

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.113-132>

EDN OGGCQW

УДК 622.276.43"5"

Опыт реализации нестационарной закачки на пластах Викуловской свиты Красноленинского месторождения

¹Федоров М.Д., ¹Жуков М.С., ¹Патраков Д.П., ²Кан К.К., ²Авсянко И.Н.

¹ООО «РН-Геология Исследования Разработка» (ООО «РН-ГИР»), Тюмень, Россия

²АО «РН-Няганьнефтегаз», Нягань, Россия

Case history of applying unsteady-state water-flooding in the Vikulovskaya Formation of the Krasnoleninskoye Field

¹M.D. Fedorov, ¹M.S. Zhukov, ¹D.P. Patrakov, ²K.K. Kan, ²I.N. Avsyanko

¹RN-Geology Research Development LLC, Tyumen, Russia

²RN-Nyaganneftegaz, Nyagan, Russia

E-mail: mdfedorov@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация. Одним из методов повышения эффективности системы поддержания пластового давления является нестационарное заводнение. Обобщен опыт организации нестационарного заводнения на отложениях Викуловской свиты Красноленинского месторождения, даны рекомендации по организации и мониторингу выполнения работ по нестационарному заводнению. Предложен оптимизированный вариант нестационарного заводнения для минимизации потерь по закачке и снижению пластового давления.

Ключевые слова: нестационарная закачка, циклическое заводнение, циклика, ППД, Викуловская свита

Для цитирования: Федоров М.Д., Жуков М.С., Патраков Д.П., Кан К.К., Авсянко И.Н. Опыт реализации нестационарной закачки на пластах Викуловской свиты Красноленинского месторождения // Нефтяная провинция.-2026.-№3(47).-С. 113-132. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.113-132>. - EDN OGGCQW

Abstract. Unsteady-state water-flooding is one of the methods for improving the efficiency of reservoir pressure maintenance systems. The lessons learned during transient flooding in the Vikulovskaya Formation of the Krasnoleninskoye Field were summarized, and recommendations for organizing and monitoring unsteady-state flooding operations were made. An

optimized unsteady-state flooding option is proposed to minimize injection losses and reservoir pressure reduction.

Key words: *unsteady flooding, cyclic flooding, cycles, waterflooding, Vikulov Formation*

For citation: M.D. Fedorov, M.S. Zhukov, D.P. Patrakov, K.K. Kan, I.N. Avsyanko Opyt realizatsii nestatsionarnoy zakachki na plastakh Vikulovskoy svity Krasnoleninskogo mestorozhdeniya [Case history of applying unsteady-state water-flooding in the Vikulovskaya Formation of the Krasnoleninskoye Field]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(47), 2026. pp. 113-132. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.113-132>. EDN OGGCQW (in Russian)

Введение

Нестационарная (циклическая) закачка является одним из распространенных методов увеличения нефтеотдачи в условиях послойно неоднородных пластов. Важным преимуществом метода является его сравнительная простота и отсутствие существенных капитальных затрат, поскольку выполнение работ по нестационарной закачке сводится к регулировке режимов работы, существующих нагнетательных и добывающих скважин [1].

Масштабное применение нестационарной закачки на Красноленинском месторождении началось в 1975 г. в связи с выходом рекомендаций СибНИИНП по осуществлению процесса и методики его оценки. Опытным путем было установлено, что нестационарное заводнение наиболее эффективно на первой стадии разработки месторождений. На второй же стадии дополнительная добыча нефти находится в обратной зависимости от объема нестационарной закачки и продолжительности разработки [2].

Суть нестационарной закачки заключается в том, что для застойных зон путем нагнетания воды в скважины искусственно создается нестационарное давление. При неустановившемся режиме разработки залежи между различными зонами, каналами и потоками жидкости возникают перепады давления, за счет которых может происходить переток жидкости. В результате создаются условия для проникновения воды в области пласта, которые

ранее не участвовали в фильтрации, и перемещения нефти из застойных зон в области активного дренирования [3].

В данной работе рассматривается организация нестационарной закачки на месторождении, находящемся на третьей стадии разработки. Нестационарное заводнение создавалось на локальных участках месторождения периодическим изменением приемистости группы нагнетательных скважин без их полной остановки.

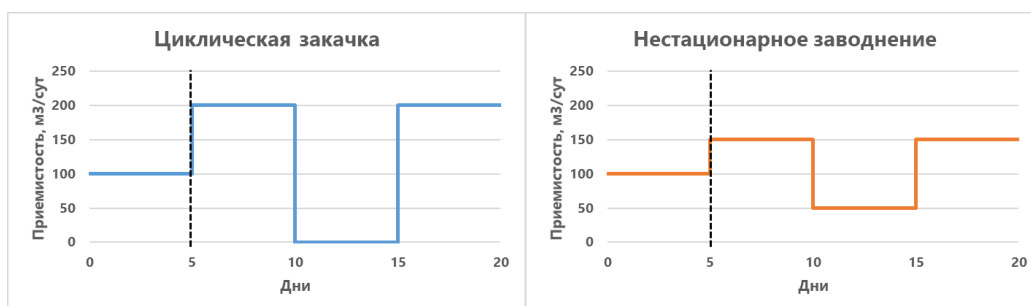


Рис. 1. Графики изменения приемистости по скважине при циклическом и нестационарном заводнении

Преимуществом нестационарного заводнения перед циклическим является то, что проведение работ не создает дополнительную нагрузку на систему ППД (Рис. 1). Особенно это актуально для месторождений с ограниченными ресурсами закачиваемого агента, например, если на месторождении или на отдельных участках организована система ППД только от водозаборных скважин.

Описание района работ

Каменный лицензионный участок является частью Красноленинского месторождения. Основным объектом разработки являются пласты Викуловской свиты.

Викуловская свита залегает на кошайской и перекрывается хантымансийской свитой. По своему генезису отложения Викуловской свиты можно подразделить на три части (Рис. 2).

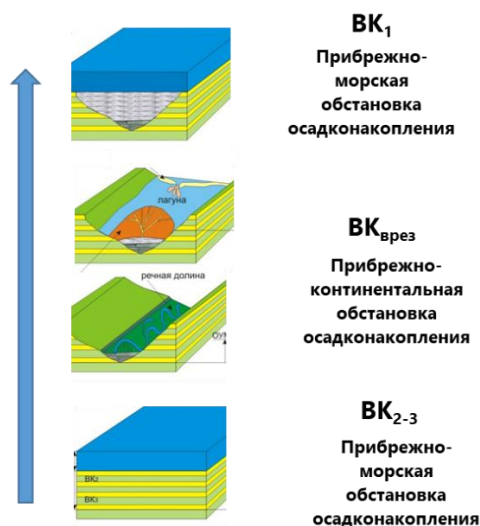


Рис. 2. Особенности геологического строения Викуловской свиты

Нижняя часть формировалась в прибрежно-морских условиях. Выделенные в ее пределах пласты ВК1-ВК2 представлены песчаниками и алевролитами микрослоистыми, линзовидными. Линзы связаны друг с другом взаимопереходами, придающими коллектору пластово-массивное строение. В конце аптского периода условия осадконакопления сменились на континентальные. Как показали результаты последних работ, отложившиеся ранее породы разрушены, а в последствие размыты. Размыву подверглись в основном пласты ВК2 и ВК3, но в пределах наиболее глубоких участков врезанной долины размыты пласты ВК4 и частично ВК5. Аллювиально-дельтовые и озерно-болотные условия осадконакопления подтверждаются данными керна и сейсмическими исследованиями. В раннеальбский период, характеризующийся началом региональной трансгрессии, формировался верхний пласт ВК1, завершающий разрез Викуловской свиты.

Пласты викуловской свиты ВК1, ВК2-3 объединены в один объект разработки ВК1-3 и представляют собой единую гидродинамическую систему и разрабатываются единой сеткой скважин на семи малоамплитудных поднятиях, участках разработки: Участок 1, Участок 2, Участок 3, Участок

4, Участок 5, Участок 6 и Участок 7, частично разобщенных водонасыщенными впадинами и зонами недонасыщения. Схема участков приведена на рис. 3.

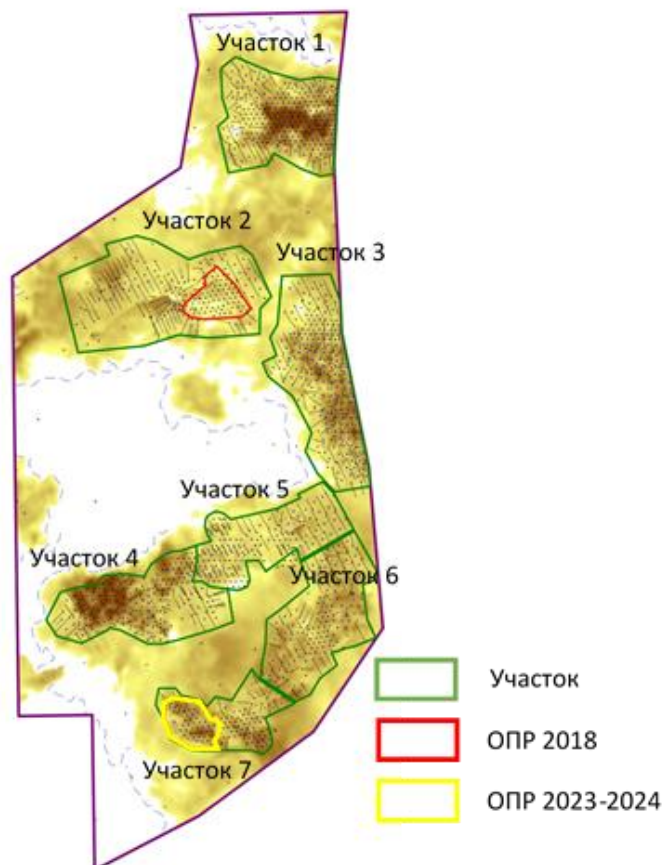


Рис. 3. Схема расположения участков и районов ОПР

Проницаемость пластов Викуловской свиты обладает вертикальной неоднородностью и ухудшаются вверх по разрезу (Рис. 4). Проницаемость по разрезу отличается в среднем в 2-4 раза.

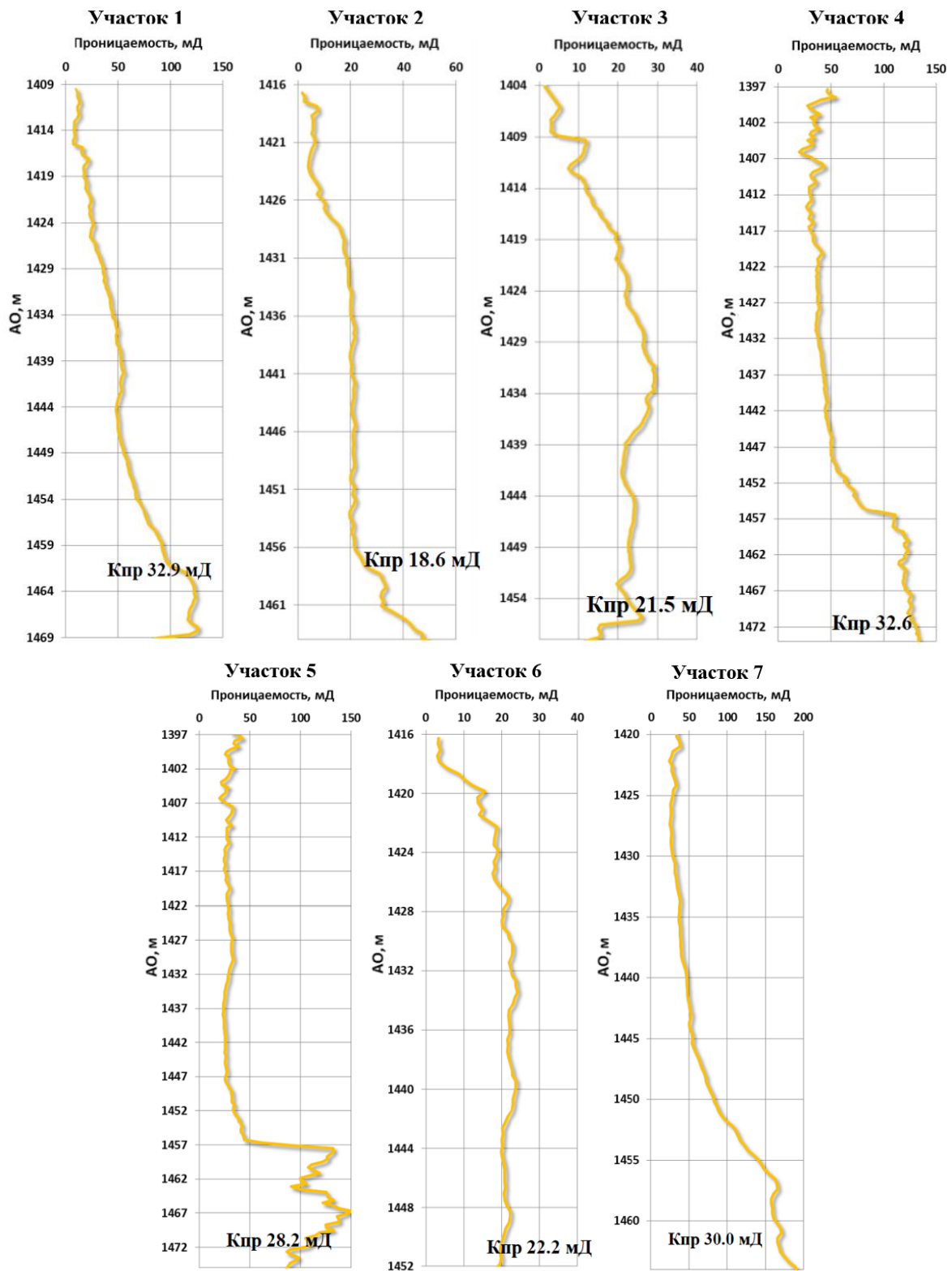


Рис. 4. Геолого-статистические разрезы по Участкам

По физико-химическим свойствам нефть пластов ВК1-3 классифицируются как парафинистая, малосернистая, смолистая, средней плотности,

со средним содержанием легких фракций. Основные свойства пластовой нефти и воды приведены в табл. 1

Таблица 1

Свойства пластовой нефти и воды

Показатель	Ед. изм.	Значение
Нефть		
Плотность в поверхностных условиях	т/м ³	0,837
Объемный коэффициент	д. ед.	1,124
Газосодержание	м ³ /т	44
Вязкость в пластовых условиях	мПа*с	2,02
Вода		
Плотность в поверхностных условиях	т/м ³	1,010
Минерализация	г/л	15
Вязкость в пластовых условиях	мПа*с	0,42

Все это делает пласты Викуловской свиты перспективным объектом для проведения нестационарного заводнения [4].

Методика оценки дополнительной добычи нефти

Оценка дополнительной добычи нефти производилась на основе сравнения фактической добычи с прогнозным расчетом базового сценария. Базовый сценарий был рассчитан по трендам изменения добычи жидкости и обводненности на основе фактической работы добывающих скважин участка ОПР за 6 месяцев до его начала. Тренды были построены в целом по району ОПР для сглаживания колебаний дебитов по отдельным скважинам, поскольку расчеты производились по суточным данным.

В период проведения ОПР было принято решение по возможности не проводить на реагирующих скважинах геолого-технические мероприятия, смена ЭЦН, значительное изменение режимов работы, с целью получить более достоверную оценку эффективности нестационарной закачки. Если же

на какой-либо реагирующей скважине все-таки проводились внеплановые ремонтные работы (замена неисправного ГНО), то эти скважины исключались из анализа эффективности.

Первый ОПР в 2018

Первые работы по нестационарному заводнению были проведены в 2018 году. В качестве участка опытно-промышленных работ (ОПР) был выбран Участок 2. При выборе района учитывались следующие критерии (Табл. 2).

Таблица 2

Критерии выбора участка ОПР 2018

Критерий	Участок						
	1	2	3	4	5	6	7
Неоднородность ФЕС по разрезу	Да	Да	Да	Да	Да	Нет	Да
Текущее Рпл (% от начального)	89%	99%	95%	95%	95%	87%	88%
Фонд дейст. скважин доб/наг	141/78	52/25	93/45	120/60	76/44	54/20	76/38
Равномерная сетка скважин	Да	Да	Да	Нет	Нет	Да	Да
Удаленность от КНС	-	Близко	Близко	Далеко	Близко	-	-
Наличие трассерных исследований	Да	Да	Да	Да	Нет	Нет	Да

Помимо геологических, были учтены технологические критерии – обеспеченность агентом закачки и хорошее энергетическое состояние.

ОПР проводился в период с 1 сентября по 14 ноября 2018 года. Закачка регулировалась на 25 нагнетательных скважинах (Рис. 5).

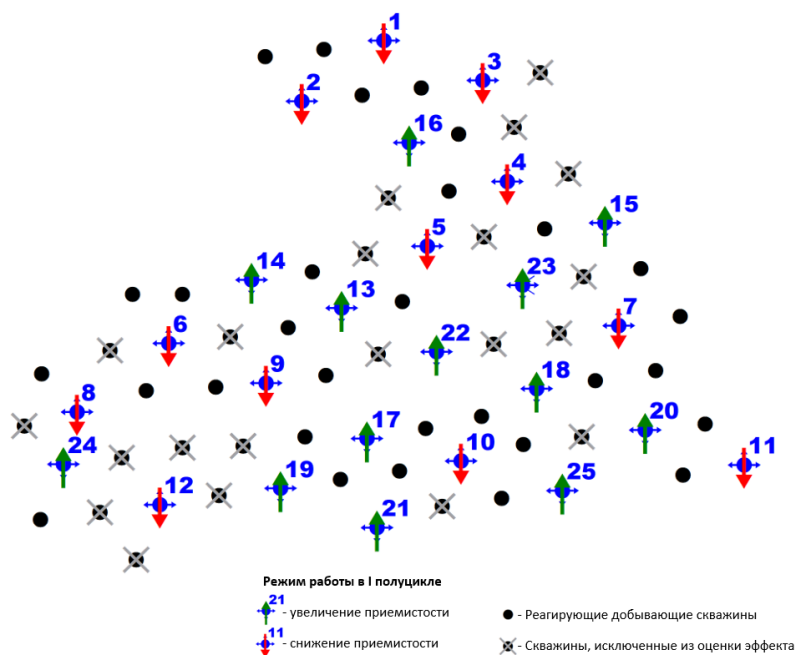


Рис. 5. Участок ОПР 2018

Было проведено три полных цикла нестационарной закачки (Рис. 6).



Рис. 6. Динамика добычи нефти и обводненности при проведении нестационарного заводнения

Длина полуцикла на первом этапе была рассчитана по формуле Сургучева [3] и составила 16 суток. Впоследствии длина полуцикла корректировалась по результатам фактической работы скважин участка ОПР и составила 14 суток. Поскважинная программа изменения приемистости на нагнетательных скважинах приведена в табл. 3.

Таблица 3

Программа нестационарного заводнения 2018. Первый цикл.

№	Скв. условный номер	Куст	Состояние	Источник агента закачки	Режим на дату утвер- ждения про- граммы		Режим 1 полуцикла	Режим 2 полуцикла
					Qзак, м³/сут	Дшт, мм		
1	№1	1	В работе	КНС	166	2	70	166
2	№2	1	В работе	КНС	177	5	58	177
3	№3	1	В работе	КНС	178	5	78	178
4	№4	2	В работе	КНС	134	5	51	134
5	№5	2	В работе	КНС	116	2	97	116
6	№6	3	В работе	КНС	118	3	49	118
7	№7	2	В работе	КНС	111	4	79	111
8	№8	3	В работе	КНС	110	2	78	110
9	№9	3	В работе	КНС	113	5	57	113
10	№10	4	В работе	КНС	140	4	70	140
11	№11	4	В работе	КНС	122	3	58	122
12	№12	3	В работе	КНС	127	3	109	127
13	№13	2	В работе	КНС	104	2	211	211
14	№14	3	В работе	КНС	100	3	136	100
15	№15	2	В работе	КНС	57	2	66	66
16	№16	2	В работе	КНС	83	4	174	83
17	№17	3	В работе	КНС	103	2	109	109
18	№18	2	В работе	КНС	69	4	109	69
19	№19	3	В работе	КНС	64	3	145	64
20	№20	4	В работе	КНС	64	2	143	64
21	№21	3	В работе	КНС	65	4	80	65
22	№22	2	В работе	КНС	58	2	115	58
23	№23	2	В работе	КНС	70	4	110	70
24	№24	3	В работе	КНС	66	3	194	97
25	№25	4	В работе	КНС	42	6	45	45
Сумма					2557		2491 (- 3%)	2713 (+6%)

Длительность второго цикла была сокращена по причине внеплановых остановок нагнетательных скважин. На рис. 7 приведена динамика суммарной закачки и Рпл по участку ОПР. Суммарная закачка по участку ОПР в период нестационарной закачки осталась на том же уровне, что и до реализации ОПР. Изменения Рпл также не наблюдалось.

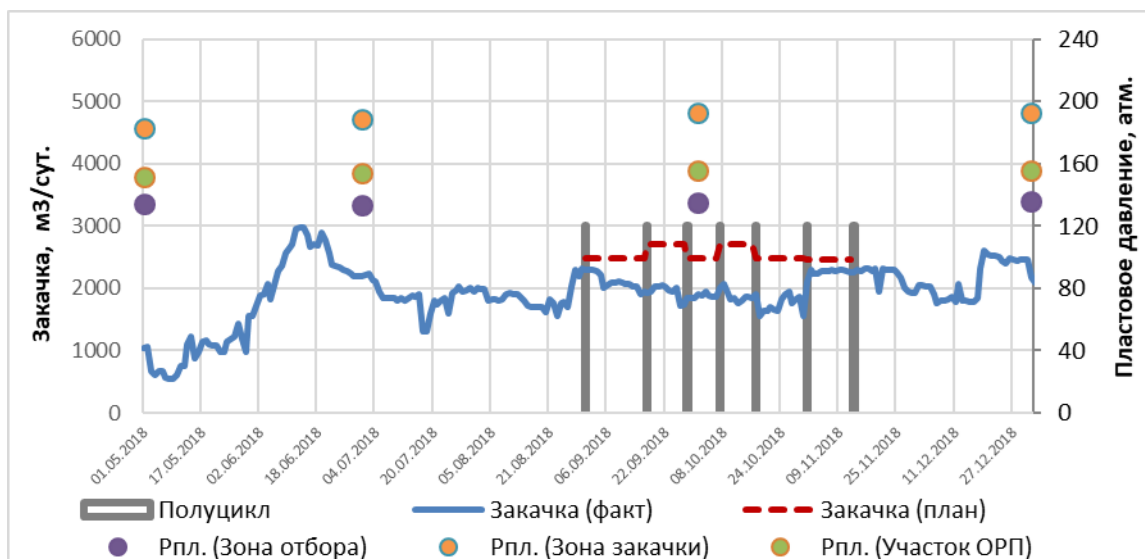


Рис. 7. Динамика суммарной среднесуточной закачки и пластового давления в районе участка ОНР 2018

Дополнительная добыча от нестационарного заводнения оценивается в 151 тонну нефти. С одной стороны, такой результат является незначительным и может быть объяснен погрешностью оценки. С другой же стороны, в ходе дополнительного анализа было установлено, что на эффективность нестационарной закачки повлияли инфраструктурные факторы, которые не были учтены при планировании ОНР.

Извлеченные уроки 2018

При планировании ОНР было недооценено влияние поверхностной инфраструктуры. Во-первых, на части нагнетательных скважин оказалась неисправна фонтанная арматура. По этой причине не удалось достичь целевой приемистости (Рис. 8).

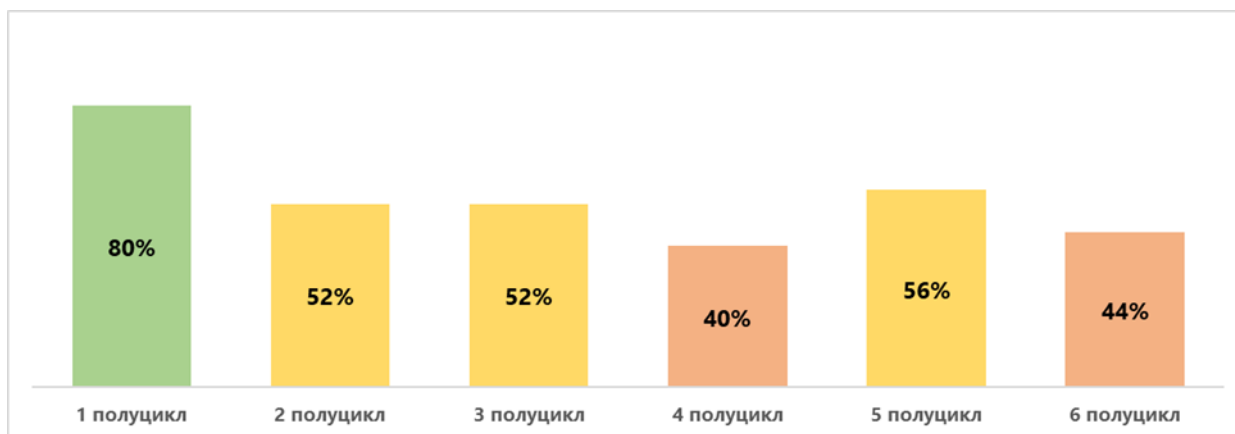


Рис. 8. Процент скважин, чья приемистость соответствовала плановой

Во-вторых, в период проведения ОПР на соседнем участке в общую систему сбора были запущены кусты новых скважин. Это привело к росту линейного давления и, как следствие, к росту буферного давления и снижению дебитов жидкости реагирующих добывающих скважин участка ОПР. Потери дополнительной добычи нефти от роста линейного давления оцениваются в 219 тонн. Таким образом, негативные инфраструктурные факторы могут снизить дополнительную добычу нефти от нестационарного заводнения более чем в два раза. Поэтому их необходимо учитывать при планировании программы нестационарного заводнения наряду с геологическими.

ОПР 2023 года

Следующий ОПР по нестационарному заводнению был организован в 2023 году. По результатам ОПР 2018 года список критериев был расширен инфраструктурными показателями (выделены серым цветом в табл. 4):

Таблица 1

Критерии выбора участка ОПР 2023-2024

Критерий	Участок						
	1	2	3	4	5	6	7
Неоднородность ФЕС по разрезу	Да	Да	Да	Да	Да	Нет	Да
Текущее Рпл (% от начального)	100%	102%	98%	104%	112%	96%	96%

Фонд дейст. Скважин доб/наг	164/90	96/74	148/99	137/73	98/70	85/48	81/55
Равномерная сетка скважин	Да	Да	Да	Нет	Нет	Да	Да
Недостижение утвержденного КИН	Да	Нет	Нет	Да	Да	Нет	Да
Источник закачки	ВЗС	КНС	КНС	КНС	КНС	ВЗС	ВЗС
Возможность увеличения закачки	Да	Да	Да	Огра- нич.	Нет	Да	Да
Большой объем ВНС	Нет	Да	Нет	Нет	Нет	Да	Нет

В качестве полигона ОПР был выбран Участок 7 (Рис. 9). Учитывая опыт 2018 года, перед проведением ОПР специалистами цеха добычи была проведена ревизия фонтанной арматуры скважин, что позволило скорректировать программу работ.

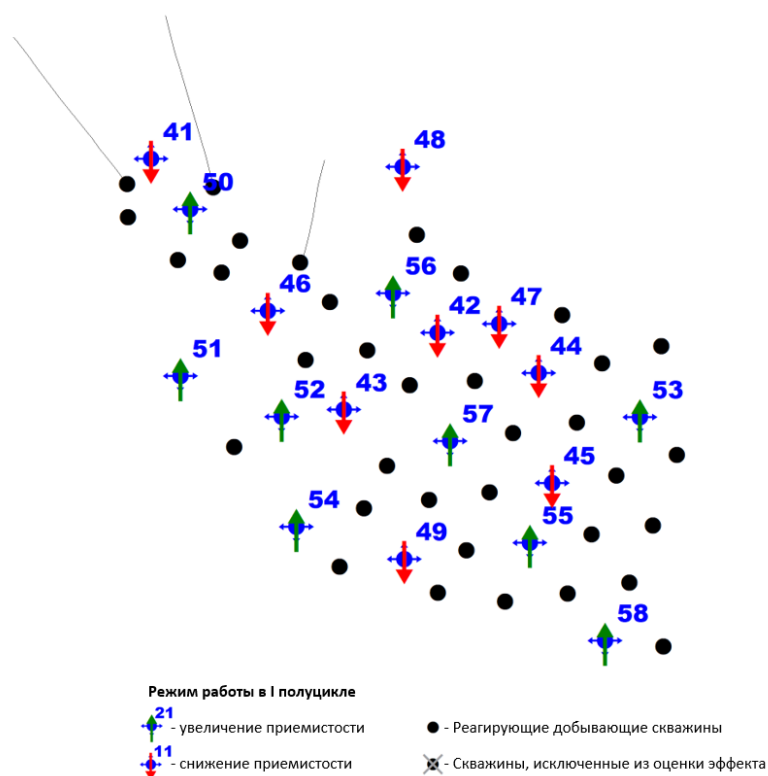


Рис. 1. Участок ОПР 2023

ОПР проводился в период с 7 августа по 13 октября 2023 года (67 сут).
Дополнительная добыча нефти составила 844 тонн (Рис. 9Рис.).

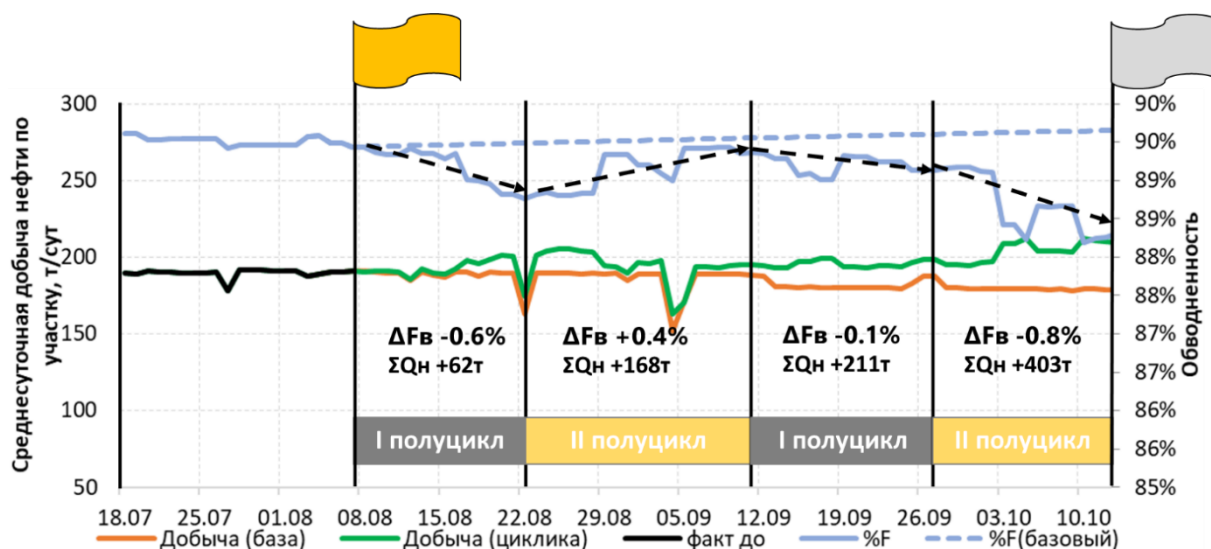


Рис. 10. Динамика добычи нефти и обводненности при организации нестационарного заводнения

На рис. 11 приведена динамика суммарной закачки и Рпл по участку ОПР. Суммарная закачка по участку ОПР в период нестационарной закачки осталась на том же уровне, что и до реализации ОПР. Изменения Рпл также не наблюдалось. В табл. 5 приведена поскважинная программа изменений приемистости в первом цикле.

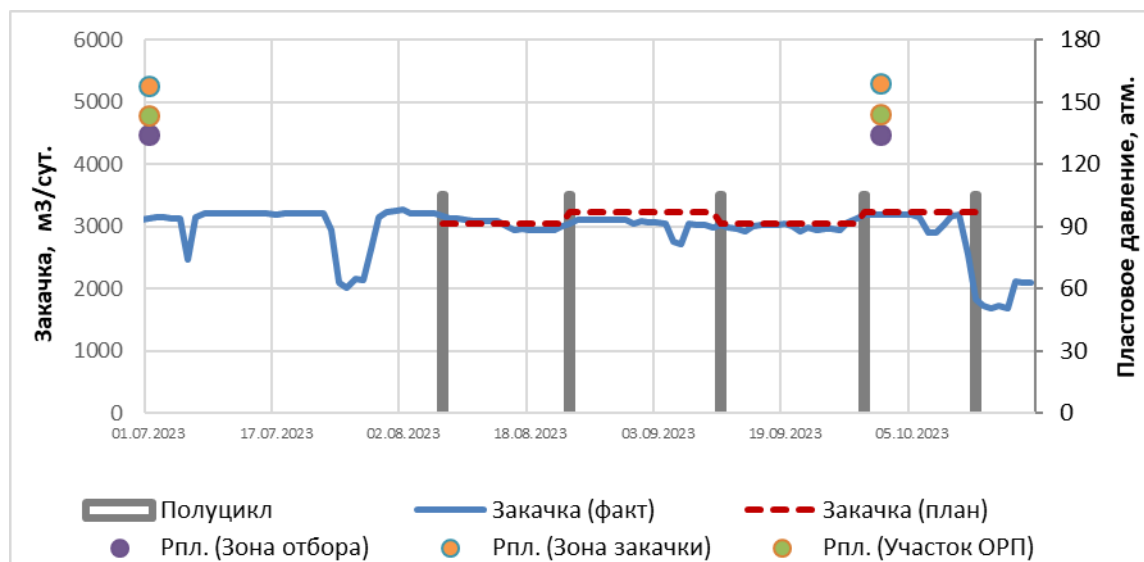


Рис. 11. Динамика суммарной среднесуточной закачки и пластового давления в районе участка ОПР 2023

Таблица 2

Программа нестационарного заводнения 2023. Первый цикл.

№	Скв. условный номер	Состояние	Источник агента закачки	Режим на дату утвер- ждения про- граммы		Режим 1 полуцикла	Режим 2 полуцикла
				Qзак, м³/сут	Дшт, мм		
1	41	В работе	ВЗС	158	12	80	160
2	42	В работе	ВЗС	150	18	90	150
3	43	В работе	ВЗС	203	18	100	200
4	44	В работе	ВЗС	266	8	140	270
5	45	В работе	ВЗС	168	18	100	170
6	46	В работе	ВЗС	260	10	100	260
7	47	В работе	ВЗС	86	20	50	90
8	48	В работе	ВЗС	69	3	70	70
9	49	В работе	ВЗС	255	18	120	255
10	50	В работе	ВЗС	272	8	375	270
11	51	В работе	ВЗС	118	8	200	120
12	52	В работе	ВЗС	125	2	150	120
13	53	В работе	ВЗС	182	10	250	180
14	54	В работе	ВЗС	86	3	200	90
15	55	В работе	ВЗС	310	10	380	310
16	56	В работе	ВЗС	132	12	170	130
17	57	В работе	ВЗС	336	8	390	340
18	58	В работе	ВЗС	44	18	90	40
Сумма				3 220		3 055 (-5%)	3 225 (+0%)

ОПР 2024 года

В 2024 году на Участке 7 повторно была организована нестационарная закачка (Рис. 12). ОПР проводился с 12.07.2024 по 16.10.2024 (96 сут).

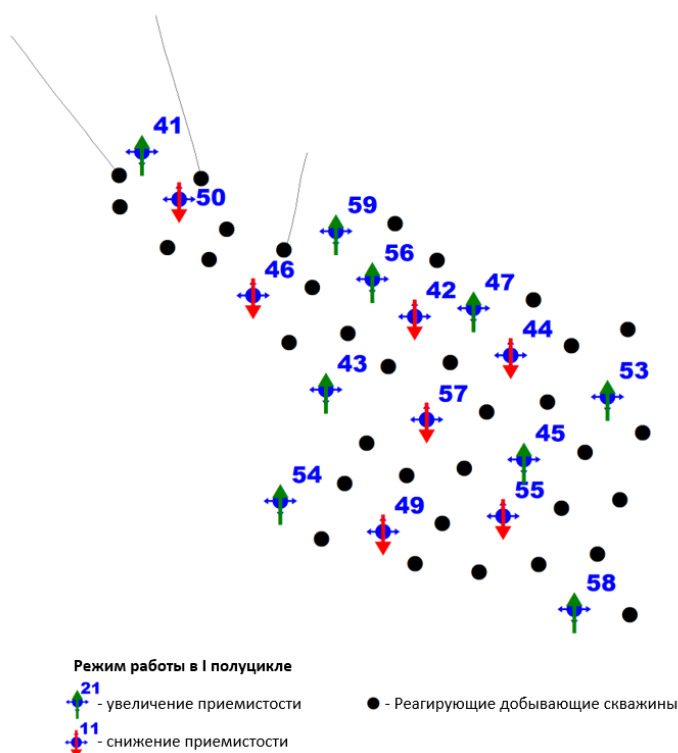


Рис. 12. Участок ОПР 2024

Поскважинная программа изменения закачки в первом цикле приведена в табл. 6.

Таблица 3

Программа нестационарного заводнения 2024. Первый цикл.

№	Скв. условный номер	Состояние	Источник агента закачки	Режим на дату утверждения программы		Режим 1 полуцикла	Режим 2 полуцикла
				Qзак, м³/сут	Дшт, мм		
1		В работе	ВЗС	280	6	270	320
2		В работе	ВЗС	189	6	170	260
3		В работе	ВЗС	267	4	190	240
4		В работе	ВЗС	213	5	180	220
5		В работе	ВЗС	231	6	180	230
6		В работе	ВЗС	172	5	90	170
7		В работе	ВЗС	160	8	110	150
8		В работе	ВЗС	173	5	280	180
9		В работе	ВЗС	200	12	250	210
10		В работе	ВЗС	171	5	170	120
11		В работе	ВЗС	140	8	180	140
12		В работе	ВЗС	133	8	190	150
13		В работе	ВЗС	94	18	140	140

14		В работе	ВЗС	171	18	140	100
15		В работе	ВЗС	47	32	50	50
16		В работе	ВЗС	85	4	140	70
Сумма				2 726		2 730 (0%)	2 750 (+1%)

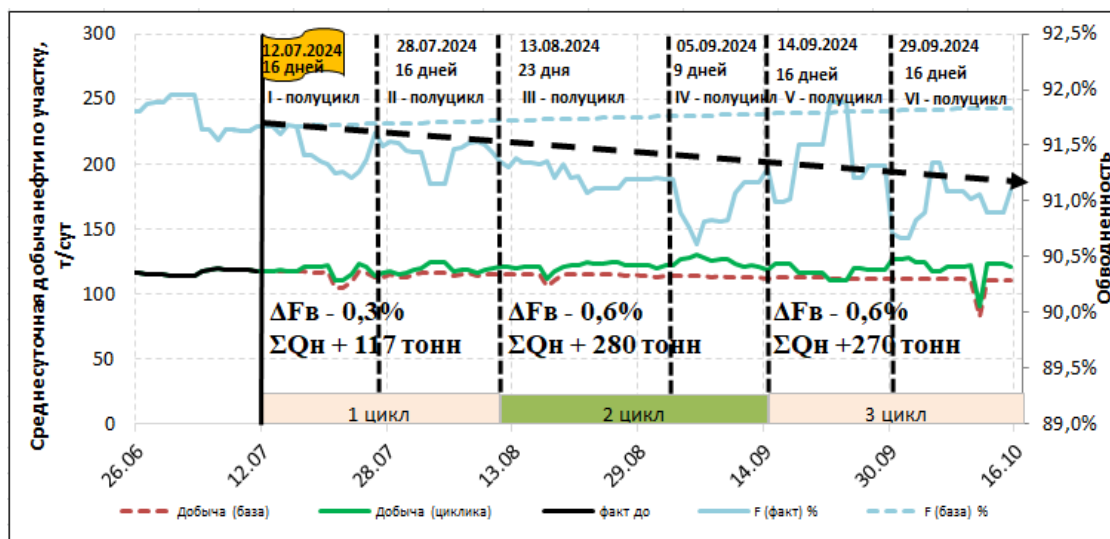


Рис. 13. Динамика добычи нефти и обводненности при организации нестационарного заводнения

Величина дополнительной добычи нефти составила 668 тонн (Рис. 13). Это указывает на то, что нестационарное заводнение можно проводить несколько раз на одном и том же участке и получать дополнительную добычу нефти.

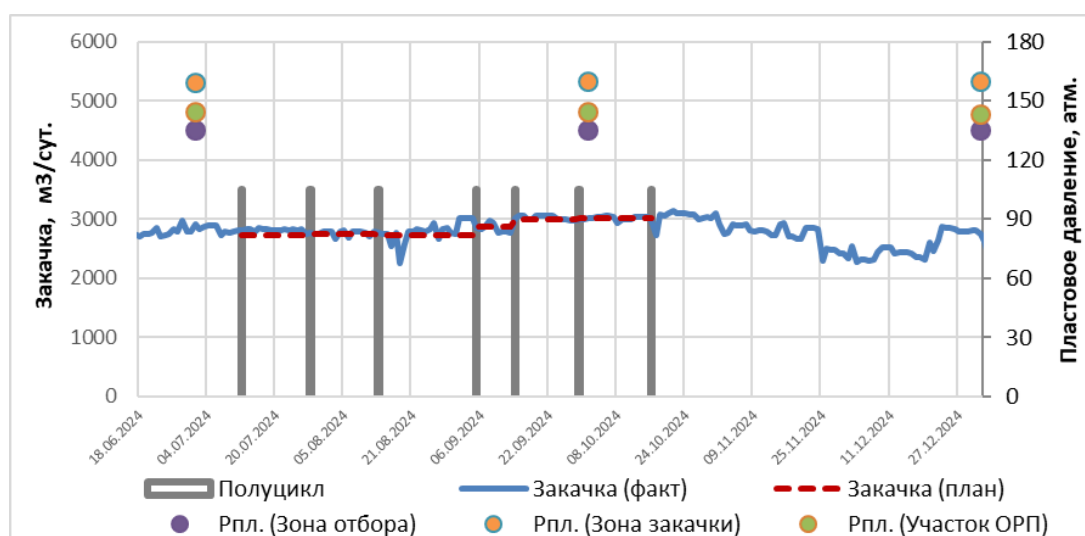


Рис. 142. Динамика среднесуточной закачки и пластового давления в районе участка ОПР 2024

На рис 14 приведена динамика суточной закачки и пластового давления на участке ОПР в 2023-2024 годах. Из графика следует, что организация нестационарного заводнения не оказала негативного влияния на пластовое давление. Это произошло по двум причинам: непродолжительное время проведения работ и поддержание суммарных объемов закачки на участке на постоянном уровне. Снижение закачки во время нестационарного заводнения в 2023 году произошло по причине выхода из строя наземного оборудования, и не связано с самой нестационарной закачкой.

Рекомендации по организации нестационарного заводнения

По результатам проведения трех этапов ОПР можно выделить следующие рекомендации организации нестационарного заводнения:

- при выборе участка ОПР уделить внимание вопросу источника закачиваемой воды. Например, при организации закачки с помощью водозаборных скважин на участке ОПР может сложиться дефицит закачиваемой воды, что сделает невозможным достижение целевых приемистостей по нагнетательным скважинам;
- за 1-2 месяца до организации нестационарной закачки необходимо провести ревизию фонтанных арматур нагнетательных скважин, убедиться в исправности задвижек и возможности смены штуцеров. В противном случае на скважинах могут быть скрытые неисправности; на их устранение потребуется дополнительное время, и целевые значения приемистости будут достигнуты с опозданием;
- после первого полуцикла необходимо пересмотреть программу нестационарного заводнения, поскольку одновременное изменение режимов работы значительного количества нагнетательных скважин вызывает перераспределение линейных давлений в системе ППД, что может приводить к существенным изменениям приемистости нагнетательных скважин даже без смены штуцера.

Выводы

По результатам ОПР в 2018 и 2023-2024 годах на разных участках Викуловской свиты Красноленинского месторождения была доказана эффективность нестационарного заводнения без полной остановки нагнетательных скважин. Дополнительная добыча составила суммарно 1,7 тысяч тонн нефти (1% от суточной добычи участков ОПР). Данные мероприятия были реализованы без каких-либо дополнительных затрат, и могут применяться на других пластах, соответствующим критериям применимости.

Список литературы

1. Е.Ф. Кутырев, А.А. Каримов, А.Е. Кутырев Анализ эффективности применения циклической закачки. – Нефтяное хозяйство. – 2014. - № 10. – С. 96-99.
2. Г.Н. Чумаков, В.И. Зотиков, И.Ю. Колычев, С.В. Галкин Об особенностях нестационарных процессов в нефтяном пласте. – Нефтяное хозяйство. – 2011. - № 1. – С. 54-58.
3. М.Л. Сургучев, И.Н. Щарбатов Циклическое воздействие на неоднородные пласты. – М.: Недра, 1988. – 121 с.
4. Дополнение к технологической схеме разработки Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Каменного (западная часть) лицензионного участка / ООО «ТННЦ»: руководитель работы: Д.П. Патраков. — М. – Тюмень, 2022.

References

1. Kutyrev, E.F., Karimov, A.A., Kutyrev, A.E. (2014) *Analysis of cyclic flooding performance*. Oil Industry. No. 10. Pp. 96-99. (in Russian)
2. Chumakov, G.N., Zotikov, V.I., Kolychev, I.Yu., Galkin, S.V. (2011) *Features of transient processes in an oil reservoir*. Oil Industry. No. 1. Pp. 54-58. (in Russian)
3. Surguchev, M.L., Scharbatov, I.N. (1988) *Cyclic stimulation of heterogeneous reservoirs*. M.: Nedra, 121 p. (in Russian)
4. *Supplement to the Field Development Plan of the Krasnoleninskoye oil, gas and condensate field within the Kamenny (western part) license block*. TNNC: Job Supervisor: D.P. Patrakov. M. Tyumen, 2022. (in Russian)

Сведения об авторах

Федоров Максим Дмитриевич, начальник отдела, ООО «РН-Геология Исследования Разработки» (ООО «РН-ГИР»)

Россия, 625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: mdfedorov@rn-gir.rosneft.ru

Жуков Михаил Сергеевич, менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработки» (ООО «РН-ГИР»)

Россия, 625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: mszhukov@rn-gir.rosneft.ru

Патраков Дмитрий Павлович, начальник управления, ООО «РН-Геология Исследования Разработка» (ООО «РН-ГИР»)
Россия, 625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: DPPatrakov@rn-gir.rosneft.ru

Кан Константин Киманович, менеджер, АО «РН-Няганьнефтегаз»
Россия, 628186, г. Нягань, ул. Сибирская, 10
E-mail: kkan@nng.rosneft.ru

Авсянко Игорь Николаевич, начальник управления, АО «РН-Няганьнефтегаз»
Россия, 628186, г. Нягань, ул. Сибирская, 10
E-mail: INAvsyanko@nng.rosneft.ru

Authors

M.D. Fedorov, Team Leader, RN-Geology Research Development LLC
79/1 Osipenko St., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: mdfedorov@rn-gir.rosneft.ru

M.S. Zhukov, Manager, RN-Geology Research Development LLC
79/1 Osipenko St., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: mszhukov@rn-gir.rosneft.ru

D.P. Patrakov, Head of Division, RN-Geology Research Development LLC
79/1 Osipenko St., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: DPPatrakov@rn-gir.rosneft.ru

K.K. Kan, Manager, RN-Nyaganneftegaz
10 Sibirskaya St., Nyagan, 628186, Russian Federation
E-mail: kkan@nng.rosneft.ru

I.N. Avsyanko, Head of Division, RN-Nyaganneftegaz
10 Sibirskaya St., Nyagan, 628186, Russian Federation
E-mail: INAvsyanko@nng.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 17.07.2026

Принята к публикации 21.09.2026

Опубликована 30.09.2026