах 0,3–0,6 д. ед.

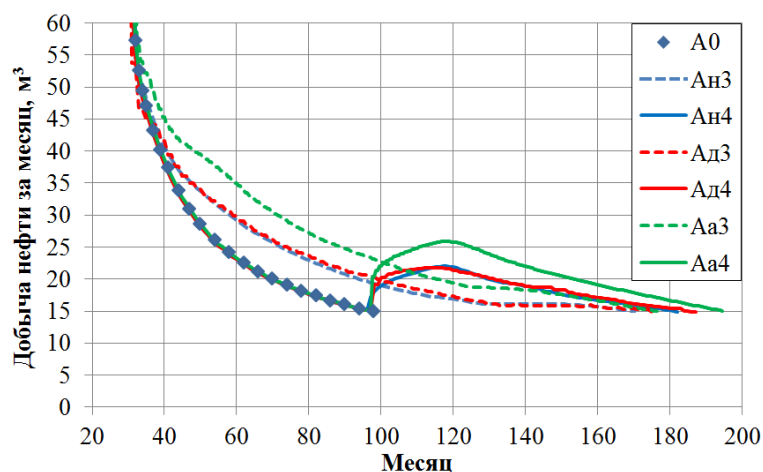


Рис. 2. Месячная добыча нефти в вариантах серии А

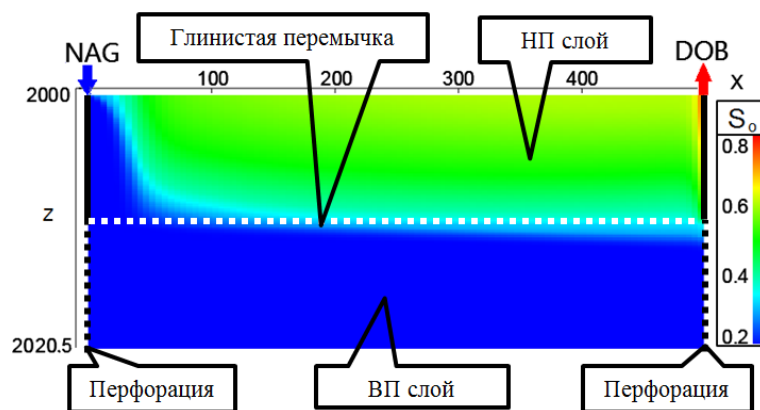


Рис. 3. Распределение  $S_o$  в варианте Аа4 на конец разработки

### Расчеты вариантов серии Б

В таблице 5 представлены результаты расчетов вариантов серии Б (перемычка непроницаема вблизи нагнетательной скважины  $0 \leq x \leq 250$  м).

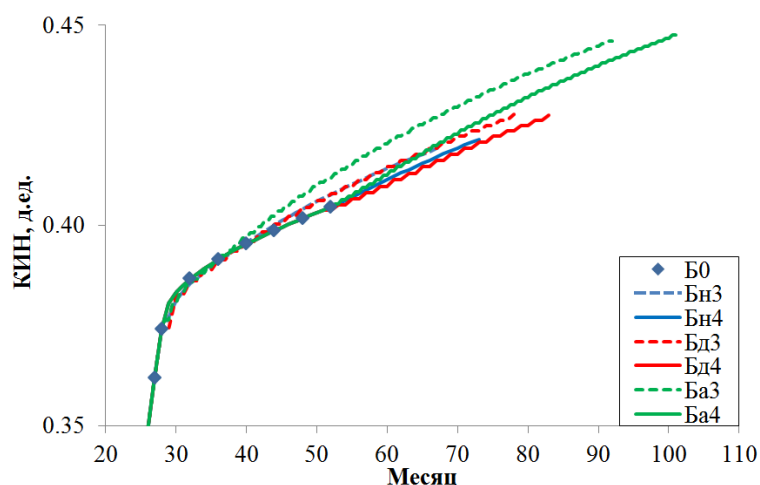
В этой серии расчетов эффективность ЦЗ снизилась до 3,6–10,6 %. Самыми эффективными оказываются варианты АЦЗ, а самыми неэффективными — варианты НЦЗ. Это объясняется тем, что НЦЗ воздействует преимущественно в окрестности нагнетательной скважины (где расположена непроницаемая часть перемычки), а АЦЗ действует равномерно по всему объему пласта.

Таблица 5

**Результаты расчета вариантов серии Б**

Параметр	Вариант						
	Б0	Бн3	Бн4	Бд3	Бд4	Ба3	Ба4
<b>Т</b>	52	67	73	78	83	92	101
<b>Т<sub>из</sub></b>	—	15	21	26	31	40	49
<b>Q<sub>о</sub></b>	9 045	9 374	9 423	9 563	9 561	9 975	10 005
<b>КИН</b>	0,404	0,419	0,421	0,428	0,428	0,446	0,447
<b>ΔQ<sub>о</sub></b>	—	3,6	4,2	5,7	5,7	10,3	10,6

На рисунке 4 приведены графики КИН вариантов серии Б. При сравнении с рисунком 1 можно увидеть, что рентабельный период разработки вариантов уменьшился на 47–60 %.



**Рис. 4. КИН вариантов серии Б**

На рисунке 5 даны графики помесечной добычи нефти. Варианты с номером 4 после начала циклической работы создают локальный максимум добычи нефти. В варианте Ба4 величина максимума наибольшая, а в варианте Бн4 максимум наименьший. В вариантах Ба3 и Бд3 наблюдаются осцилляция добычи нефти (это объясняется недостаточностью запаса пластовой энергии, и поэтому дебит жидкости падает, что влечет падение

добычи нефти). Графики НЦЗ и ДЦЗ ведут себя сходным образом, но они не расположены близко друг к другу, как на рисунке 2.

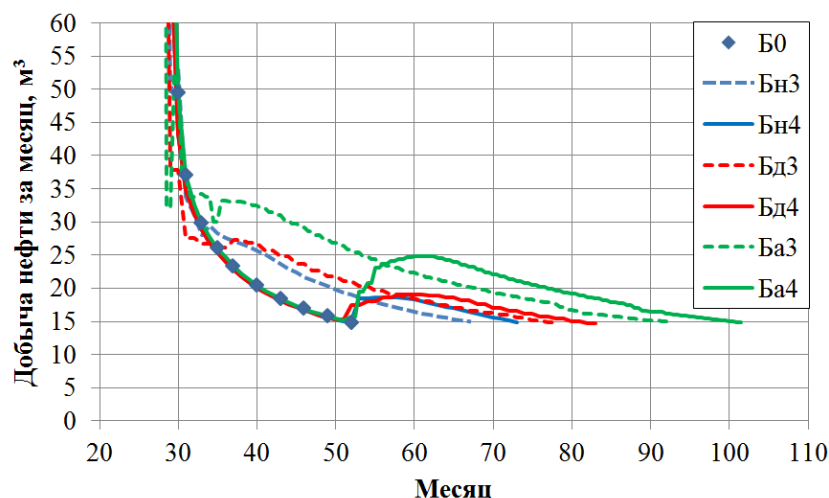


Рис. 5. Месячная добыча нефти в вариантах серии Б

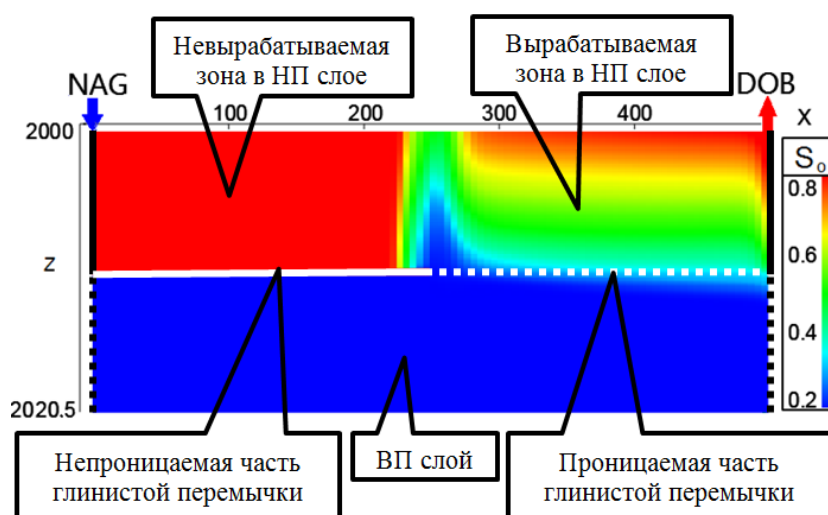


Рис. 6. Распределение  $S_0$  в варианте Ба4 на конец разработки

На рисунке 6 выведена выкопировка распределения нефтенасыщенности  $S_0$  для лучшего варианта Ба4 на конец разработки (101 месяц). Рисунок показывает, что НП слой разделен перемычкой на две части: левую невырабатываемую часть и правую вырабатываемую зону. Если сравнить с рисунком 3, выработка правой части проходит хуже, чем выработка НП слоя со сплошной проницаемой границей. Так, на рисунке 3 нет зон с нефтенасыщенностью выше 0,65, а на рисунке 6 такие зоны присутствуют.

### Расчеты вариантов серии В

В таблице 6 показаны результаты расчетов вариантов серии В (непроницаемая перемычка вблизи добывающей скважины  $250 \leq x \leq 500$  м). В этой серии расчетов эффективность модификаций ЦЗ снизилась до 1,0–7,5 %.

Таблица 6

Результаты расчета вариантов серии В

Параметры	Вариант						
	В0	Вн3	Вн4	Вд3	Вд4	Ва3	Ва4
Т	46	64	47	42	47	83	47
Тцз	–	18	1	–4	1	37	1
$Q_o$	9026	9340	9023	8932	9040	9704	9021
КИН	0,404	0,418	0,403	0,399	0,404	0,434	0,403
$\Delta Q_o$	0	3,5	0,0	–1,0	0,2	7,5	0,0

Самый эффективным вариантом оказался Ва3, менее эффективным — вариант Вн3, у остальных вариантов эффективность отрицательная или нулевая. В модификации ДЦЗ перепады давления действуют в основном около добывающей скважины и поэтому все варианты ДЦЗ были неэффективны.

Графики месячной добычи нефти изображены на рисунке 7, неинформативные варианты с номерами 4 не выводились.

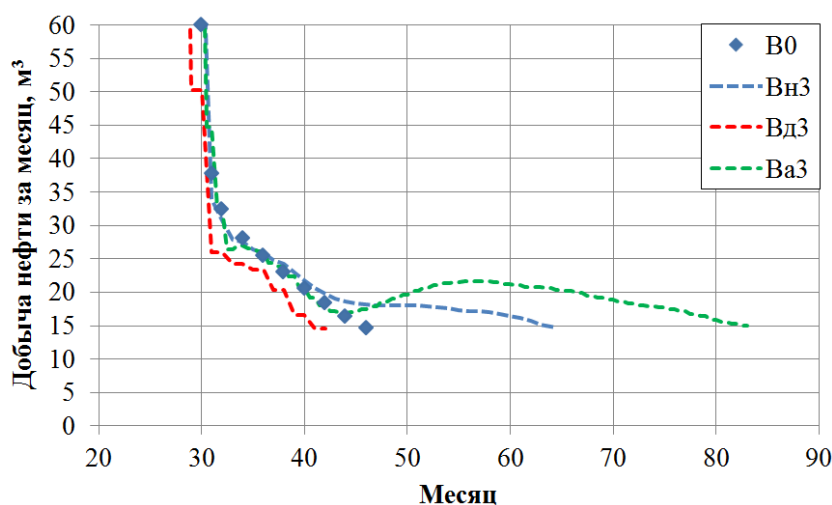


Рис. 7. Месячная добыча нефти в вариантах серии В (без вариантов с номером 4)

График показывает, что в варианте Ва3 формируется локальный максимум на 57 месяце разработки. В графике Вн3 после 40 месяца скорость

снижения месячной добычи нефти ниже, чем в базовом варианте В0. В варианте Вд3 падение месячной добычи выше, чем в базовом варианте В0 и это дает отрицательную эффективность ЦЗ. Для лучшего варианта Ва3 на рисунке 8 выведено распределение нефтенасыщенности  $S_o$  на конец разработки (83 месяц). Рисунок иллюстрирует, что НП слой разделен перемычкой на две части: правую невырабатываемую часть и левую вырабатываемую зону. Этот рисунок очень похож на рисунок 6.

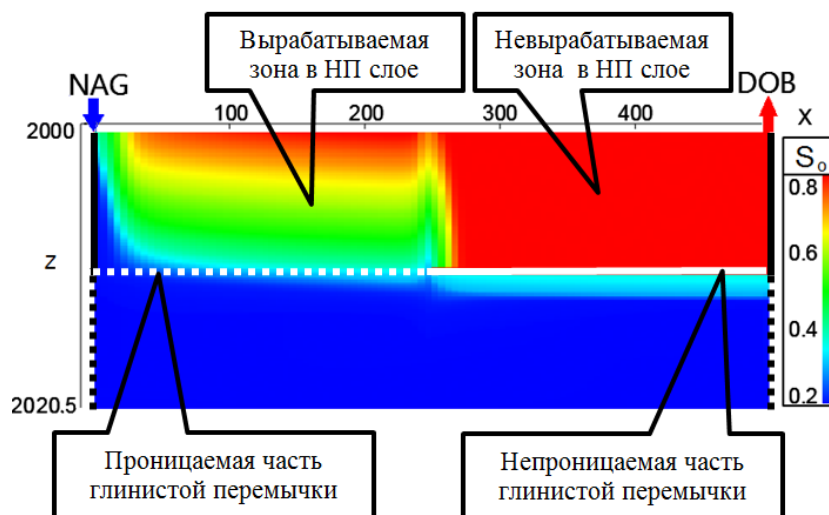


Рис. 8. Распределение  $S_o$  в варианте Ва3 на конец разработки

### Выводы

Проведенные численные эксперименты показали, что на циклическое заводнение влияет расположение низкопроницаемых слоев в окрестностях нагнетательных и/или добывающих скважин. Если НП слои расположены в окрестности добывающих скважин, то ДЦЗ эффективнее, чем НЦЗ. Если низкопроницаемые слои расположены в окрестности нагнетательных скважин, то модификация ДЦЗ неэффективна. В этом случае хорошие результаты показывают: циклическое заводнение только нагнетательными скважинами и асинхронное циклическое заводнение, причем только на третьей стадии разработки. Если сравнивать в целом, то модификация АЦЗ оказалась самой результативной.

### Список источников

1. А.с. 193402. Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/18. Способ разработки нефтяных месторождений : № 1011799 : опубл. 1967/ А. А. Боксерман, А. И. Губанов, Ю. П. Желтов, А. А. Кочешков, В. Г. Оганджянц, М. Л. Сургучев : заявитель ВНИИ. – Текст : непосредственный.
2. Владимиров, И. В. Технология нестационарного воздействия, предусматривающая периодическую работу добывающих и нагнетательных скважин в противофазе / И. В. Владимиров, О. Н. Пичугин, Э. М. Велиев. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 11. – С. 56–59.

3. Поплыгин, В.В. Исследование эффективности комплексного нестационарного воздействия на залежь с высоковязкой нефтью / В. В. Поплыгин, М. Уирсигроч. – DOI 10.18799/24131830/2020/1/2442. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2020. – Т. 331, № 1. – С. 7–12.
4. Александров, В. М. Моделирование циклического заводнения нефтяных залежей с помощью симулятора «tНавигатор» : монография / В. М. Александров, И. Г. Телегин. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет. – 2024. – 191 с. – Текст : непосредственный.
5. Asynchronous Injection-Production Process: A Method to Improve Water Flooding Recovery in Complex Fault Block Reservoirs / S. Yuan, R. Wang, H. Jiang [et al.]. – DOI 10.1155/2020/5207430. – Text : direct // Mathematical Problems in Engineering. – 2020. – № 1. – P. 5207430.
6. Химия и химическая технология. Справочник химика. – URL: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/> (дата обращения : 20.09.2025). – Текст : электронный.

### References

1. A.s. 193402. Rossiyskaya federatsiya, MPK E 21 B 43/18. Sposob razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy : № 1011799 : opubl. 1967/ A. A. Bokserman, A. I. Gubanov, Yu. P. Zheltov, A. A. Kocheshkov, V. G. Ogandzhanyants, M. L. Surguchev : zayavitel' VNII.
2. Vladimirov, I. V., Pichugin, O. N., Veliev, E. M. (2015). Technology of a formation non-stationary simulation that envisages periodic operation of producing and injection wells in the antiphase. Oilfield Engineering, (11), pp.56-59.
3. Poplygin, V. V., & Wiercigroch, M. (2020). Research of efficiency of complex non-stationary impact on layer with high-quality oil. Bulletin of the Tomsk polytechnic university. geo assets engineering, 331(1), pp. 7-12. (In Russian). DOI:10.18799/24131830/2020/1/2442
4. Yuan, S., Wang, R., Jiang, H., Xie, Q., Chen, S., Xu, B., ... & Zhang, Y. (2020). Asynchronous Injection-Production Process: A Method to Improve Water Flooding Recovery in Complex Fault Block Reservoirs. Mathematical Problems in Engineering, 2020(1), 5207430. (In English). DOI: 10.1155/2020/5207430
5. Alexandrov, V. M., & Telegin, I. G. (2024). Modeling of Cyclic Flooding of Oil Deposits Using the tNavigator Simulator. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 191 p. (In Russian).
6. Khimiya i khimicheskaya tekhnologiya. Spravochnik khimika. (In Russian). Available at: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/>

### 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](mailto: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](mailto:teleginig@tyuiu.ru)

Поступила в редакцию / Received 13.02.2025

Поступила после рецензирования / Revised 05.09.2025

Принята к публикации / Accepted 01.10.2025