

УДК 622.276.6  
DOI: 10.18799/24131830/2025/9/4918  
Шифр специальности ВАК: 2.8.4  
Научная статья

## Применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи с совместной периодической остановкой нагнетательных скважин и изменением режима работы на добывающем фонде с целью вовлечения в работу недренируемых запасов нефти

П.В. Волков<sup>1</sup>✉, П.Н. Зятиков<sup>2</sup>, Е.Н. Мальшаков<sup>1</sup>, Р.Ф. Мазитов<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Россия, г. Тюмень

<sup>2</sup> Национальный исследовательский Томский государственный университет, Россия, г. Томск

✉ Pavel.Volkov@lukoil.com

**Аннотация. Актуальность.** Определяется необходимостью повышения эффективности воздействия на ранее недренируемые запасы нефти путем применения системного подхода. Принципы комплексирования должны базироваться на наборе мероприятий, которые реализуются на объекте с учетом недопустимости повышения их стоимости при системном подходе. Одним из таких подходов является применение физико-химического воздействия на пласт совместно с циклической закачкой, а также регулированием технологических режимов эксплуатации добывающего и нагнетательного фонда. При комплексном воздействии на залежь можно вовлечь в работу ранее недренируемые запасы за счет перераспределения давлений, изменения направления потоков, изоляции промытых участков. Системный подход позволяет охватить воздействием 80–90 % залежи, что невозможно достичь при применении точечных геолого-технических мероприятий без кратного увеличения годовых плановых затрат. **Цель.** Применение комплексного воздействия на залежь для перераспределения давлений, изменения направления потоков, изоляции промытых участков с целью вовлечь в работу ранее недренируемые запасы нефти. **Методы.** Аналитические методы, проведение работ на опытно-промышленном участке. **Результаты и выводы.** Проведены работы в течение пяти месяцев на объекте месторождения Х. Получены положительные результаты – прирост дополнительной добычи нефти, сокращение закачки воды и сокращение попутно добываемой воды. Получено высокое значение чистой приведенной стоимости на добычу 1 т нефти, а также экономия, связанная с уменьшением доли нагнетаемой и добываемой воды. Предложено тиражирование метода на другие объекты и месторождения Западной Сибири, рассмотрены программы воздействия и плановые показатели.

**Ключевые слова:** выравнивание профиля приемистости, физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, нестационарное заводнение, комплексирование геолого-технических мероприятий, нагнетательные скважины

**Благодарности:** Исследование выполнено в рамках запланированных средств годовой программы геолого-технических мероприятий.

**Для цитирования:** Применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи с совместной периодической остановкой нагнетательных скважин и изменением режима работы на добывающем фонде с целью вовлечения в работу недренируемых запасов нефти / П.В. Волков, П.Н. Зятиков, Е.Н. Мальшаков, Р.Ф. Мазитов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 9. – С. 16–24. DOI: 10.18799/24131830/2025/9/4918

---

UDC 622.276.6  
DOI: 10.18799/24131830/2025/9/4918  
Scientific paper

## Application of physico-chemical methods of increasing oil recovery with joint periodic shutdown of injection wells and changing the operating mode at the producing fund in order to involve non-drained oil reserves in operation

P.V. Volkov<sup>1</sup>✉, P.N. Zyatikov<sup>2</sup>, E.N. Malshakov<sup>1</sup>, R.F. Mazitov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Russian Federation

<sup>2</sup> National Research Tomsk State University, Tomsk, Russian Federation

✉Pavel.Volkov@lukoil.com

**Abstract. Relevance.** The need to increase the efficiency of impact on previously undrained oil reserves by using systemic demand. The principles of integration should be based on a set of measures that are implemented at the facility, taking into account the inadmissibility of increasing their cost with a systemic approach. One of such approaches is the use of physical and chemical impact on the reservoir together with cyclic injection, as well as regulation of the technological modes of operation of the production and injection fund. With a complex impact on the deposit, it is possible to involve previously undrained reserves in operation due to the redistribution of pressures, changing the direction of flows, isolating washed areas. A systemic approach allows covering 80–90% of the deposit with impact, which is impossible to achieve with the use of point geological and technical measures without a multiple increase in annual planned costs. **Aim.** Application of complex impact on the reservoir to redistribute pressures, change the direction of flows, isolate washed areas in order to involve previously undrained oil reserves in operation. **Methods.** Analytical methods, conducting work on a pilot site. **Results and conclusions.** Work has been carried out for five months at the site of field X. The authors obtained positive results: an increase in additional oil production, a decrease in water injection and reduction of produced water. A high value of the net present value for the production of a ton of oil was obtained, as well as savings associated with a decrease in the share of injected and produced water. It is proposed to replicate the method to other objects and deposits in Western Siberia, and impact programs and planned indicators are considered.

**Keywords:** injectivity profile alignment, physical and chemical methods of enhanced oil recovery, non-stationary flooding, integration of geological and technical measures, injection wells

**Acknowledgments:** The study was carried out within the framework of the planned funds of the annual program of geological and technical measures.

**For citation:** Volkov P.V., Malshakov E.N., Mazitov R.F., Zyatikov P.N. Application of physico-chemical methods of increasing oil recovery with joint periodic shutdown of injection wells and changing the operating mode at the producing fund in order to involve non-drained oil reserves in operation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 9, pp. 16–24. DOI: 10.18799/24131830/2025/9/4918

### Введение

В настоящее время большинство месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» находятся на 4 стадии разработки. Эффективность от применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (ФХМУН) в классическом виде снижается, что обусловлено в большей степени выработкой запасов, снижением их плотности в объеме коллектора [1, 2]. Для сдерживания темпов снижения удельной эффективности, а в перспективе и для её повышения можно использовать новые составы, а также разрабатывать и применять нестандартные методы воздействия (подходы), в том числе комплексные, комбинируя их между собой. Например,

совмещать ФХМУН с дополнительными видами воздействия на залежь [3–5]. Длительный период работы залежи в неизменной динамике (добыче/закачке) может привести к статическому положению запасов в застойных зонах. Эффективно воздействовать на подобные участки с наличием застойных зон можно при поведении определённых гидрофизических действий в виде чередования импульсов (регулирование значений депрессии/репрессии) с целью создания условий для дренирования застойных зон скопления нефти [6–9].

Целью работы является повышение эффективности воздействия на нефтяные пласты месторождений физико-химическими методами путём ком-

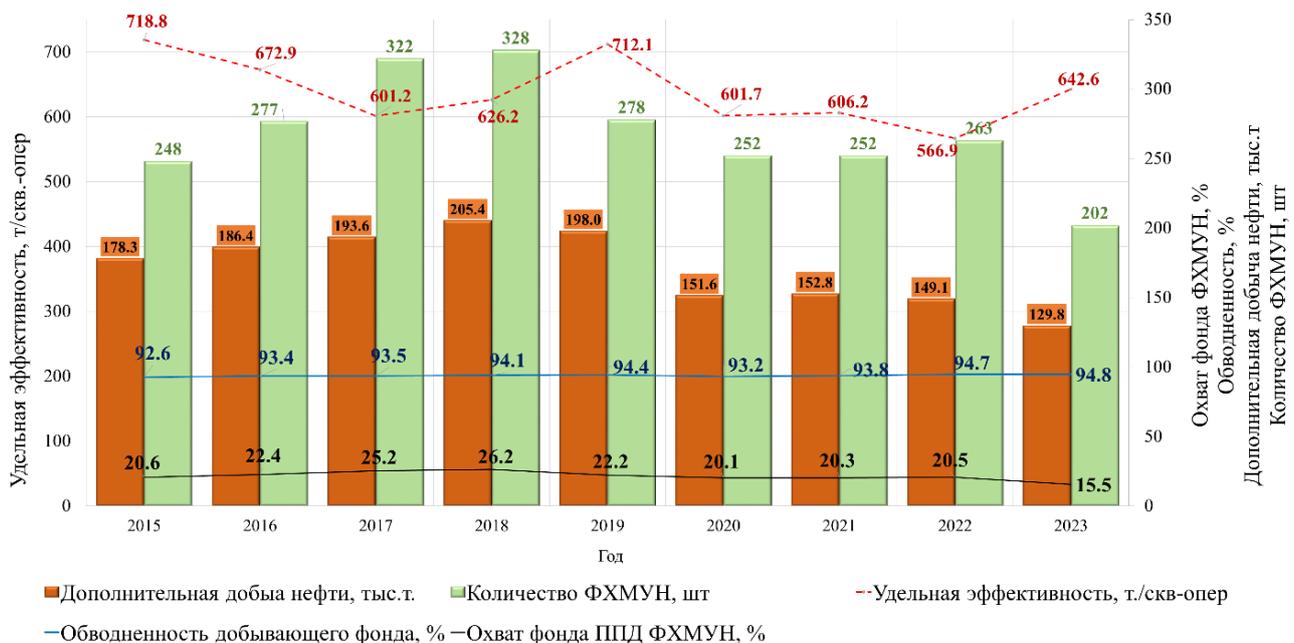
плексирования ФХМУН с регулированием состояния (остановка/запуск) окружающих нагнетательных скважин, не участвующих в данном типе геолого-технических мероприятий (ГТМ), но находящихся в связанной гидродинамической системе участка, а также с изменением режимов работы насосного оборудования на добывающем фонде [10].

В соответствии с целью работы сформулированы следующие основные задачи исследования:

- разработать систему воздействия на участок месторождения, способную повысить уровни извлечения нефти путем применения технологий ФХМУН в комплексе с простыми и малозатратными технологическими мероприятиями;
- сформировать комплексную программу, состоящую из скважин для ФХМУН и периодического циклического воздействия на залежь одного из участков разработки с наличием достаточной гидродинамической связи системы в целом;
- оценить потенциальную эффективность мероприятия в формате расчёта дополнительной добычи нефти;
- по результатам реализации комплексной программы оценить влияние мероприятий на изменение обводнённости на реагирующем фонде, а также степень влияния на энергетическую составляющую участка. Провести анализ эффективности работ и сформулировать рекомендации.

### Реализация физико-химических методов повышения нефтеотдачи на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

В настоящее время на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» применяется широкий спектр физико-химических технологий повышения нефтеотдачи, которые направлены на повышение коэффициента охвата пластов воздействием и, как следствие, увеличение добычи нефти на участке. Как правило, месторождения, находящиеся на поздних стадиях разработки, характеризуются высокой долей обводнённости добываемой продукции. Применение ФХМУН позволяет снизить риски прорыва воды к добывающему фонду, замедлить интенсивность обводнения фонда скважин и повысить добычу нефти за счет воздействия на ранее недренируемые, застойные участки. На рис. 1 показана общая эффективность от применения ФХМУН за период 2015–2023 гг. на примере одного из территориально-производственных предприятий (ТПП). Также следует отметить прямую зависимость дополнительной добычи нефти от количества проведенных обработок. Удельная эффективность за 2015–2023 гг. составила 600–700 т/скв.-опер. Снижение удельной эффективности в 2020–2021 гг. связано с остановками скважин в рамках ограничений ОПЕК+. В том числе высокая степень снижения удельной эффективности в 2022 г. связана с остановкой через 3–4 месяца после обработок ФХМУН 23-х скважин одного из месторождений в рамках соглашения ОПЕК+ [10].



**Рис. 1.** Распределение эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи с 2015 до 2023 гг. [10]  
**Fig. 1.** Distribution of the efficiency of the physicochemical methods of enhanced oil recovery from 2015 to 2023

Несмотря на высокую эффективность от применения ФХМУН, существуют примеры относительно невысокой эффективности по ряду участков, причинами которой являются:

- высокая степень выработки запасов;
- влияние конуса воды;
- низкая степень влияния нагнетательных скважин на добывающие в гидродинамической системе добывающих и нагнетательных скважин;
- низкая степень влияния агента системы поддержания пластового давления на запасы слабодренлируемых и застойных зон в межскважинном пространстве.

Если первые три негативных фактора можно оценить прямыми или косвенными методами на этапе анализа геолого-физической, а также промысловой информации и учесть эти факторы на этапе формирования программ мероприятий, то четвертый фактор, а именно степень влияния жидкости системы ППД на степень выработки запасов нефти в межскважинном пространстве, не поддается точной оценке. Для вовлечения в разработку таких запасов необходимо использовать нестандартные подходы, в том числе комплексирование различных видов ГТМ [11–13].

#### **Процедура комплексного воздействия физико-химических методов с чередованием циклов запусков–остановок скважин нагнетательного фонда**

Участки, рассматриваемые для комплексного воздействия, должны иметь слабо дренируемые остаточные запасы нефти (не менее 13 % от начальных), обеспечивающие рентабельную добычу нефти в текущих условиях. Энергетическое состояние участка (Р пластовое) должно удовлетворять условию достижения планируемых показателей, а компенсация составлять не менее 100–110 %. Также скважины на участке или блоке должны быть обеспечены достаточным набором промыслово-геофизических и специальных исследований для определения гидродинамических связей и выявления промытых зон.

Механизм воздействия заключается в совмещении технологий ФХМУН с изменением режимов работы скважин нагнетательного фонда, а именно краткосрочными остановками–запусками скважин ППД. При этом должно соблюдаться условие наличия гидродинамической связи в системе «нагнетательная–нагнетательная» скважина и «нагнетательная–добывающая» скважина. ФХМУН проводятся блочно на ограниченном по площади локальном участке. Скважины ППД, которые имеют достаточную приемистость (от 50 до 300 м<sup>3</sup>/сут), находятся на площади целевого участка для ФХМУН и подвергаются остановке.

Остановка нагнетательных скважин подразумевает остановку на период 5–15 дней в соотношении 1/3 или 1/2 скважин ППД, не входящих в программу ФХМУН. Технологически и экономически нецелесообразно проведение ФХМУН по всему перечню нагнетательных скважин, расположенных на участке воздействия. Необходимо воздействовать на участок залежи в целом с применением различных схем, в том числе регулируя технологические режимы нагнетательных скважин вплоть до полной остановки или до достижения оптимальных объемов прокачки. В противном случае с одного фронта нагнетания произойдет изоляция промытых участков посредством применения физико-химического воздействия, а со смежного фронт воды продолжит действовать на добывающие скважины, что может привести к снижению эффекта, а в некоторых случаях и к негативному результату. Выбор скважин для ФХМУН и периодической остановки на конкретном участке производится эмпирически, исходя из пространственного их расположения и результатов анализа исторической информации ГТМ на участке. Период остановки определяется индивидуально для групп с целью перераспределить потоки, но при этом снизить энергетическую составляющую пласта. Для обоснования режима закачки воды в пласты определяется оптимальная рабочая частота смены циклов по формуле М.Л. Сургучева:

$$W_p = 2\chi/l^2 \text{ или } t = l^2/2\chi,$$

где  $W_p$  – рабочая частота колебаний расхода;  $t$  – длительность полупериода нестационарного воздействия;  $\chi = k/(\mu \cdot \beta_{np})$  – средняя пьезопроводность низкопроницаемого связанного пропластка;  $\beta_{np}$  – коэффициент сжимаемости породы и жидкости;  $\mu$ ,  $m$ ,  $l$ ,  $k$  – характерные средние вязкость, пористость, длина и проницаемость пласта, соответственно. Отсюда следует, что рабочая частота колебаний должна быть тем больше, чем хуже упругая характеристика пласта. Период остановки корректируется на основании данных систематического мониторинга технологических показателей, включая забойные давления добывающих скважин реагирующего фонда [14, 15].

Принцип подхода основан на изоляции промытых участков в ряде скважин, обработанных по технологиям ФХМУН. Изоляция способствует воздействию рабочего агента (воды системы ППД) на вытеснение нефти из участков пласта, не задействованных или слабо задействованных дренированием в направлении добывающих скважин. В скважинах, где не проводились ФХМУН, на этапе остановки произойдет снижение забойного давления из-за снижения компенсации в прискважинной зоне реагирующих добывающих скважин, получаемой от фронта нагнетаемой воды, что, предположительно, приведет к снижению обводненности [10].

Применение физико-химических потокоотклоняющих технологий для увеличения нефтеотдачи пластов направлено на повышение текущего и конечного коэффициентов нефтеотдачи. Это достигается за счёт выравнивания фильтрационной неоднородности продуктивных пластов, регулирования охвата пластов заводнением и перераспределения потоков в пласте путём закачки технологий через нагнетательные скважины (вертикальные, наклонно-направленные и горизонтальные). Это позволяет:

- снизить обводнённость добываемой продукции реагирующих скважин;
- замедлить темпы роста обводнённости;
- стабилизировать уровень обводнённости;
- вовлечь в разработку трудноизвлекаемые и слабодренерируемые запасы нефти из зон с низкой проницаемостью или плохой гидродинамической связью с нагнетательными скважинами;
- увеличить коэффициент охвата пластов заводнением по вертикальному разрезу.

Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи применимы на всех стадиях разработки залежей и участков воздействия:

- на первой стадии разработки месторождения технология помогает продлить безводный период работы добывающих скважин, уменьшить разницу скоростей продвижения фронта закачиваемой воды между пластами, снизить риски прорыва воды через наиболее проницаемые участки пласта, а также выровнять выработку запасов, устраняя дисбаланс, вызванный неравномерным вводом проектного фонда скважин;
- на второй стадии разработки месторождения технология способствует достижению проектного коэффициента охвата пластов заводнением, равномерной выработке запасов и продлению периода максимальной добычи нефти;
- на третьей стадии разработки месторождения применение технологии позволяет увеличить объёмы добычи нефти и замедлить темпы её падения;
- на четвёртой стадии разработки месторождения технология помогает довыработать запасы нефти, достичь или повысить проектный коэффициент извлечения нефти (КИН), поддерживать текущие объёмы добычи, обеспечить рентабельность эксплуатации добывающих скважин и продлить срок разработки месторождения.

#### Опытно-промышленный участок для применения комплексного воздействия

Для применения комплексирования ФХМУН и циклического дренирования скважин выбран объект группы АВ одного из месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Мероприятия были разделены на два цикла, которые повторяются друг за другом. Программа работ для мероприятий 1 и 2 циклов представлена в табл. 1.

**Таблица 1.** Программа работ для мероприятий цикла № 1 и 2

**Table 1.** Program of events of cycle no. 1 and 2

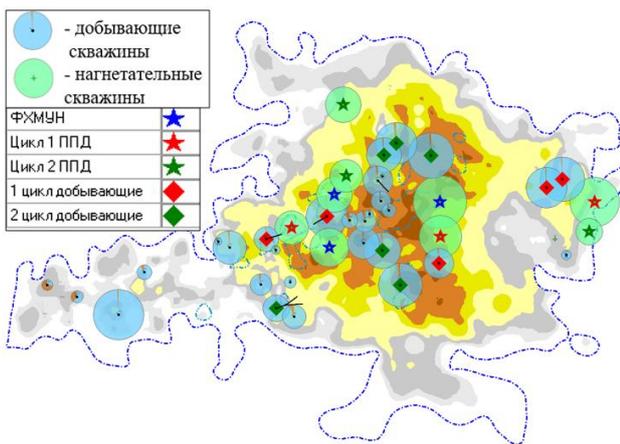
Скважина Well	Мероприятие Event	Период Period
ЦИКЛ № 1/Cycle no. 1		
Нагнетательные скважины/Injection well		
20X, 209X, 80X	Под закачкой, запуск Injection of liquid, start	5 дней days
71X, 80X, 216X	Остановка/Stop	
203X, 215X	Повышение Q/Increase of injection	
213X	-	
203X, 215X, 213X	ФХМУН в начале программы PCM, at the beginning of the program	
Добывающие скважины/Production wells		
57X, 217X, 248X, 107X, 234X	Снижение оборотов Reduction of revolutions	5 дней days
541X, 241X, 73X, 54X, 173X, 710X	Увеличение оборотов Increase of revolutions	
22X, 154X, 209X, 203X, 71X, 79X, 246X, 22X, 201X, 72X, 108X, 103X	Без изменений/No changes	
ЦИКЛ № 2/Cycle no. 2		
Нагнетательные скважины/Injection well		
20X, 209X, 80X	Остановка/Stop	5 дней days
71X, 80X, 216X	Запуск/Start	
203X, 215X	Снижение Q/Decrease of injection	
213X	Повышение Q Increase of injection	
Добывающие скважины/Production wells		
57X, 217X, 248X, 107X, 234X	Увеличение оборотов Increase of revolutions	5 дней days
541X, 241X, 73X, 54X, 173X, 710X	Снижение оборотов Reduction of revolutions	
22X, 154X, 209X, 203X, 71X, 79X, 246X, 22X, 201X, 72X, 108X, 103X	Без изменений/No changes	

**Таблица 2.** Временные диапазоны проведения циклов 1 и 2

**Table 2.** Time ranges for cycles 1 and 2

Период Period	Цикл/Cycle	
	№ 1	№ 2
1	08.05–13.05	13.05–18.05
2	18.05–23.05	23.05–28.05
3	28.05–02.06	02.06–07.06
4	07.06–12.06	12.06–17.06
5	17.06–22.06	22.06–27.06
27.06.2024 произведена переоценка степени влияния, время циклов увеличилось до 10 дней 27.06.2024 degree of effect was reevaluated, the cycle time was increased to 10 days		
6	27.06–07.07	07.07–17.07
7	17.07–27.07	27.07–06.08
8	06.08–16.08	16.08–26.08
9	26.08–05.09	12.09–21.09
10	21.09–30.09	-
11	Восстановление прежнего состояния работы фонда, оценка результатов Restoring the fund's previous state of operation, evaluating the results	

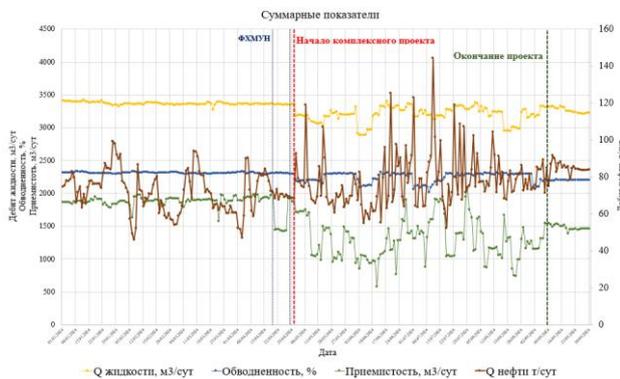
Карта проведения работ по двум циклам представлена на рис. 2. Временные диапазоны циклов представлены в табл. 2. Прогноз получения дополнительной добычи нефти составляет 1427 т.



**Рис. 2.** Карта проведения мероприятия по циклу № 1 и 2  
**Fig. 2.** Event map for cycles no. 1 and 2

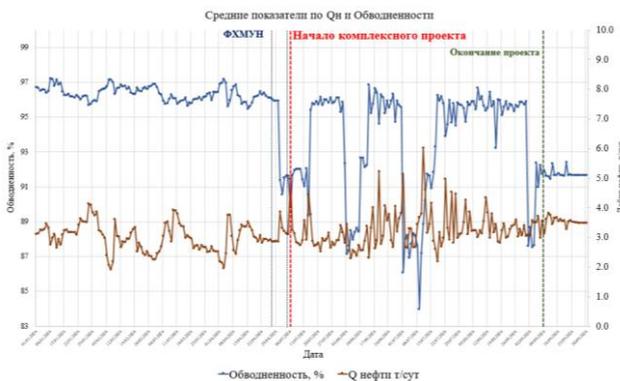
### Результаты проекта комплексного воздействия за 5 месяцев

Результаты ведения проекта представлены на рис. 3 – суммарные показатели работы залежи, и рис. 4 – средние показатели по Qн (дебит нефти) и обводненности.



**Рис. 3.** Суммарные показатели дебита нефти, жидкости, обводненности и приемистости

**Fig. 3.** Total indicators of oil flow rate, liquid flow rate, water cut and injectivity



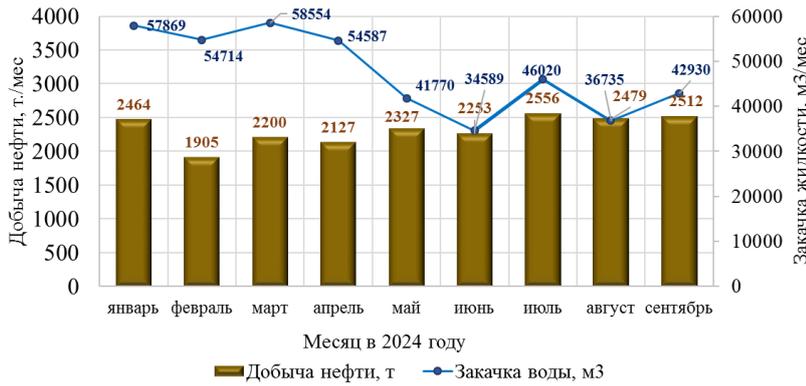
**Рис. 4.** Средние показатели дебита нефти и обводненности  
**Fig. 4.** Average oil flow rate and water cut

До проведения мероприятия наблюдаются скачки показаний обводненности, как следствие, добычи нефти, что свидетельствует о присутствии промытых зон и наличии в них нефти. Из графиков видно, что после начала мероприятий показатели добычи нефти увеличились. Отмечается увеличение амплитуды колебаний по жидкости и по нефти первые три месяца, что связано с остановками/запусками нагнетательного и добывающего фонда, но максимальное значение добычи нефти в сутки больше, чем в базовый период. После трех месяцев «раскачки залежи» видно, что при снижении общей закачки воды произошло увеличение добычи нефти относительно периода до ГТМ, а также стабилизация на 4–5 месяцев проекта. Изменение режимов работы добывающего и нагнетательного фонда, а также проведение ФХМУН в комплексе привело к выравниванию профиля притока и добычи, вовлечения в работу ранее незадействованных запасов и стабилизации режима работы залежи [16–18].

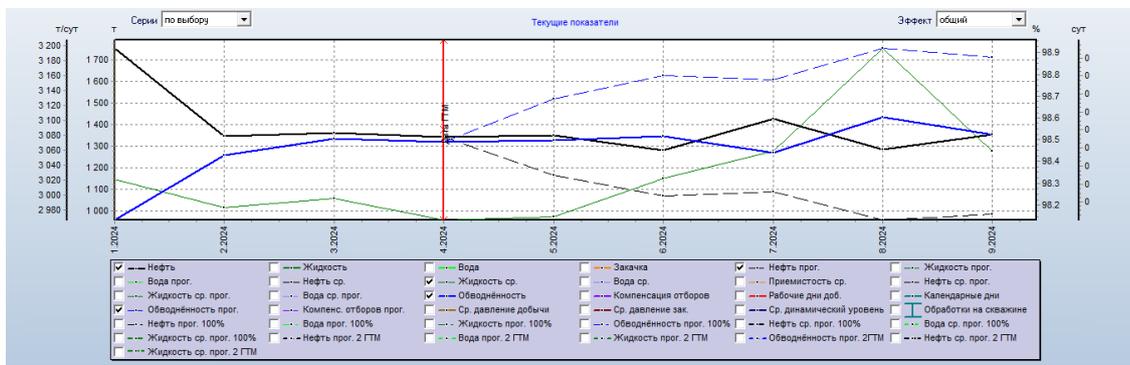
Для сохранения энергетики залежи продолжительность проекта была ограничена до пяти месяцев. В настоящее время участок находится на стадии накопления для свободной миграции нефти, роста компенсации и стабильной работы созданных экранов посредством ФХМУН. После снижения показателя добычи нефти и появления амплитуды колебаний по данному показателю, а также по добыче жидкости необходимо провести повторное комплексное воздействие на залежь.

График добычи нефти и закачки на объекте группы АВ представлен на рис. 5. Прирост добычи нефти относительно апреля составил: в мае 20X т, в июне 12X т, в июле 42X т, в августе 35X т, в сентябре 38X. При этом в июне была остановка двух скважин: 573/39 (7 дней) и 2342Л/21 (11 дней), оценочный объем не добытой нефти 10X т, в августе остановка скважин 716 (23 дня) и 1077Л (10 дней), оценочный объем не добытой нефти 7X т, в сентябре остановка скважины 716 (30 дней), оценочный объем не добытой нефти 4X т. Суммарная дополнительная добыча нефти составила 149X т, потенциальная – 171X т. Плановая добыча нефти – 1427 т. Средняя закачка за январь–апрель составила 56430 м<sup>3</sup>/мес., а за период проведения проекта (май–сентябрь) – 40410 м<sup>3</sup>/мес. Учитывая разницу 16020 м<sup>3</sup>/мес., во время проведения мероприятия закачка сократилась на 80100 м<sup>3</sup>. Сокращение попутно добываемой воды за пять месяцев составило 30640 т.

Согласно расчётам программного комплекса EOR-Effect дополнительная добыча нефти за май составила 20X т, за июнь – 26X, за июль – 38X т, за август – 32X т, за сентябрь – 35X т. Динамика работы участка представлена на рис. 6.



**Рис. 5.** Показатели добычи нефти и закачки воды на объекте АВ5  
**Fig. 5.** Oil production and water injection indicators at the object AB5



**Рис. 6.** Показатели расчета участка в EOR-Effect  
**Fig. 6.** Plot calculation indicators in EOR-Effect

Из графика видно, что математически имеется тренд на рост обводненности в результате введения проекта ФХМУН совместно с периодической остановкой нагнетательного фонда и снижением/повышением частоты работы насосов на добывающем фонде. Таким образом, удалось стабилизировать обводненность, несмотря на её высокое значение.

### Оценка экономической эффективности

Проведение работ по циклическим остановкам нагнетательных скважин и изменению режимов работы добывающего фонда относится к условно-бесплатным методам. Бюджет для физико-химического воздействия заложен в годовую программу геолого-технических мероприятий. При сокращении закачки на 80,1 тыс. м<sup>3</sup> и сокращении объема попутно добываемой воды на 30,6 тыс. м<sup>3</sup> экономия составила 28 и 26 % соответственно от общих затрат на мероприятия, что суммарно составило 54 %.

При проведении комплексного мероприятия по данным EOR-Effect в 2024 г. дополнительная добыча нефти составила 153X т. (51X т/сква-опер), предыдущие ФХМУН в классическом виде проводились в 2016, 2019 и 2023 гг. (табл. 3). При сокра-

щению закачки на 28 % и объема добываемой жидкости на 17 % при комплексном подходе удалось увеличить удельную эффективность на 19–35 % [10, 19, 20].

**Таблица 3.** История ФХМУН на объекте АВ с расчётом эффекта за 5 месяцев

**Table 3.** History of the PMEOR (physicochemical methods of enhanced oil recovery at the AB (object AB)) facility with calculation of the effect for 5 months

Скважины ФХМ Well of PCM	Дата Date	Эффективность, т Efficiency, t	Удельная эффективность, т/скважина-операция Specific efficiency, t/well-operation
2137, 714	Апрель 2023 April 2023	862	431
2032, 2161, 2154	Август 2023 August	1140	380
2032	Сентябрь 2019 September 2019	229	229
807, 2137	Январь 2016 January 2016	476	238

## Заключение

Реализация проекта ФХМУН при циклических остановках/запусках нагнетательных скважин с изменением режима работы добывающего фонда показала высокую эффективность. При условии ограниченной залежи объекта АВ, небольшого фонда скважин, отбора от начальных извлекаемых запасов в 87,5 % и обводненности 97,8 % было получено 149X т нефти. Чистая прибыль от комплексного воздействия составила 244 %, учитывая прибыль от сокращения закачки воды и объема попутно добываемой воды. Общая прибыль составила 286 % от фактических затрат на геолого-

технические мероприятия. Процедура предлагается к тиражированию на другие объекты месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Основными критериями для применения являются хорошая гидродинамическая связь добывающего и нагнетательного фонда, приемистость скважин от 80 м<sup>3</sup>/сут, достаточное количество нагнетательного фонда, как по количеству, так и по площади участка, возможность регулировать диапазон частот работы насосов добывающего фонда и технологическая обеспеченность утилизации невостробованной закачки.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гималетдинов Р.А., Сидоренко В.В., Фахретдинов Р.Н. Критерии эффективного применения технологий выравнивания профиля приемистости пласта в условиях разработки месторождений ОАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 5. – С. 78–83.
2. Келлер Ю.А. Применение метода главных компонент для подбора участков-кандидатов под выравнивание профиля приемистости // Вестник Томского государственного университета. – 2015. – № 2 (31). – С. 35–39.
3. Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин: пат. 2263773, Российская Федерация, С2; заявл. 14.02.2000; опубл. 20.10.2001, Бюл. № 25. – 11 с.
4. Fjaer E., Holt R.M. Petroleum Related Rock Mechanics. – Amsterdam: Elsevier, 2022. – 514 p.
5. Выломов Д.Д. Оптимизация системы поддержания пластового давления путем закачки пластовой воды вместо пресной // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 7. – С. 13–18.
6. Оганесян С.А. Энергетическая стратегия России до 2020 г., ее реализация и перспективы развития ТЭК // Энергоназор и энергобезопасность. – 2011. – № 2. – С. 30–38.
7. Демахин С.А., Шпилов А.И. Многообразие кислотных систем для интенсификации дебита в сложных условиях // Нефтегазовая вертикаль. – 2019. – № 7. – С. 52–53.
8. Nativ R. Injection of industrial wastewater in Israel: siting criteria for deep injection wells and associated problems // Soil and Water Sciences. – 1994. – Vol. 134. – P. 171–173.
9. Devold H. Oil and gas production handbook. – Oxford: Cambridge University Press, 2006. – 199 p.
10. Отчет о научно-исследовательской работе «Подбор скважин, мониторинг химических технологий ПНП и водоизоляционных работ на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с дальнейшими рекомендациями, программой ПНП на перспективу». – Тюмень, 2023. – 130 с.
11. Жумагулов Б.Т., Мухамбетжанов С.Т. Моделирование вытеснения нефти с учетом массообменных процессов. – Алмата: КазгосИНТИ, 2004. – 252 с.
12. Moradi B. A thermal study of fluid flow characteristics in injection wells. – Saarbrucken: Lambert Academic Publ., 2013. – 145 p.
13. Kermit E. The technology of artificial lift methods. – Singapore: Word Scientific Publ. Co., 1977. – 150 p.
14. Фаттахов Р.Б. Применение объемных насосов при решении вопросов энергоэффективной эксплуатации системы поддержания пластового давления // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 54–57.
15. Abgrall R. Discrete equations for physical and numerical compressible multiphase mixtures // Journal of Computational Physics. – 2016. – Vol. 186. – P. 361–396.
16. Moradi B. Calculation of temperature profile in injection wells // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2023. – Vol. 10. – P. 687–697.
17. Щуров В.И. Техника и технология добычи нефти. – М.: Недра, 1983. – 510 с.
18. Пятибратов П.В. Повышение нефтеотдачи низкопроницаемых пластов на основе одновременно-раздельной добычи и закачки газа // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 3. – С. 55–61.
19. Габдрахманов Р.А. Оптимизация системы поддержания пластового давления путем закачки пластовой воды вместо пресной // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 7. – С. 44–49.
20. Caili D., Qing Y., Fulin Z. Indepth profile control technologies in China – a review of the state of the art // Petroleum Science and Technology. – 2022. – Vol. 28. – P. 1307–1315.

## Информация об авторах

**Павел Валерьевич Волков**, ведущий инженер управления планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западно-Сибирского региона. ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг", Россия, 625026, г. Тюмень, ул. Республики, 143а; Pavel.Volkov@lukoil.com

**Павел Николаевич Зятиков**, доктор технических наук, профессор кафедры прикладной аэромеханики физико-технического факультета Национального исследовательского Томского государственного университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 36; zpavel@tpu.ru

**Евгений Николаевич Мальшаков**, начальник управления планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западно-Сибирского региона. ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг", Россия, 625026, г. Тюмень, ул. Республики, 143; Evgeny.Malakhov@Lukoil.com

**Руслан Фаритович Мазитов**, старший менеджер управления планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западно-Сибирского региона. ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг", Россия, 625026, г. Тюмень, ул. Республики, 143а; Ruslan.F.Mazitov@lukoil.com

Поступила в редакцию: 03.12.2024

Поступила после рецензирования: 24.12.2024

Принята к публикации: 30.06.2025

## REFERENCES

1. Gimaletdinov R.A., Sidorenko V.V., Fakhretdinov R.N. Criteria for the effective application of reservoir injectivity profile alignment technologies in the conditions of field development at Gazprom Neft. *Oil industry*, 2015, vol. 5, pp. 78–83. (In Russ.)
2. Keller Yu.A. Application of the principal component method to select candidate sites for injectivity profile alignment. *Bulletin of Tomsk State University*, 2015, vol.31, pp. 35–39. (In Russ.)
3. Silin E.G., Gaeva R.S., Magadov A.G. *Method for equalizing the injectivity profile of injection wells*. Patent RF, no. 2263773, 2001. (In Russ.)
4. Fjaer E., Holt R.M. *Petroleum related rock mechanics*. Amsterdam, Elsevier, 2022. 514 p.
5. Vylomov D.D. Optimization of the reservoir pressure maintenance system by injecting produced water instead of fresh water. *Oil Industry*, 2022, vol. 7, pp. 13–18. (In Russ.)
6. Oganessian S.A. Energy strategy of Russia until 2020, its implementation and prospects for the development of the fuel and energy complex. *Energy supervision and energy security*, 2011, vol. 2, pp. 30–38. (In Russ.)
7. Demakhin S.A., Shipilov A.I. Variety of acid systems for intensification of flow rate in difficult conditions. *Oil and Gas Vertical*, 2019, vol. 7, pp. 52–53. (In Russ.)
8. Nativ R. Injection of industrial wastewater in Israel: siting criteria for deep injection wells and associated problems. *Soil and Water Sciences*, 1994, vol. 134, pp. 171–173.
9. Devold H. *Oil and gas production handbook*. Oxford, Cambridge University Press, 2006. 199 p.
10. *Report on the research work "Selection of wells, monitoring of chemical technologies for oil recovery and water isolation works at the fields of LUKOIL-Western Siberia LLC with further recommendations, an oil recovery program for the future"*. Tyumen, 2023. 130 p.
11. Zhumagulov B.T., Mukhambetzhano S.T. *Modeling of oil displacement taking into account mass transfer processes*. Almaty, KINTI Publ., 2004. 252 p. (In Russ.)
12. Moradi B. *A thermal study of fluid flow characteristics in injection wells*. Saarbrucken, Lambert Academic Publ., 2013. 145 p.
13. Kermit E. *The technology of artificial lift methods*. Singapore, Word Scientific Publ. Co., 1977. 150 p.
14. Fattakhov R.B. The use of positive displacement pumps in solving the issues of energy efficient operation of the reservoir pressure maintenance system. *Oil industry*, 2013, vol. 7, pp. 54–57. (In Russ.)
15. Abgrall R. Discrete equations for physical and numerical compressible multiphase mixtures. *Journal of Computational Physics*, 2016, vol. 186, pp. 361–396.
16. Moradi B. Calculation of temperature profile in injection wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2023, vol. 10, pp. 687–697.
17. Shchurov V.I. *Technique and technology of oil production*. Moscow, Nedra Publ., 1983. 510 p. (In Russ.)
18. Pyatibratov P.V. Enhanced oil recovery of low-permeability formations based on simultaneous-separate production and injection of gas. *Oil Industry*, 2022, vol. 3, pp. 55–61. (In Russ.)
19. Gabdrakhmanov R.A. Optimization of the reservoir pressure maintenance system by injecting produced water instead of fresh water. *Oil Industry*, 2022, vol. 7, pp. 44–49. (In Russ.)
20. Caili D., Qing Y., Fulin Z. In-depth profile control technologies in China – a review of the state of the art. *Petroleum Science and Technology*, 2022, vol. 28, pp. 1307–1315.

## Information about the authors

**Pavel V. Volkov**, Lead Engineer, LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, 143A, Respubliki street, Tyumen, 625026, Russian Federation; Pavel.Volkov@lukoil.com

**Pavel N. Zyatikov**, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk State University, 36, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; zpavel@tpu.ru

**Evgeny N. Malshakov**, Head of Department, LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, 143A, Respubliki street, Tyumen, 625026, Russian Federation; Evgeny.Malakhov@Lukoil.com

**Ruslan F. Mazitov**, Manager of Department, LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, 143A, Respubliki street, Tyumen, 625026, Russian Federation; Ruslan.F.Mazitov@lukoil.com

Received: 03.12.2024

Revised: 24.12.2024

Accepted: 30.06.2025