

Научная статья / Original research article
УДК 622.276
DOI:10.31660/0445-0108-2025-5-100-111
EDN: IACOSX



Результаты моделирования полимерного заводнения на примере модели объекта АВ₁₋₂ нефтяного месторождения К

В. Ю. Хорюшин¹, И. Г. Телегин², О. М. Ермилов³, С. Ф. Мулявин^{2*}

¹ООО «Меретояханефтегаз», Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

³ООО «Газпром добыча Надым», Москва, Россия

*muljavinsf@tyuiu.ru

Аннотация. Разработка нефтяных месторождений в настоящее время характеризуется почти полным исчерпанием запасов легкоизвлекаемой нефти и интенсивной разработкой запасов с осложненным геологическим строением пласта. В силу нестандартности геологического строения таких нефтяных пластов недропользователь при разработке сталкивается с рядом сложностей, которые не проявляются при добыче легкоизвлекаемой нефти. Ярким примером такого месторождения выступает месторождение К с нефтью незначительной вязкости, хорошо проницаемым терригенным поровым коллектором. Исходная информация, полученная при разведочном бурении и пробной эксплуатации, позволяла строить оптимистический прогноз по достижению коэффициента извлечения нефти 0,364. Однако особенности геологического строения не позволили добиться такой нефтеотдачи.

В этой статье изучаются возможные варианты повышения нефтеотдачи объекта АВ₁₋₂ нефтяного месторождения К.

Цель исследования — определить причины низкой нефтеотдачи на нефтяном месторождении К и разработать рекомендации по применению методов повышения нефтеотдачи для увеличения коэффициента извлечения нефти.

Авторами была создана синтетическая гидродинамическая модель нефтяного объекта АВ₁₋₂. Проведены многовариантные расчеты, благодаря которым была проанализирована структура нефтенасыщенности и выяснена причина низкой нефтеотдачи.

В работе рассмотрены 6 вариантов разработки объекта АВ₁₋₂: традиционное заводнение, циклическое заводнение нагнетательными скважинами, циклическое заводнение нагнетательными и добывающими скважинами и полимерное заводнение. Коэффициент извлечения нефти в этих вариантах был получен в пределах 0,238–0,265. Рекомендуется использовать сочетание циклического и полимерного заводнения.

Ключевые слова: циклическое заводнение, неоднородный нефтяной пласт, полимерное заводнение, синтетическая гидродинамическая модель, трещиновато-пористый коллектор, асинхронное циклическое заводнение

Для цитирования: Результаты моделирования полимерного заводнения на примере модели объекта АВ₁₋₂ нефтяного месторождения К. / В. Ю. Хорюшин, И. Г. Телегин, О. М. Ермилов, С. Ф. Мулявин // DOI 10.31660/0445-0108-2025-5-100-111 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 5. – С. 100–111. – EDN: IACOSX

Results of modeling polymer flooding using the example of the АВ₁₋₂ object model of the K oil field

Vadim Yu. Khoryushin¹, Igor G. Telegin², Oleg M. Yermilov³, Semyon F. Mulyavin^{2*}

¹Meretoyakhaneftgaz LLC, Tyumen,
²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
³Gazprom Dobycha Nadym LLC, Moscow
*muljavinsf@tyuiu.ru

Abstract. The almost complete depletion of easily recoverable oil reserves and intensive development of reserves with complex geological structures characterize the development of oil fields today. Due to the non-standard geological structure of such reservoirs, operators face multiple challenges that do not appear with the production of easily recoverable oil. A vivid example is oil field K, which contains low-viscosity oil and has a well-permeable terrigenous pore reservoir. Initial data obtained during exploratory drilling and trial production allowed optimistic forecasts of achieving an oil recovery factor (ORF) of 0.364. However, features of the geological structure hindered the achievement of this recovery target.

This paper studies explore potential strategies for increasing oil recovery in the AB₁₋₂ area of oil field K.

The aim of this paper is to identify reasons for the low oil recovery at oil field K and to develop recommendations for methods, which could enhance recovery and increase the oil recovery factor.

The authors created synthetic hydrodynamic model of the AB₁₋₂ oil object. They also performed multivariate calculations to analyze the structure of oil saturation and clarify the causes of low oil recovery.

The authors reviewed six development strategies for the AB₁₋₂ object model: traditional water flooding, cyclic water flooding with injection wells, cyclic water flooding with injection and production wells, and polymer flooding. The oil recovery factor values obtained in these scenarios ranged from 0,238 to 0,265. Based on the results of this study, the authors recommend to use a combination of cyclic and polymer flooding.

Keywords: cyclic flooding, heterogeneous oil reservoir, polymer flooding, synthetic hydrodynamic model, fractured-porous reservoir, asynchronous cyclic flooding

For citation: Khoryushin, V. Yu., Telegin, I. G., Ermilov, O. M., & Mulyavin, S. F. (2025). Results of modeling polymer flooding using the example of the AB₁₋₂ object model of the K oil field. Oil and Gas Studies, (5), pp. 100-111. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-5-100-111

Введение

В настоящее время при разработке нефтегазовых месторождений одним из основных прогнозных инструментов служит гидродинамическое моделирование — воспроизведение свойств продуктивного пласта с помощью фильтрационных моделей. На создание общих гидродинамических моделей (ОГДМ) тратятся значительные ресурсы и время. Эти модели — универсальный инструмент для решения задач:

- А. определение коэффициента извлечения нефти (КИН);
- В. локализация остаточных запасов углеводородов (УВ);
- С. прогнозирование результатов применения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

В силу выполнения требования передачи максимально приближенно к геологическому строению пласта общие гидродинамические модели являются крайне громоздкими и трудозатратными. Результаты, полученные с помощью ОГДМ и опубликованные в работах, нереально повторить

в силу неполноты исходной информации. Сами ОГДМ — закрытая информация. Поэтому общие гидродинамические модели малопригодны для критического анализа. В связи с этим более перспективны относительно простые синтетические гидродинамические модели (СГДМ). Выпишем условия абстрактной СГДМ, которая строится по данным опубликованной работы (статье или отчету):

- 1) в СГДМ задаются осредненные параметры ГФХ исходной ОГДМ;
- 2) в СГДМ должны учитывать основные особенности геологического строения нефтегазового пласта;
- 3) поведение СГДМ должно примерно совпадать с поведением ОГДМ.

Объект и методы исследования

В работе [1] изучается разработка и применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения. Объект АВ₁₋₂ в границах месторождения включает в себя два пласта: АВ₁³ и АВ₂, характеризующиеся разными условиями осадконакопления и разделенные глинистым разделом, невыдержанным по толщине. Сводка ГФХ по этому объекту приведена в таблице 1.

Таблица 1

Основные ГФХ пластов АВ₁³ и АВ₂, объект АВ₁₋₂

Параметр	АВ ₁ ³	АВ ₂	АВ ₁₋₂
Отложения	болотные	русловые и пойменные	
Тип коллектора	терригенный, поровый		
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	218 876	133 022	
Геологические запасы, тыс. т	80 623	65 756	146 379
Извлекаемые запасы, тыс. т	22 490	24 040	46 530
КИН, д. ед.	0,279	0,366	0,318
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	4,3	6,1	10,4
Коэффициент пористости, д. ед.	0,220	0,247	0,232
Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.	0,47	0,57	0,51
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	48,1	310	165,8
Коэффициент песчанистости, д. ед.	0,54	0,503	0,523
Коэффициент расчлененности, д. ед.	3,9	4,7	8,6
Начальная пластовая температура, °С	57,0	57,5	57,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0,63		

Из таблицы 1 следует, что отношение проницаемостей пластов АВ₂ и АВ₁³ составляет 6,4, а из промыслового опыта известно [2]: «при различии

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». Таким образом, при объединении пластов АВ₁³ и АВ₂ в один промысловый объект есть вероятность низкой выработки пласта низкопроницаемого пласта АВ₁³ с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Для построения двухфазной гидродинамической модели данных из таблицы 1 недостаточно. Также необходимы: функции относительных фазовых проницаемостей, капиллярное давление, остаточные насыщенности нефти и воды, вязкость воды в пластовых условиях, сжимаемости флюидов и скелета нефтянасыщенной породы, объемные коэффициенты, плотности нефти и воды в пластовых условиях. При построении СГДМ со значительным числом слоев нужно знать, проницаемы ли межслойные перемычки или нет. Ниже описаны этапы создания СГДМ.

Результаты

Рассмотрим нефтяной пласт, состоящий из 3 слоев:

- 1) верхний пласт АВ₁³, толщиной 8 м, с параметрами из таблицы 1, с глубиной залегания 1 800–1 808 м;
- 2) непроницаемая глинистая перемычка, толщиной 1 м, глубина залегания 1 808–1 809 м;
- 3) нижний пласт АВ₂, толщиной 12,1 м, с параметрами из таблицы 1, с глубиной залегания 1809–1821,1 м.

Поскольку часть параметров пласта не была описана, то будем использовать значения параметров, относительно близкие такому типу месторождений (табл. 2).

Таблица 2

Предполагаемые параметры пласта флюидов модели СГДМ

Параметр	Значение
Вязкость воды, мПа*с	0,5
Сжимаемость воды, 1/Па	$4,2 \cdot 10^{-10}$
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	$13,0 \cdot 10^{-10}$
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	860

В этой работе функции относительных фазовых проницаемостей и капиллярное давление были взяты в виде полиномиальных функций (1, 2)

$$k_w(S_w) = C_w \cdot S^\alpha, k_o(S_w) = C_o \cdot (1 - S)^\beta, \quad (1)$$

$$P_c(S_w) = C_p \cdot (1 - S)^\gamma, S = (S_w - S_{wcr}) / (1 - S_{owcr} - S_{wcr}), \quad (2)$$

где $S_w \in [S_{wcr}; 1 - S_{owcr}]$ — водонасыщенность, S_{wcr} — остаточная водонасыщенность, S_{owcr} — остаточная нефтенасыщенность, k_w — относительная фазовая проницаемость по воде, k_o — относительная фазовая проницаемость по нефти, P_c — капиллярное давление, $C_p = 0,2$ МПа, $\gamma = 2$.

Для лучшего понимания особенностей поведения решения водонасыщенности S_w модель пласта изучалась в двумерном случае в плоскости OXZ. Размеры моделируемого пласта по осям OX, OY, OZ: $500 \times 100 \times 21,1$ м. В левом конце пласта ($x = 0$) была размещена нагнетательная скважина НАГ (с максимальным давлением нагнетания 30 МПа и приемистостью $105 \text{ м}^3/\text{сут.}$), а на правом конце ($x = 500$ м) — добывающая скважина ДОБ (минимальное забойное давление 9 МПа и дебитом $100 \text{ м}^3/\text{сут.}$). Критерием окончания моделирования служило увеличение обводненности до 98 %. Расчетная сетка модели выбиралась так, чтобы влияние погрешности аппроксимации было существенно меньше решения S_w . Для этого размеры ячеек сетки были взяты равными соответственно по осям OX, OY, OZ: $5,0 \times 100,0 \times 0,1$ м. При моделировании применялся симулятор «ТНавигатор» [3].

Далее выполняем подбор параметров относительной фазовой проницаемости (ОФП). Вариация функциональных параметров фильтрационных моделей позволяет получать широкий спектр решений и адаптировать (приближать) их к какому-то заранее известному шаблону. Для адаптации будем варьировать следующие значения коэффициентов: $C_w, \alpha, C_o, \beta, S_{wcr}, S_{owcr}$.

У адаптации две цели. Первая: получить в конце разработки месторождения КИН, примерно равный исходному (табл. 1). Вторая: получить начальную обводненность продукции в диапазоне 25–35 %. Ниже приведены параметры после адаптации. Полученный вариант модели назовем СГДМ-0:

$$C_w = 0,5; \alpha = 1,5; C_o = 1; \beta = 1,9; S_{wcr} = 0,290; S_{owcr} = 0,339. \quad (3)$$

Отметим, что в модели СГДМ-0 нижний пласт АВ₂ вырабатывается почти полностью, а остаточные запасы нефти присутствуют только в пласте АВ₁³.

Рисунок 1 демонстрирует четыре графика зависимости КИН от обводненности. Видно, что график для варианта СГДМ-0 (фиолетовая линия) имеет три характерных участка: а — период безводной или маловодной эксплуатации; б — приход воды на добывающую скважину; с — обводнение добывающей скважины, преимущественная добыча нефти из менее проницаемого пласта АВ₁³.

Этот график не соответствует фактической истории разработки (черная линия) и тоже состоит из трех участков: d — быстрый рост обводне-

ния, нет периода безводной или маловодной добычи нефти; е — петля на графике, обычно, причина появления такой петли — бурение новых скважин или геологические особенности строения; f — относительно медленный рост обводнения; h — прогнозный участок.

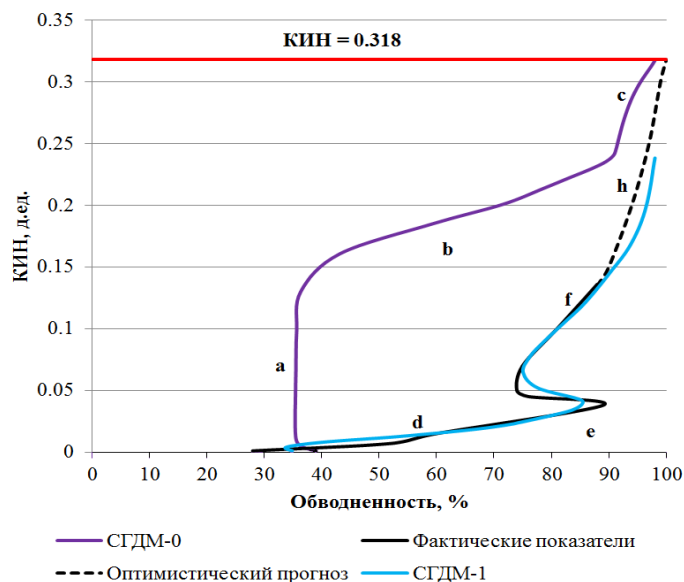


Рис. 1. Зависимости КИН от обводненности

На графике приведена кривая с прогнозным ростом КИН (пунктир черного цвета) или участок h, прогноз выполнен недропользователем по ОГДМ. На наш взгляд, причина появления петли на графике КИН от обводненности заключается либо в наличии естественных трещин в пласте, либо в создании трещин при закачке воды (автоГРП). Такие трещины позволяют воде очень быстро приходить на добывающую скважину. Косвенным подтверждением существования сквозных трещин может служить статистический разрез промыслово-геофизических исследований притока и поглощения добывающих и нагнетательных скважин (рис. 2). Этот график иллюстрирует преобладающее заводнение интервала 11–17 м.

Таким образом, разработка объекта АВ₂ будет сходна с разработкой трещиновато-пористых пластов, у которых типичными являются величины КИН не больше 0,15–0,20. Адаптация модели СГДМ-0 на историю позволила приблизить график КИН. На рисунке 1 этот вариант выведен голубым цветом — вариант СГДМ-1. СГДМ-1 дает КИН, равный 0,238. Адаптация получена за счет введения водо- и нефтенасыщенного слоя толщиной 1 м с проницаемостью $3\,000 \cdot 10^{-3}$ мкм² в пласте АВ₂. Такой слой, эмулирующий трещину автоГРП, позволил получить быстрый рост обводненности на добывающей скважине. На графике 1 эта особенность проявилась петлей, обозначенной на рисунке литерой «е».

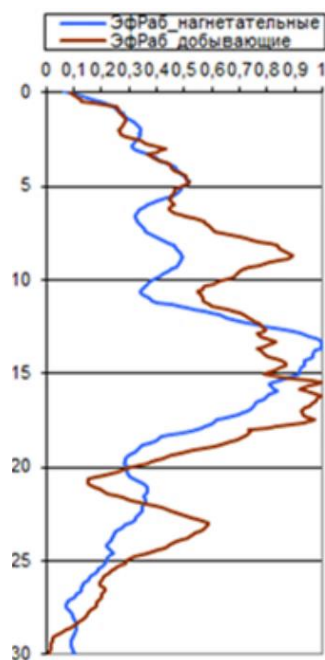


Рис. 2. Выработка запасов
в русловых и пойменных
отложениях пласта АВ₂ по ПГИ

Обсуждение

Всего было рассмотрено 6 разных вариантов разработки с использованием разных методов увеличения нефтеотдачи. В таблице 3 приведено описание этих вариантов. Во всех вариантах расчет проводился до момента достижения обводнения продукции в 98 %.

Вариант 1 (базовый) — расчет модели СГДМ-1 до конца разработки. Вариант 2 — закачка полимера, который влияет только на вязкость воды μ_v по формуле

$$\mu_v = 9,9 \cdot C + \mu_1, \text{ мПа} \cdot \text{с}, \quad (4)$$

где C — концентрация полимера ($\text{кг}/\text{м}^3$), μ_1 — вязкость воды без полимера. Вязкость полимерного раствора значительно превосходит вязкость воды, поэтому раствор закачивался только в высокопроницаемую трещину с концентрацией полимера $5 \text{ кг}/\text{м}^3$. Вариант 3 — циклическое заводнение только нагнетательной скважиной (НЦЗ) [4–5]. Вариант 4 — асинхронное циклическое заводнение периодической работой нагнетательной скважины и добывающей скважинами (АЦЗ) [6]. Вариант 5 — совмещение НЦЗ и полимерного заводнения. Вариант 6 — совмещение АЦЗ и полимерного заводнения. Результаты расчета описанных вариантов представлены в таблице 4, где: T — срок разработки, месяцев; КИН — коэффициент извлечения нефти, д. ед.; $\Delta\text{КИН}$ — дополнительная добыча нефти по сравнению с вариантом стационарного заводнения или эффективность по сравнению базовым вариантом 1, %. Из таблицы 4 видно, что вариант с полимерным заводнением укорачивает срок разработки, а варианты с АЦЗ растягивают период рентабельной добычи нефти. Интересным является наличие положительного эф-

фекта от циклического заводнения — и это несмотря на неблагоприятные условия для внедрения такого метода увеличения нефтеотдачи (МУН) [5].

Таблица 3

Варианты разработки

№	Описание	Приемистость/дебит/давление на забое скважины НАГ (МПа)			
		1 неделя	2 неделя	3,5,7,9,11 недели	4,6,8,10,12 неделя
1	Базовый	105/100/30			
2	Закачка полимера 1 раз в 12 недель	20/100/40	190/100/30	105/100/30	
3	Циклическое заводнение нагнетательной скважиной	0/100/30	210/100/30	0/100/30	210/100/30
4	Циклическое заводнение обеими скважинами	0/200/30	210/0/30	0/200/30	210/0/30
5	Закачка полимера 1 раз в 12 недель и циклическое заводнение нагнетательной скважиной	20/100/40	190/100/30	0/100/30	210/100/30
6	Закачка полимера 1 раз в 12 недель и циклическое заводнение обеими скважинами	20/100/40	190/100/30	0/200/30	210/0/30

Таблица 4

Расчетные величины вариантов

№ варианта	КИН, д. ед.	Т, сут.	ΔКИН
1	0,238	1860	—
2	0,260	1753	9,2
3	0,246	1928	3,4
4	0,253	2215	6,3
5	0,263	1697	10,5
6	0,265	2047	11,3

Наиболее эффективен вариант использования сочетания асинхронного циклического заводнения и закачки полимеров (6 вариант). Однако несмотря на положительные эффекты от внедрения полимерного и циклического заводнения ни один из предложенных вариантов не достиг запланированного КИН, равного 0,318 (табл. 1). На рисунке 3 приведена выкопировка нефтенасыщенности на конец разработки для варианта 6. Рисунок демонстрирует, что остаточные запасы расположены в низкопроницаемом пласте АВ₁³.

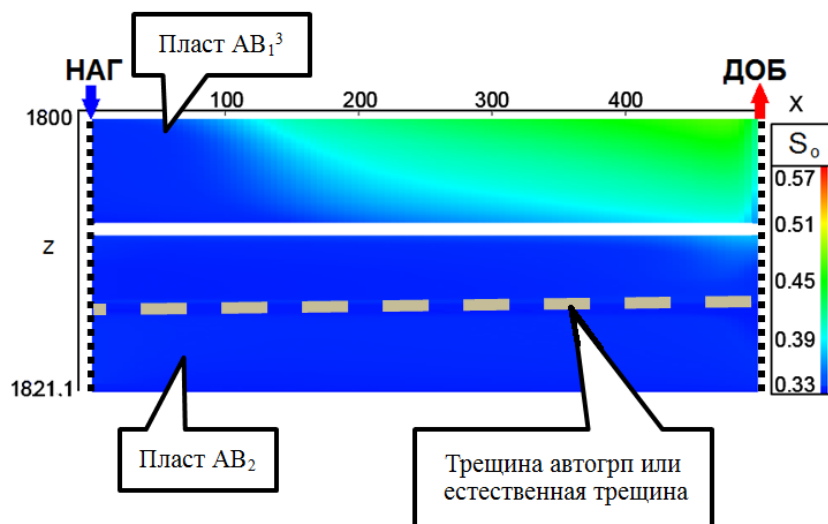


Рис. 3. Нефтенасыщенность на конец разработки, вариант 6

На рисунке 4 приведены зависимости КИН от времени разработки у разных вариантов. Показано разделение вариантов по двум группам.

Первая: базовый вариант и варианты циклического заводнения без использования полимерного заводнения. Для последних характерно отклонение графика КИН вправо, что ведет к росту срока рентабельной эксплуатации и уменьшению КИН.

Вторая: полимерное заводнение с применением циклического заводнения. Эти варианты характеризуются отклонением графика КИН влево, что ведет к уменьшению срока рентабельной эксплуатации и увеличению КИН.

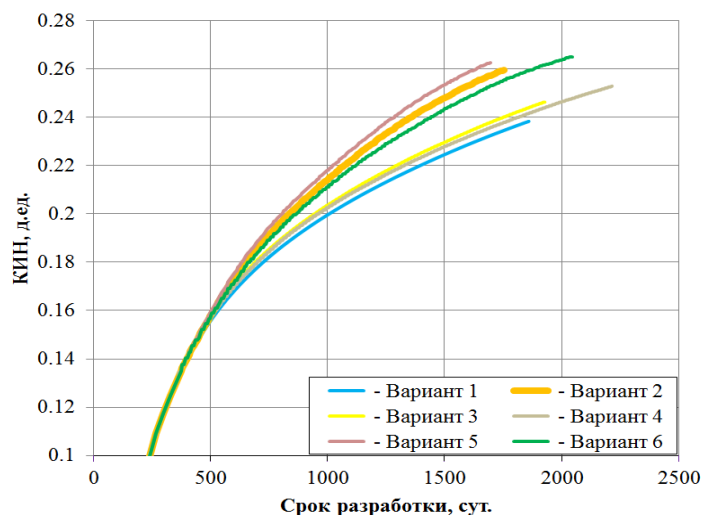


Рис. 4. Зависимости КИН от времени в разных вариантах разработки

На рисунке 5 выведены графики зависимости КИН от обводненности.

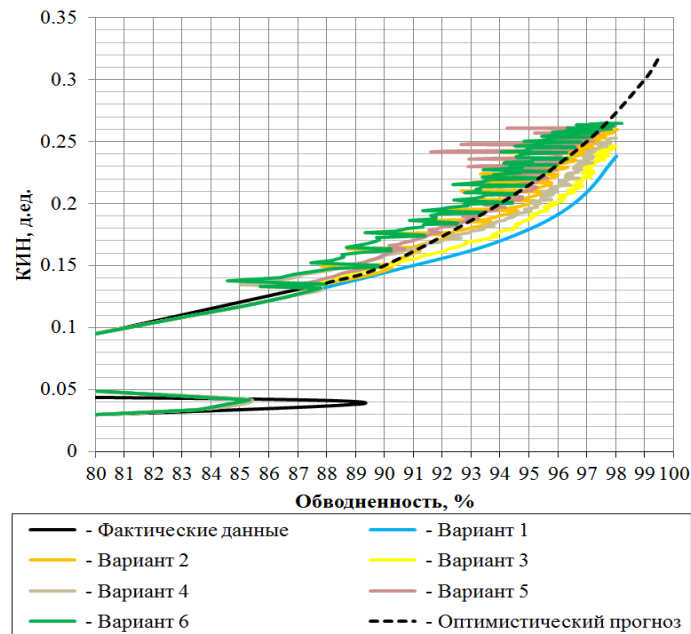


Рис. 5. Зависимости КИН от обводненности в разных вариантах разработки

Для вариантов циклического заводнения нагнетательными скважинами (варианты 3 и 5) использовалась осредненная обводненность, вычисляемая по формуле

$$W_{y,i} = (W_{o,i} + W_{o,i+1})/2, \quad (5)$$

где i — порядковый номер недели, $W_{o,i}$ — исходная обводненность за неделю. Рисунок показывает, что графики вариантов с закачкой полимеров сильно осциллирует. Видно, что после достижения 96 % обводненности графики КИН вариантов 1, 3, 4 начинают отклоняться влево, что немного замедляет достижение предельной обводненности продукции.

Выводы

Разработка объекта АВ₁₋₂ осложнена разностью проницаемости двух пластов АВ₁³ и АВ₂, отсутствием возможности отдельной эксплуатации пластов ввиду наличия тонкой глинистой перемычки, к тому же объект проявляет свойства трещиновато-пористого коллектора и поэтому добывающие скважины обводняются довольно быстро, что ведет к низкому значению КИН. Объединение пластов АВ₁³ и АВ₂ в один промысловый объект АВ₁₋₂ сделало актуальным вопрос выработки запасов малопроницаемого пласта АВ₁³. В рассматриваемый момент времени обводненность АВ₁₋₂ составляет уже 88 % при выработке порядка 13,6 % от первоначаль-

ных запасов нефти. В работе рассмотрены 6 вариантов разработки объекта АВ₁₋₂: традиционное заводнение, циклическое заводнение нагнетательными скважинами, циклическое заводнение нагнетательными и добывающими скважинами и полимерное заводнение. КИН в этих вариантах был получен в пределах 0,238–0,265, что меньше запланированной величины в 0,318. Для достижения заданного КИН, можно рекомендовать сочетание полимерного ПАВ и циклического заводнения. Поскольку остаточные запасы расположены в основном в верхнем пласте АВ₁³, то положительный эффект может иметь также совместно-раздельная закачка воды в разные пласты.

Список источников

1. Комплексный подход к реализации методов по выравниванию профиля приёмистости скважин. Опыт массированного воздействия потокоотклоняющими технологиями на русловые отложения объекта АВ₁₋₂ Кечимовского месторождения / В. Ю. Хорюшин, А. С. Коротенко, Р. Ф. Мазитов, А. В. Бармин. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 9. – С. 86–94.
2. Химия и химическая технология. Справочник химика. – URL: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/> (дата обращения : 20.01.2025). – Текст : электронный.
3. tNavigator 18.2 симулятор: справочное руководство. – Москва : RFD, 2018. – 2524 с. – Текст : непосредственный.
4. Сургучев, М. Л. Об увеличении нефтеотдачи неоднородных пластов / М. Л. Сургучев. – Текст: непосредственный // Труды ВНИИ, 1959. – Вып. 19. – С. 102–110.
5. Владимиров, И. В. Нестационарные технологии нефтедобычи (этапы развития, современное состояние и перспективы) / И. В. Владимиров. – Москва : ВНИИОЭНГ, 2004. – 216 с. – Текст : непосредственный.
6. 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

References

1. Khoryushin, V. Yu., Korotenko, A. S., Mazitov, R. F., & Barmin, A.V. (2017). Integrated approach to the implementation of methods that provide levelling of the profile of wells water-intake capacity. Experience of massive effect of flow deviation technologies on the channel sediments of Kechimovsky field AV₁₋₂ object. *Geology, Geophysics and Development of Oil Gas Fields*, (9), pp. 86-94. (In Russian).
2. Khimiya i khimicheskaya tekhnologiya. Spravochnik khimika. (In Russian). Available at: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/> (In Russian).
3. tNavigator 18.2 simulator: spravocnoe rukovodstvo. (2018). Moscow, RFD Publ., 2524 p. (In Russian).
4. Surguchev, M. L. (1959). Ob uvelichenii nefteotdachi neodnorodnykh plastov. *Trudy VNII*. Vyp. 19, pp. 102-110. (In Russian).

5. Vladimirov, I. V. (2004). *Nestatsionarnye tekhnologii neftedobychi (etapy razvitiya, sovremennoe sostoyanie i perspektivy)*. Moscow, VNIIOENG Publ., 216 p. (In Russian).
6. 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).

Информация об авторах / Information about the authors

Хорюшин Вадим Юрьевич, кандидат технических наук, руководитель проекта «Реновация» блока директора по геологии и разработке, ООО «Меретояханефтегаз», г. Тюмень, Khoryushin.VYu@gazprom-neft.ru

Телегин Игорь Григорьевич, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4768-8511>

Ермилов Олег Михайлович, доктор технических наук, профессор, академик РАН, зам. ген. директора по науке ООО «Газпром добыча Надым», Москва

Мулявин Семен Федорович, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, mulyavinsf@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4768-8511>

Vadim Yu. Khoryushin, Candidate of Engineering, the Head of Renovation Project Manager, Meretoyakhaneftegaz LLC, Tyumen, Khoryushin.VYu@gazprom-neft.ru

Igor G. Telegin, Candidate of Physics and Mathematics Sciences, Associate Professor at the Department at Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4768-8511>

Oleg M. Yermilov, Doctor of Engineering, Professor, Academician of the Russian Academy of Sciences, Deputy General Director for Science of Gazprom Dobycha Nadym LLC, Moscow

Semyon F. Mulyavin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Oil and Gas Field Development, Industrial University of Tyumen, mulyavinsf@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4768-8511>

Статья поступила в редакцию 15.08.2025; одобрена после рецензирования 11.09.2025; принята к публикации 12.09.2025.

The article was submitted 15.08.2025; approved after reviewing 11.09.2025; accepted for publication 12.09.2025.