

Научная статья / Original research article
УДК 622.276
DOI:10.31660/0445-0108-2025-5-89-99
EDN: GEOGWJ



Моделирование влияния вязкости нефти на циклическое заводнение нефтяных пластов

И. Г. Телегин

Тюменский индустриальный университет, Тюмень
teleginig@tyuiu.ru

Аннотация. Уменьшение запасов маловязких нефтей и нефтей с незначительной вязкостью вынуждает недропользователей активнее развивать добычу высоковязких нефтей и нефтей повышенной вязкости. Однако традиционное стационарное заводнение для залежей с такими нефтями не всегда эффективно. В связи с этим возникает задача поиска дешевых и эффективных методов увеличения нефтеотдачи этих пластов. Метод циклического заводнения характеризуется двумя основными преимуществами: почти нулевая стоимость реализации и простота внедрения. Начиная с конца 1950-х он широко применяется на нефтяных месторождениях мира, в частности, в ряде регионов России (Западной Сибири, Республике Татарстан, Самарской области, Пермском Крае), Китае, США, Чехии.

В статье изучается эффективность применения двух вариантов циклического заводнения для разработки залежей нефтей разной вязкости.

Цель — изучение влияния вязкости нефти на распределение нефтенасыщенности в нефтяном пласте и на эффективность циклического заводнения.

Итогом исследования выступает анализ влияния вязкости нефти на варианты разработки двумерной синтетической модели пласта. Полученные результаты необходимо учитывать при выборе участков для реализации циклического заводнения уже на конкретных месторождениях.

В работе показано, что комбинация циклического заводнения нагнетательными скважинами и периодический форсированный отбор жидкости добывающими скважинами является самой эффективной модификацией циклического заводнения. Такая модификация позволяет эффективно разрабатывать залежи нефти повышенной вязкости.

Ключевые слова: циклическое заводнение, нефтенасыщенность, вязкость нефти, асинхронное циклическое заводнение, стационарное заводнение, капиллярное удержание воды

Для цитирования: Телегин, И. Г. Моделирование влияния вязкости нефти на циклическое заводнение нефтяных пластов / И. Г. Телегин // DOI 10.31660/0445-0108-2025-5-89-99 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 5. — С. 89–99. — EDN: GEOGWJ

Modeling of the effect of oil viscosity on cyclic flooding of oil reservoirs

Igor G. Telegin

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
teleginig@tyuiu.ru

Abstract. The depletion of low-viscosity and light oils forces producers to increase the development of heavy and highly viscous oils. However, traditional steady waterflooding often prove ineffective for reservoirs containing such oils. Therefore, there is a need to find inexpensive and effi-

cient methods to improve oil recovery from these reservoirs. Cyclic waterflooding method has two main benefits: almost zero implementation cost and ease of application. This method has been widely utilized since the late 1950s in oil fields globally, including regions in Russia (Western Siberia, the Republic of Tatarstan, the Samara region, and Perm Territory), China, the United States, and the Czech Republic.

This study examines the effectiveness of two variants of cyclic waterflooding for developing reservoirs with oils of different viscosities.

The aim of this paper is to understand how oil viscosity affects oil saturation distribution within the reservoir and the overall efficiency of cyclic waterflooding.

The results of the study include an analysis of oil viscosity effects on development strategies for a two-dimensional synthetic reservoir model. These results are crucial for selecting suitable sites for cyclic waterflooding in specific oil fields.

The study shows that combining cyclic water injection with injection wells and periodic forced liquid withdrawal from production wells is the most effective modification of cyclic waterflooding. This modification facilitates the efficient development of reservoirs containing highly viscous oil.

Keywords: cyclic water flooding, oil saturation, oil viscosity, asynchronous cyclic flooding, stationary water flooding, capillary water retention

For citation: Telegin, I. G. (2025) Modeling of the effect of oil viscosity on cyclic flooding of oil reservoirs. Oil and Gas Studies, (5), pp. 89-99. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-5-89-99

Введение

Метод циклического заводнения (ЦЗ) относится к гидродинамическим методам увеличения нефтеотдачи. ЦЗ впервые было описано в работе [1] и позднее активно исследовалось в трудах [2–7]. Метод ЦЗ реализуется через периодическую смену режимов работы скважин. Эти смены режимов приводят к изменениям давления в нефтяном пласте. При повышении давления в нефтяном пласте появляются вертикальные перетоки флюидов из высокопроницаемого (ВП) слоя в низкопроницаемый (НП) нефтяной слой. При понижении давления возникают вертикальные перетоки из НП слоя в ВП слой. Цель статьи — моделирование влияния вязкости на структуру решений водонасыщенности в двухфазной модели двухслойного пласта при использовании циклического заводнения и повышение эффективности ЦЗ для пластов с нефтью разной вязкости.

Создание гидродинамической модели

Для моделирования создадим модель пласта `mdl_2D`, состоящую из следующих слоев:

- 1) нескрытый НП слой, толщиной 10 м, горизонтальная проницаемость $K_2 = 9,869 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$, вертикальная проницаемость $K_{2,\text{верт}} = 3,9476 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, глубина залегания 2 000–2 010 м;
- 2) нескрытая глинистая перемычка между слоями разной проницаемости, толщиной 0,5 м, 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 $K_1 = 1,48035 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$, вертикальная проницаемость $K_{1,\text{верт}} = 5,9214 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$, глубина залегания 2010,5–2020,5 м.

Пористость пласта возьмем равной 0,2 д. ед., глубину кровли пласта — 2 000 м, сжимаемость скелета породы — $5 \cdot 10^{-11} \text{ Па}^{-1}$, начальную водонасыщенность — $S_w = 0,2$ д. ед., начальную нефтенасыщенность — $S_o = 1 - S_w = 0,8$ д. ед., начальное пластовое давление — 20 МПа. Низкопроницаемый слой и глинистая перемычка не вскрывались, чтобы минимизировать горизонтальные перетоки в НП слое согласно работе [8]: «При разности проницаемостей двух пропластков, разделенных глинистой перемычкой, в 5 и более раз, вода практически не поступает в низкопроницаемый пропласток, в результате чего нефть остается не вовлеченной в разработку». Будем использовать следующие функции относительных фазовых проницаемостей для воды k_w , нефти k_o от водонасыщенности S_w :

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

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

Зададим параметры флюидов в таблице 1.

Таблица 1

Параметры флюидов модели mdl_2D

Параметр	Значение
Вязкость воды, 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

Для лучшего понимания особенностей поведения решения водонасыщенности S_w модель mdl_2D была выбрана двумерной в плоскости OXZ. В левом конце пласта ($x = 0$) была размещена нагнетательная скважина NAG (с максимальным давлением нагнетания 45 МПа и приемистостью 10,5 м³/сут.), а в правом конце ($x = 500$ м) — добывающая скважина DOB (минимальное забойное давление 5 МПа и дебитом 10 м³/сут.). Расчетная сетка модели выбиралась так, чтобы влияние погрешности аппроксимации было существенно меньше решения S_w . Для этого размеры ячеек сетки бы-

ли взяты равными соответственно по осям OX, OY, OZ: 5,0 x 10,0 x 0,2 м (для глинистой перемычки высота ячеек была взята равной 0,1 м). При моделировании применялся симулятор «тНавигатор» [9].

В статье рассмотрим две модификации ЦЗ.

1 модификация. ЦЗ только нагнетательными скважинами (нагнетательное ЦЗ) состоит из полуциклов:

- полуцикл остановки скважины NAG на один месяц (30 дней). Давление снижается быстрее в ВП слое и появляется вертикальный переток флюидов из НП слоя в ВП слой;

- полуцикл форсирования работы скважины NAG на один месяц, с приемистостью 20,5 м³/сут. В это время давление растет быстрее в ВП слое и появляется вертикальный переток из ВП слоя в НП слой.

2 модификация. Асинхронное ЦЗ:

- первый полуцикл (15 суток) — нагнетательная скважина работает с повышенной приемистостью 20,5 м³/сут., а добывающая скважина отключена;

- второй полуцикл (15 суток) — нагнетательная скважина NAG в простое, а добывающая скважина DOB работает с повышенным дебитом жидкости 20 м³/сут.

Для кодификации расчетных вариантов введем систему обозначений **Буква_Число_буква**, где **Буква** — это вязкость нефти или название серии расчетов:

- А – 1 сПуаз (нефть незначительной вязкости[10]);
- В – 6 сПуаз (маловязкая нефть);
- С – 11 сПуаз (нефть повышенной вязкости);

число — обозначение стадии разработки, когда было начато циклическое воздействие. Варианты с номером 0 — это базовые варианты, в которых проводился расчет до достижения минимальной среднемесячной добычи нефти 15 м³ без циклического воздействия. В вариантах под номером 3 ЦЗ использовалось на стадии падения добычи нефти (то есть на третьей стадии разработки) с 21 месяца от начала разработки и вплоть до достижения минимальной среднемесячной добычи нефти 15 м³. В вариантах под номером 4 ЦЗ использовалось при достижении достижений минимальной среднемесячной добычи нефти 15 м³, то есть на последней (четвертой) стадии разработки. Обозначение «**буква**» — это модификация ЦЗ: «н» — ЦЗ только нагнетательными скважинами, «а» — асинхронное ЦЗ.

ЦЗ только нагнетательными скважинами

В таблице 2 приведены результаты расчетов модели mdl_2D. Введены обозначения: Т — срок разработки, месяцев; Т_{цз} — длительность ЦЗ, месяцев; μ_o — вязкость нефти, мПа*с; Q_o — накопленная добыча нефти, м³; КИН — коэффициент извлечения нефти, д. ед.;

ΔQ_0 — рост добычи нефти по сравнению с базовым вариантом (вариант той же серии под номером 1), %.

Таблица 2

Результаты расчета вариантов ЦЗ только нагнетательными скважинами

	Вариант стационарного заводнения			Вариант циклического заводнения					
	A0	B0	C0	A3н	B3н	C3н	A4н	B4н	C4н
T	47	61	80	90	92	98	91	71	88
T _{цз}	—	—	—	70	72	78	45	11	9
μ_o	1	6	11	1	6	11	1	6	11
Q _o	6 494	5 680	5 335	7 340	6 390	5 904	7 293	5 840	5 462
КИН	0,436	0,381	0,358	0,492	0,429	0,396	0,489	0,392	0,366
ΔQ_0	—	—	—	13,0	12,5	10,7	12,3	2,8	2,4

Из таблицы 2 видно, что в вариантах А3н, В3н, С3н и А4н ЦЗ высокоэффективно (рост добычи нефти на 10,7–13,0 %). Такая эффективность объясняется очень благоприятными условиями проведения ЦЗ: большие перепады давления, создаваемые циклической закачкой, большая площадь контакта между разнопроницаемыми слоями. Анализ таблицы 2 показывает, что эффективность ЦЗ снижается при увеличении вязкости нефти (рис. 1).

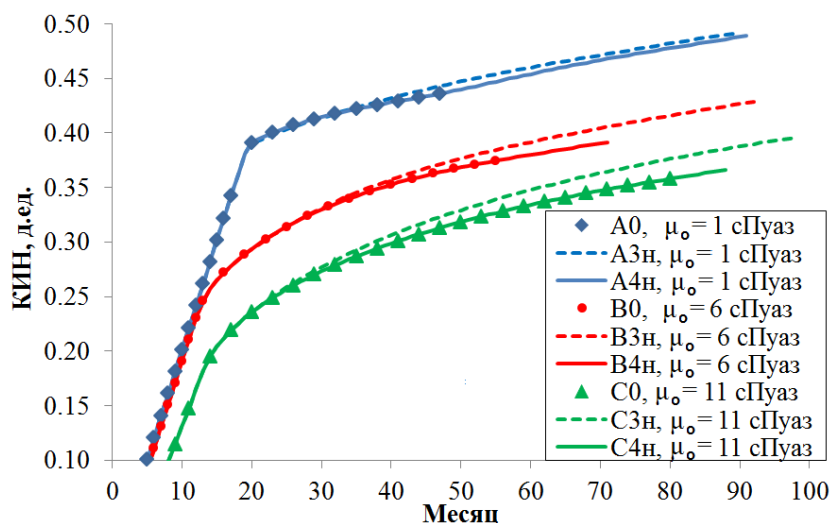


Рис. 1. Графики изменения величины КИН разных вариантов

Это хорошо известное явление [3] и объясняется оно несколькими причинами:

- 1) проводимость для нефти через глинистую перемычку при росте μ_o снижается, что ведет к затруднению флюидообмена;
- 2) рост вязкости нефти μ_o ведет к снижению скорости противоточной капиллярной пропитки [11–12], что препятствует капиллярному удержанию воды в НП слое;
- 3) степень вытеснения нефти в ВП слое с увеличением вязкости нефти уменьшается, и поэтому вблизи глинистой перемычки в высокопроницаемом слое образуется переходная зона вода — нефть (рис. 2). В полупериоде увеличения закачки именно эта смесь мигрирует в НП слой и возвращается обратно в ВП слой в полупериоде снижения давления.

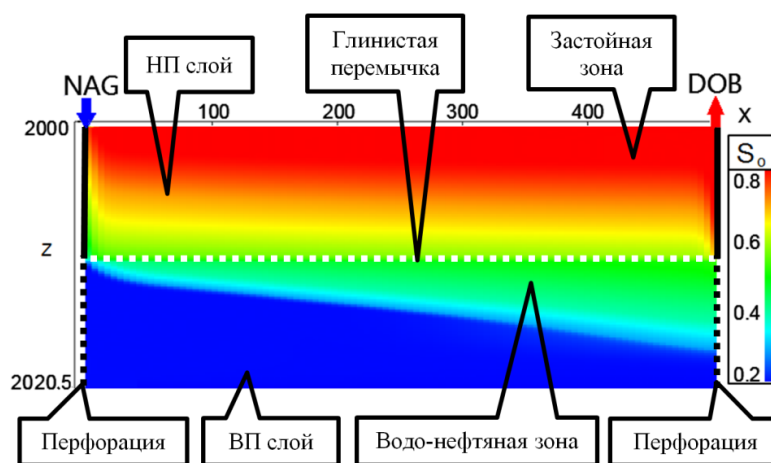


Рис. 2. Распределение нефтенасыщенности S_o в варианте С4н

Из рисунка 1 и таблицы 2 следует, что варианты под номером 3 эффективнее, чем варианты под номером 4. Это объясняется более длительным применением ЦЗ в вариантах с номером 3.

При использовании ЦЗ графики дебитов нефти осциллируют, поэтому на рисунке 3 для вариантов с номерами 3 и 4 приведены графики усредненной месячной добычи нефти q_y , вычисленные по 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. Для вариантов с номерами 0 усреднения не проводились.

На рисунке показана месячная добыча меньше 100 м^3 . Видно, что в варианте А4н формируется заметный локальный максимум добычи. С увеличением вязкости нефти локальные максимумы уменьшаются и уже в варианте В4н (то есть при $\mu_o = 6 \text{ сПуаз}$) максимум графически почти неразличим.

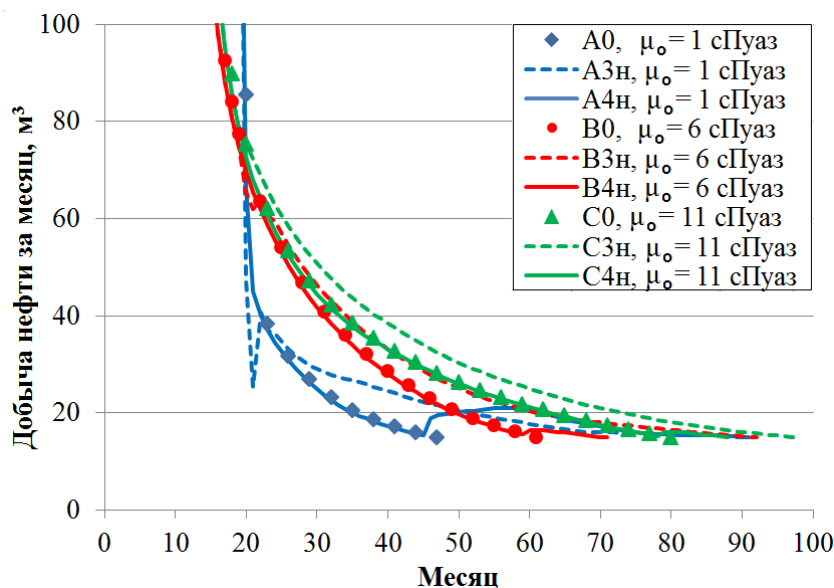


Рис. 3. *Графики помесечной добычи нефти серий А, В, С. Варианты циклического заводнения только нагнетательными скважинами*

В то же время в вариантах под номером 3 графики после начала ЦЗ ведут себя иначе. В этих вариантах могут наблюдаться осцилляции после начала ЦЗ, а далее скорость уменьшения помесечной добычи нефти ниже, чем в базовых вариантах без ЦЗ. Рисунки 1 и 3 и данные таблицы 2 иллюстрируют, что ЦЗ позволяет заметно продлить рентабельный период разработки нефтяной залежи.

Циклическое заводнение асинхронной работой скважин

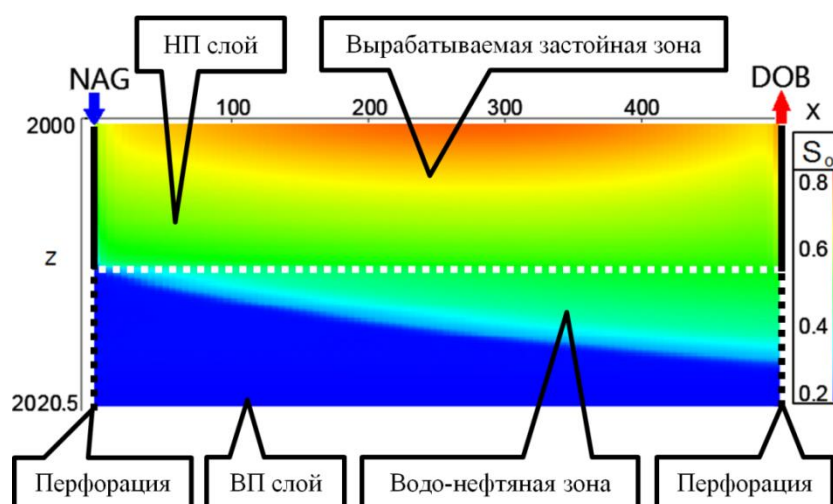
В таблице 3 приведены результаты расчетов модели mdl_2D с асинхронным циклическим заводнением. Сравнивая результаты расчетов асинхронного ЦЗ в таблице 3 с результатами нагнетательного ЦЗ (табл. 2), можно видеть:

- асинхронное ЦЗ существенно эффективнее нагнетательного ЦЗ, максимальная дополнительная добыча нефти выросла с 13,0 до 26,4 %. Причина такой высокой эффективности в том, что асинхронное ЦЗ позволило создать значительные перепады давления не только в окрестности нагнетательной скважины, но и в окрестности добывающей скважины;
- асинхронное ЦЗ дает возможность эффективно вырабатывать застойные зоны при повышенной вязкости нефти, как показывает рисунок 4 (вариант с $\mu_o = 11$ мПа*с);
- применение асинхронного ЦЗ ведет к продлению рентабельной разработки месторождения.

Результаты расчета вариантов асинхронного ЦЗ

	Вариант стационарного заводнения			Вариант циклического заводнения					
	A0	B0	C0	A3a	B3a	C3a	A4a	B4a	C4a
T	47	61	80	121	108	113	128	132	106
$T_{цз}$	—	—	—	101	88	93	82	72	27
μ_o	1	6	11	1	6	11	1	6	11
Q_o	6 494	5 680	5 335	8 211	6 832	6 291	8 204	6 862	5 769
КИН	0,436	0,381	0,358	0,551	0,458	0,422	0,550	0,460	0,387
ΔQ_o	—	—	—	26,4	20,3	17,9	26,3	20,8	8,1

На рисунке 4 приведена выкопировка распределения нефтенасыщенности S_o в варианте C3a на конец разработки. Сравнение рисунков 2 и 4 дает понять, что асинхронная работа скважин позволила вырабатывать застойную нефть в окрестности добывающей скважины. Например, в варианте C4н (рис. 2) на конец разработки присутствует большая застойная зона с нефтенасыщенностью, равной начальной 0,8, а в варианте C3a размер застойной зоны существенно меньше.

Рис. 4. Нефтенасыщенность S_o в варианте C3a на конец разработки

На рисунке 5 выведены в графики КИН для вариантов с асинхронным ЦЗ. Если сравнить его с данными рисунка 1, то можно увидеть, что асинхронное ЦЗ эффективнее и дает наибольшую продолжительность рентабельной эксплуатации месторождения. Графики месячной добычи нефти (меньше 100 м³/месяц) отображены на рисунке 6. Рисунок показывает, что при асинхронном ЦЗ во всех трех сериях А, В и С формируются

максимумы дебитов после начала ЦЗ, с ростом вязкости нефти величины максимумов уменьшаются.

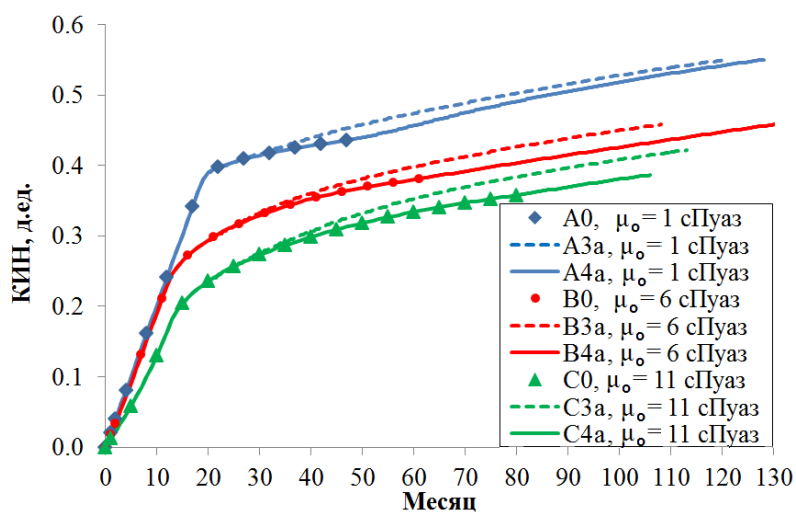


Рис. 5. Графики КИН в вариантах асинхронного ЦЗ

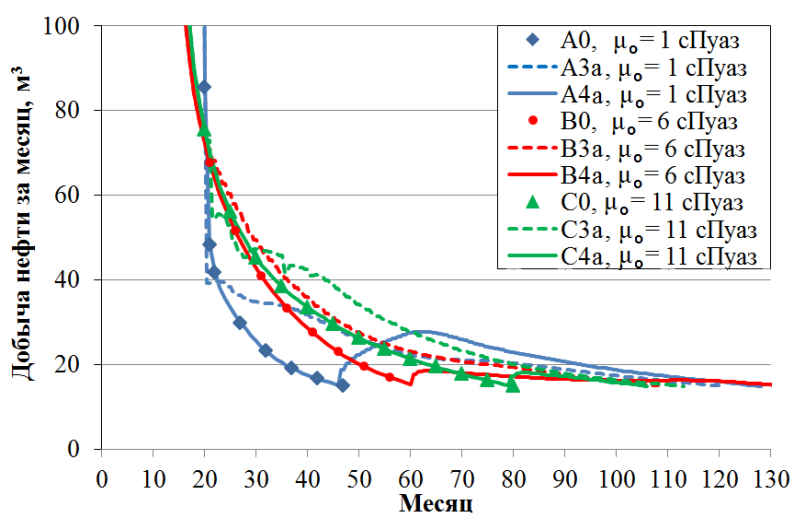


Рис. 6. Графики месячной добычи нефти, асинхронное ЦЗ

Выводы

Проведенные численные эксперименты показали, что с увеличением вязкости нефти эффективность использования ЦЗ снижается. Для ее увеличения рекомендуется: внедрение циклического заводнения на третьей стадии разработки, а также сочетание асинхронной работы добывающих и нагнетательных скважин. Такой метод сложнее в реализации, но он фактически является объединением форсированного отбора жидкости и ЦЗ.

Список источников

1. Сургучёв, М. Л. Об увеличении нефтеотдачи неоднородных пластов / М. Л. Сургучев. – Текст : непосредственный // Труды ВНИИ. – 1959. – Вып. 19. – С. 102–110.
2. 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.
3. Цынкова, О. Э. Постановка двухмерной задачи о периодическом заводнении нефтяного пласта / О. Э. Цынкова. – Текст: непосредственный // Труды ВНИИ. – Вып. 68. – Москва : Недра, 1979. – С. 3–65.
4. Владимиров, И. В. Нестационарные технологии нефтедобычи (этапы развития, современное состояние и перспективы) / И. В. Владимиров. – Москва : ВНИИОЭНГ, 2004. – 216 с. – Текст : непосредственный.
5. Крянев, Д. Ю. Нестационарное заводнение. Методика критериальной оценки выбора участков воздействия / Д. Ю. Крянев. – Москва: Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт, 2008. – 208 с. – Текст : непосредственный.
6. Владимиров, И. В. Комплексная технология теплового нестационарного заводнения, предусматривающая периодическую эксплуатацию добывающих скважин / И. В. Владимиров, Э. М. Велиев, Э. М. Альмухаметова. – Текст : непосредственный // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, 2015. – Вып. 2 (100). – С. 79–90.
7. Вафин, Т. Р. Исследование выработки запасов нефти при циклическом и стационарном водогазовом воздействии на пласт / Т. Р. Вафин. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело, 2015. – № 12. – С. 17–20.
8. Химия и химическая технология. Справочник химика. – URL: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/>(дата обращения : 20.04.2024). – Текст : электронный.
9. tNavigator 18.2 симулятор: справочное руководство. – Москва : RFD, 2018. – 2524 с. – Текст : непосредственный.
10. Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477: распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 № 3-р (ред. от 19.04.2018). – Текст : электронный // Кодификация РФ действующее законодательство Российской Федерации. – URL: <https://rulaws.ru/acts/Rasporyazhenie-Minprirody-Rossii-ot-01.02.2016-N-3-r> (дата обращения : 20.01.2025).
11. Рыжик, В. М. О капиллярной пропитке нефтеносного гидрофильного пласта / В. М. Рыжик. – Текст : непосредственный // Изв. АН СССР, ОТН «Механика и машиностроение», 1960. – № 2. – С. 149–151.
12. Бочаров, О. Б. Численное моделирование термокапиллярной противоточной пропитки / О. Б. Бочаров, И. Г. Телегин. – Текст : непосредственный // Теплофизика и Аэромеханика. – 2005. – Т. 12, № 3. – С. 433–444.

References

1. Surguchev, M. L. (1959). Ob uvelichenii nefteotdachi neodnorodnykh plastov. Trudy VNII. Vyp. 19, pp. 102-110. (In Russian).
2. 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. (In Russian).

3. Tsynkova, O. E. (1979). Postanovka dvukhmernoy zadachi o periodicheskom za-vodnenii nefryanogo plasta. Trudy VNII. Vyp. 68. Moscow, Nedra Publ., pp. 3-65. (In Russian).
4. Vladimirov, I. V. (2004). Nestatsionarnye tekhnologii nefte dobychi (etapy razvitiya, sovremennoe sostoyanie i perspektivy). Moscow, VNIIOENG Publ., 216 p. (In Russian).
5. Kryanev, D. Yu. (2008). Nestatsionarnoe zavodnenie. Metodika kriteri-al'noy otsenki vybora uchastkov vozdeystviya. Moscow, Vserossiyskiy neftegazovyy nauchno-issledovatel'skiy institute Publ., 208 p. (In Russian).
6. Vladimirov, I. V., Veliev, E. M. & Al'mukhametova E. M. (2015). Kompleksnaya tekhnologiya teplovogo nestatsionarnogo zavodneniya, predusmatrivayushchaya periodicheskuyu ekspluatatsiyu dobyvayushchikh skvazhin. Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov, 2 (100), pp. 79-90. (In Russian).
7. Vafin, T. R. (2015). Issledovanie vyrabotki zapasov nefi pri tsikli-cheskom i statsionarnom vodogazovom vozdeystvii na plast. Neftepromyslovoe delo, (12), pp. 17-20. (In Russian).
8. Khimiya i khimicheskaya tekhnologiya. Spravochnik khimika. (In Russian). Available at: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/>
9. tNavigator 18.2 simulyator: spravochnoe rukovodstvo. (2018). Moscow, RFD Publ., 2524 p. (In Russian).
10. Ob utverzhdenii metodicheskikh rekomendatsiy po primeneniyu Klassi-fikatsii zapasov i resursov nefi i goryuchikh gazov, utverzhdennoy prikazom Ministerstva prirodnikh resursov i ekologii Rossiyskoy Federatsii ot 01.11.2013 № 477: rasporyazhenie Minprirody Rossii ot 01.02.2016 № 3-r (red. ot 19.04.2018). Kodifikatsiya RF deystvuyushchee zakonodatel'stvo Rossiyskoy Federatsii. – (In Russian). Available at : <https://rulaws.ru/acts/Rasporyazhenie-Minprirody-Rossii-ot-01.02.2016-N-3-r>
11. Ryzhik, V. M. (1960). O kapillyarnoy propitke neftenosnogo gidrofil'-nogo plasta. Izv. AN SSSR, OTN «Mekhanika i mashinostroenie», (2), pp. 149-151. (In Russian)
12. Bocharov, O. B., & Telegin, I. G. (2005). Chislennoe modelirovanie termokapillyarnoy protivotochnoy propitki. Teplofizika i Aeromekhanika, 12(3), pp. 433-444. (In Russian).

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 telegin@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, telegin@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 10.02.2025; одобрена после рецензирования 20.02.2025; принята к публикации 31.03.2025.

The article was submitted 10.02.2025; approved after reviewing 20.02.2025; accepted for publication 31.03.2025.