

# Опыт периодической эксплуатации и закачки дегазированной нефти для расформирования конуса газа

Приз К.И.<sup>1</sup>, Алексеев А.С.<sup>1</sup>, Черкасов Н.А.<sup>2</sup>, Священко А.В.<sup>2</sup>, Иванов Е.Н.<sup>2</sup>, Шилов Д.С.<sup>2</sup>, Сексяев А.П.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, <sup>2</sup>ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия  
kipriz@tnnc.rosneft.ru

## Аннотация

В настоящее время на многих крупных месторождениях с массивной газовой шапкой остро стоит проблема прорывного газа газовых шапок, добываемого при разработке нефти тонких нефтяных оторочек в условиях инфраструктурных ограничений. Одним из возможных способов ограничения добычи газа, снижения газового фактора и возврата фонда в добычу является периодическая эксплуатация скважин. Для ускорения выравнивания газового конуса и возврата фонда в добычу при периодической эксплуатации применена обратная закачка дегазированной нефти в пласт. На Среднеботуобинском месторождении, расположенном в Восточной Сибири, проведены успешные опытно-промышленные работы по закачке дегазированной нефти и на основании полученных от обработок эффектов начато полномасштабное тиражирование на ботуобинском горизонте.

## Материалы и методы

В начале 2022 года реализованы первые обработки в 14 скважинах. По результатам начато полномасштабное тиражирование. В работе выполнен анализ проведенных обработок дегазированной нефтью, дана оценка эффективности применяемой технологии.

## Ключевые слова

закачка дегазированной нефти, конусообразование, прорыв газа, газовый фактор, накопленная добыча нефти, Восточная Сибирь, ботуобинский горизонт

## Для цитирования

Приз К.И., Алексеев А.С., Черкасов Н.А., Священко А.В., Иванов Е.Н., Шилов Д.С., Сексяев А.П. Опыт периодической эксплуатации и закачки дегазированной нефти для расформирования конуса газа // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 69–73.

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-69-73

Поступила в редакцию: 02.08.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

## The experience in intermittent production and de-gassed oil injection for dissipation of gas coning

Priz K.I.<sup>1</sup>, Alekseev A.S.<sup>1</sup>, Cherkasov N.A.<sup>2</sup>, Svyaschenko A.V.<sup>2</sup>, Ivanov E.N.<sup>2</sup>, Shilov D.S.<sup>2</sup>, Seksyayev A.P.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia, <sup>2</sup>“Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia  
kipriz@tnnc.rosneft.ru

## Abstract

At present, in many major fields with a gas cap, there is a severe issue of gas breakthrough from the gas cap when thin oil rims are developed in infrastructure limitation conditions. One option to limit gas production, reduce GOR, and bring wells back into production, is intermittent operation of wells. To accelerate evening out of the gas cone and bringing wells back on line after intermittent production, re-injection of de-gassed oil is applied. In the Srednebotuobinskoe Field located in East Siberia, pilot tests of de-gassed oil re-injection were conducted. Based on the obtained effect, full scale application in the Botuobinsky Horizon commenced.

## Materials and methods

In early 2022, the first treatment operations were implemented in 14 wells. Based on the results, full scale application commenced. The paper provides an analysis of de-gassed oil treatment operations and an assessment of the effect achieved with the technology.

## Keywords

re-injection of de-gassed oil, coning, gas breakthrough, GOR, cumulative oil production, East Siberia, botuobinsky horizon

## For citations:

Priz K.I., Alekseev A.S., Cherkasov N.A., Svyaschenko A.V., Ivanov E.N., Shilov D.S., Seksyayev A.P. The experience in intermittent production and de-gassed oil injection for dissipation of gas coning. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 69–73. 10.24412/2076-6785-2023-5-69-73

Received: 02.08.2023

### Предпосылки применения обработок дегазированной нефтью

На территории РФ из общего объема запасов нефти запасы с большими газовыми шапками составляют преобладающий объем, при этом значительная их часть характеризуется тонкими нефтяными оторочками, разработка которых сопряжена с рисками прорывов газа.

В данной статье показаны результаты мероприятий по регулированию газового фактора (ГФ), таких как периодическая эксплуатация скважин и закачка дегазированной нефти (ДГН), описываются процессы, которые происходят при оттеснении конуса газа в пласте. Интерес к подобным задачам обусловлен возможностью их широкого применения при разработке других нефтегазоконденсатных месторождений.

Впервые приток нефти на Среднеботубинском месторождении получен в 1970 году. Промышленная разработка месторождения начата в 2013 году с момента ввода в эксплуатацию ВСТО (трубопроводная система «Восточная Сибирь — Тихий океан»). Месторождение относится по величине запасов нефти и газа к категории крупных. Основной разрабатываемый объект — ботубинский горизонт. Почти 70 % запасов нефти расположены в подгазовой зоне и приурочены к тонкой нефтяной оторочке мощностью до 18 м.

Ботубинский горизонт формировался в прибрежно-морских условиях, что обусловило высокую латеральную и вертикальную выдержанность, связанность и проницаемость на уровне 300 мД. Глинистые разделы в пределах пласта отсутствуют, тем самым обеспечивается высокая сообщаемость между нефтяной и газовой частью залежи. Высокая связанность, хорошие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), малые нефтенасыщенные толщины создают неблагоприятные условия для эксплуатации нефтяных скважин с точки зрения прорыва газа газовых шапок к забоям добывающих скважин.

Согласно принятым проектным решениям, разработка основной части контактных запасов осуществляется на естественном режиме с применением горизонтальных и многозабойных скважин на щадящем режиме с ограничением депрессией на пласт до 5 атм [1]. Несмотря на щадящий режим работы добывающих скважин в период до двух лет, неминуемо происходят прорывы газа, как следствие, увеличение объемов добычи попутного газа.

Основным вызовом на месторождении является избыточная добыча попутного нефтяного газа (ПНГ) и газа газовой шапки (ГШ), что в условиях инфраструктурных ограничений представляет определенные проблемы, связанные с его утилизацией. Текущая стратегия ограничения добычи ПНГ включает:

- оптимизацию технологии заканчивания — применение автономных устройств контроля притока (АУКП);

Технология АУКП позволяет эксплуатировать скважину в постоянном режиме (без прорывов газа) [2], 80 % процентов запущенного фонда в газонефтеводяной зоне (ГНВЗ) в нефтенасыщенных толщинах 4–6 м имеют стремительный рост ГФ. На момент наступления критического ГФ 3 000 м<sup>3</sup>/т накопленная добыча нефти составляет от 3 тыс. до 8 тыс. тонн.

- контроль режимов добывающих скважин (депрессия/забойное давление);

Увеличение эффективной проходки скважин по пласту совместно с ограничением

депрессии по скважинам с целью недопущения роста ГФ [3, 4].

- организация закачки воды в подгазовой зоне;

Расширение зоны системы поддержания пластового давления (ППД) в подгазовой зоне месторождения позволило снизить газовый фактор на скважинах окружения. Эффект наблюдается по всей зоне, при этом тенденция сохраняется при увеличении отборов. Масштабирование системы ППД на всю зону пласта связано с большими капитальными затратами.

- периодическая эксплуатация скважин (остановка фонда с большим ГФ — БГФ);

Для ограничения добычи газа с 2020 г. на месторождении выполняются периодические остановки скважин. Для увеличения эффективности программы периодической эксплуатации в 2022 году начаты работы по глушению скважин дегазированной нефтью.

### От периодической эксплуатации до «глушения ДГН»

Длительная эксплуатация скважин в зоне ГНВЗ, не охваченной системой ППД, генерирует расширение воронки депрессии и формирование конуса газа, что приводит к росту ГФ и, как следствие, к увеличению добычи ПНГ. Согласно правилам подготовки ПТД (приказ № 639 от 2019 г. [5]), граничным значением выбытия добывающих скважин является значение ГФ в 2 500 м<sup>3</sup>/т. Установка

газосепараторов на добывающем фонде позволяет снять данное ограничение. В реалиях Среднеботубинского месторождения, как показывает практика, скважины могут эксплуатироваться без технологических осложнений при гораздо более высоких значениях ГФ, до 8 000–10 000 м<sup>3</sup>/т. Однако здесь вступают в силу инфраструктурные ограничения по утилизации ПНГ.

Для минимизации добычи ПНГ на месторождении с 2018 года внедрена практика периодической эксплуатации фонда скважин, осложненного БГФ.

Преимущества периодической эксплуатации:

- снижение объема добычи ПНГ, равномерная выработка запасов — рациональное использование недр;
- снижение эксплуатационных затрат, в том числе энергопотребления.

Мероприятие по периодической эксплуатации заключается в следующем: при достижении высокого значения ГФ (~3 000 м<sup>3</sup>/т) скважина останавливается с последующим запуском через некоторый промежуток времени. На рисунке 1 приведен пример периодической работы скважин: после остановок наблюдается значительное снижение ГФ.

Физический смысл метода заключается в выравнивании и стабилизации газового конуса, подтянувшегося к скважине за время эксплуатации. Через определенный период времени происходит расформирование конуса с формированием зоны остаточной

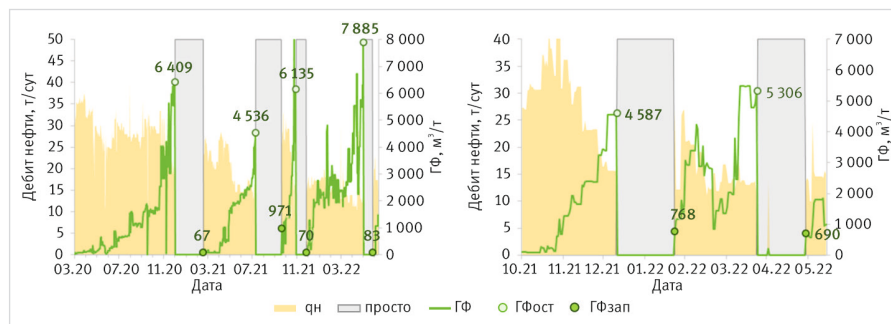


Рис. 1. Примеры показателей работы скважин с периодической эксплуатацией  
Fig. 1. Examples of wells performance indicators with intermittent production

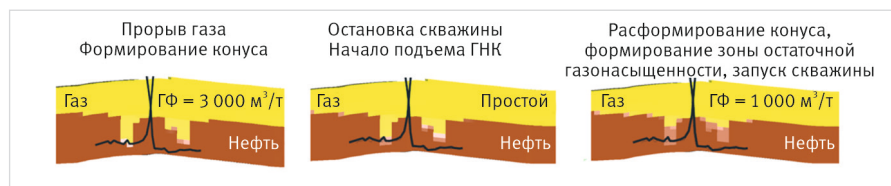


Рис. 2. Периодическая эксплуатация скважин (визуализация процесса расформирования конуса газа)  
Fig. 2. Intermittent production of wells (visualization of the gas cone reform process)

Табл. 1. Показатели эксплуатации до/после периодических остановок на примере одной скважины  
Tab. 1. Exploitation index before/after periodic operation on the example of one well

Остановка	Остановочные показатели			Тост	Запускные показатели			Примечание
	ож	оН	ГФ		ож	оН	ГФ	
1	27,4	21,1	3 264	63	33,5	28,0	2 499	–
2	25,0	20,0	6 168	14	29,2	24,2	1 066	–
3	26,8	22,5	3 778	15	25,0	21,0	235	Смена ГНО
4	31,0	23,4	1 651	25	34,3	26,9	1 013	–
5	25,8	20,4	4 997	36	28,5	22,4	865	–

газонасыщенности. Процесс расформирования конуса отражен на рисунке 2.

Практика применения периодической эксплуатации показала возможность многократных остановок с воспроизводимостью эффектов по снижению ГФ после повторного запуска, пример по одной из скважин приведен ниже (рис. 3, табл. 1). Это обстоятельство позволяет на постоянной основе применять рассматриваемые мероприятия для контроля добычи ПНГ.

Обобщение накопленного опыта периодической эксплуатации позволило выявить закономерность величины отношения запускаемого ГФ к остановочному ГФ в зависимости от времени простоя (рис. 4).

На первый взгляд можно отметить отсутствие явной закономерности и высокий разброс значений. Но при исключении остановок с высокой эффективностью (отношение

ГФ ниже 0,3 при Тост не более 100 суток), для незавышения эффективности, полученная общая зависимость, на основе которой была оценена оптимальная расчетная продолжительность остановок. При достижении ГФ в 3 000 м<sup>3</sup>/т необходимое время простоя для получения на запуске ГФ в 1 000 м<sup>3</sup>/т составляет ~130 суток. Диапазон в ±20 процентных пунктов от полученной зависимости определен как целевой интервал при оценке эффективности. Остановки, попадающие выше этой зоны, считаются неэффективными.

При накоплении фактических остановок по скважине рекомендуемое время простоя может быть уточнено. Так, по скважинам с многократными остановками-запусками рекомендуемое время простоя составляет от 25 до 140 суток. Пример такой скважины был показан выше на рисунке 3, где рекомендуемое время остановки составило 25 суток.

Таким образом, воспроизводимость эффекта снижения ГФ и возможность оценки необходимого времени для достижения этого эффекта позволяет применять периодическую эксплуатацию при разработке подгазовых зон в условиях ограничения добычи ПНГ.

Однако подобный подход также имеет и свои минусы — весьма продолжительное время простоя снижает коэффициент эксплуатации фонда и приводит к уменьшению добычи нефти.

Для повышения эффективности периодической эксплуатации скважин были подробнее рассмотрены случаи значительного снижения ГФ при непродолжительном простое — область «успех», они располагаются

в зеленой области. Отмечается, что большая часть скважин, где получен положительный эффект, приурочена к смене глубинного оборудования (ГНО), без смены режима работы (рис. 5). Пример по отдельной скважине был показан выше на рисунке 3.

Объяснение высокой эффективности снижения ГФ на запуске в случаях смены глубинного оборудования, по сравнению с обычными остановками, кроется в глушении скважины перед извлечением ГНО. На скважинах проводится обратное глушение товарной нефтью (глушение в затрубное пространство), забор нефти осуществляется с центрального пункта сбора, объем рассчитывается исходя из конструкции скважины.

Учитывая anomalously низкое начальное пластовое давление на объекте, при глушении скважины происходит частичное поглощение доливаемой нефти, т.е. на забое создается дополнительное давление, что, в свою очередь, уменьшает вертикальный градиент давления в скважине, а следовательно, способствует ускорению расформирования газового конуса (рис. 6).

Дальнейшее развитие идей периодической эксплуатации с учетом эффектов от глушения скважин проявилось в целенаправленной закачке дегазированной нефти в пласт при остановке скважины.

Технология обработки дегазированной нефтью относительно простая и не требует существенных капитальных вложений. Обработка осуществляется силами общества группы без привлечения сторонней специальной техники и химических реагентов.

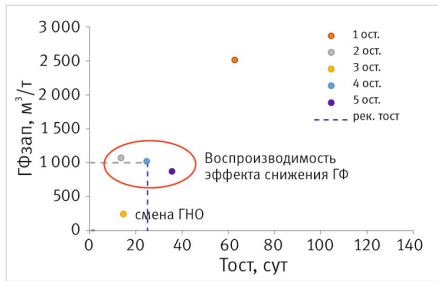


Рис. 3. Пример запускаемого ГФ при многократных остановках  
Fig. 3. Example of start-up GOR for multiple shutdowns

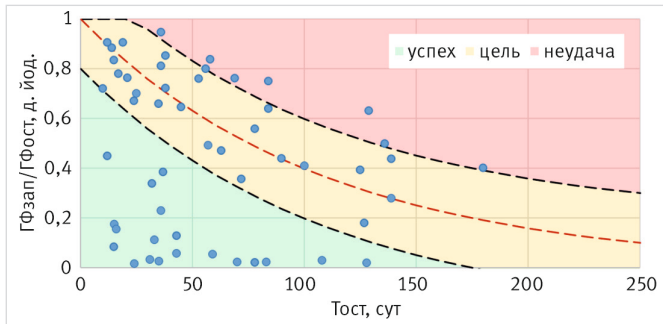


Рис. 4. Зависимость снижения ГФ от времени простоя  
Fig. 4. Dependence of GOR reduction on idle time

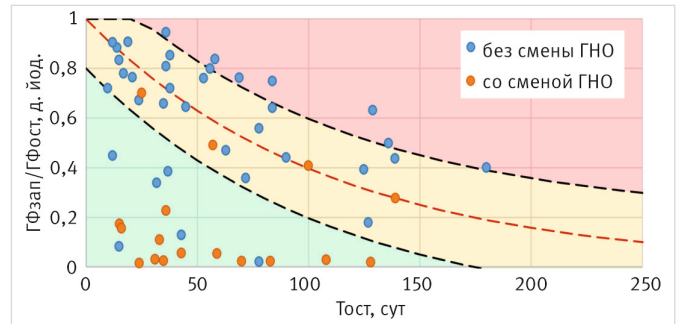


Рис. 5. Эффективность при смене ГНО  
Fig. 5. Efficiency of replacing depth equipment

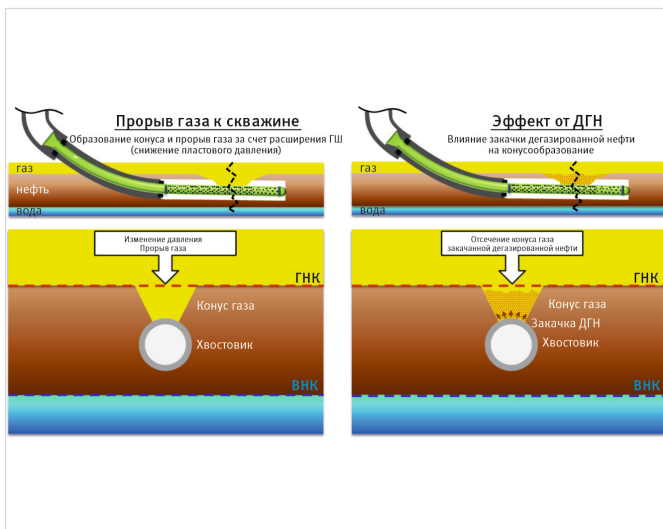


Рис. 6. Процесс оттеснения конуса газа закачкой ДГН  
Fig. 6. Process of displacement of gas cone by injection of de-gassed oil



Рис. 7. Процесс закачки ДГН  
Fig. 7. De-gassed oil injection process

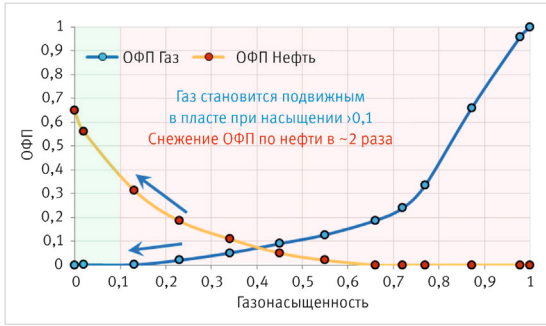


Рис. 8. ОФП система «газ-нефть»  
Fig. 8. Relative phase permeability of the system «gas-oil»

Условно процесс закачки можно разделить на четыре этапа:

1. Заезд АЦН и насосного агрегата на кустовую площадку.
2. Монтаж нагнетательной линии для закачки в затрубное пространство обрабатываемой скважины.
3. Закачка агрегатом дегазированной нефти в добычающую скважину (в среднем 50–70 м<sup>3</sup>).
4. Демонтаж нагнетательной линии по закачке растворов и линии набора нефти.

В случае обработки ДГН к эффекту изменения вертикального градиента давления добавляется эффект изменения фазовой проницаемости для газа за счет проникновения закачиваемой нефти в призабойную зону пласта и оттеснения газового конуса [6]. Фазовый эффект хорошо проиллюстрирован на диаграмме относительной фазовой проницаемости (ОФП) на рисунке 8: сдвиг влево по оси газонасыщенности позволяет снизить относительную проницаемость газа.

Также закачка дегазированной нефти может способствовать очистке призабойной зоны пласта от асфальтосмолопарафиновых отложений.

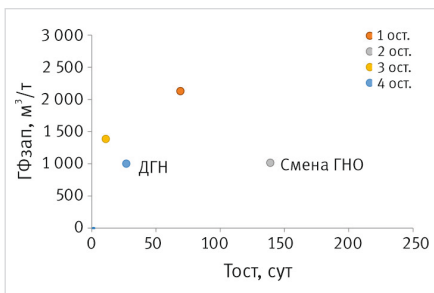


Рис. 9. Пример запускового ГФ при закачке ДГН  
Fig. 9. Example of start-up GOR for injection of de-gassed oil

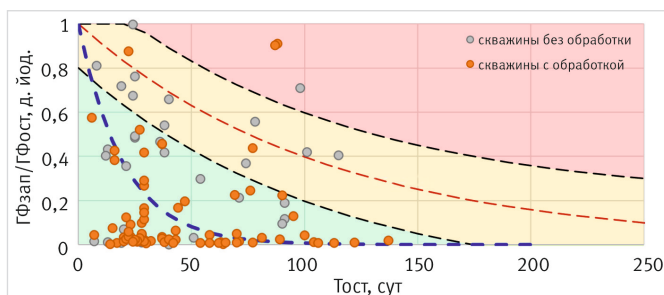


Рис. 10. Зависимость снижения ГФ при закачке ДГН от времени простоя  
Fig. 10. Dependence of GOR reduction during injection of de-gassed oil on idle time

Табл. 2. Показатели эксплуатации до/после периодических остановок  
Tab. 2. Exploitation index before/after periodic short-term well operation

Остановка	Остановочные показатели			Тост	Запусковые показатели			Примечание
	қж	қн	ГФ		қж	қн	ГФ	
1	70,9	60,8	2 796	69	66,8	57,3	2 126	–
2	39,1	33,3	5 030	139	42,6	36,9	1 014	Смена ГНО
3	20,4	17,6	3 921	11	33,5	28,9	1 384	–
4	17,0	14,7	5 691	27	24,2	20,9	1 000	Закачка ДГН

Первые обработки дегазированной нефтью в рамках ОПР показали свою практическую эффективность, и с 2022 года началось тиражирование данной технологии на месторождении. По состоянию на 01.01.2023 года проведено 96 обработок скважин, обработки доказали свою эффективность. Пример эффективности закачки ДГН по скважине приведен в таблице 2 и на рисунке 9.

На рисунке 10 приведено сравнение эффективности по снижению ГФ от обработок ДГН с обычными остановками в тех же скважинах. Легко заметить, что более интенсивное снижение ГФ на запуске отмечается в случае закачки ДГН, что положительно сказывается на времени простоя скважин для расформирования газового конуса.

Обобщенные результаты анализа эффективности по обработкам ДГН (рис. 11) показывают запусковой ГФ в среднем в 3 раза меньше, чем без обработок, при сопоставимых остановочных показателях. Сокращение необходимого времени простоя скважины для расформирования газового конуса изменяется от 130 до 30 суток. Также можно отметить увеличившееся время эффективной работы (период до достижения ГФ в 3000 м<sup>3</sup>/т). За счет сокращения времени простоя увеличивается коэффициент эксплуатации скважин: с 0,29 в случае периодической эксплуатации до 0,67 с обработками ДГН (табл. 3).

Табл. 3. Параметры периодической эксплуатации  
Tab. 3. Periodic operation parameters

Опция	Тост	Траб	Кэкср (год)	Циклов в год
Периодика	130	49	0,29	2,04
Периодика+ДГН	30	58	0,67	4,15

## Итоги

В работе описан положительный опыт применения периодической эксплуатации, в том числе совместно с закачкой дегазированной нефти в зоне ГНВЗ пласта Бт Среднеботуобинского месторождения. Данный опыт составляет основу одной из опций по ограничению добычи ПНГ на месторождении. Подход позволяет снизить объем добычи ПНГ, увеличить коэффициент эксплуатации добывающих скважин.

## Выводы

Периодическая эксплуатация скважин позволяет эксплуатировать добывающие скважины при неблагоприятных условиях обширной подгазовой зоны и высокой связности коллектора. Закачка дегазированной нефти при остановках позволяет повысить эффективность таких мероприятий за счет усиления эффекта по снижению запускового ГФ и сокращения времени простоя скважины. Подобный опыт может быть полезен для разработки нефтяных оторочек в условиях инфраструктурных ограничений по утилизации ПНГ.

## Литература

1. Леванов А.Н., Белянский В.Ю., Волков И.А., Анурьев Д.А., Гринченко В.А., Мусабилов Т.Р. Обоснование концепции разработки

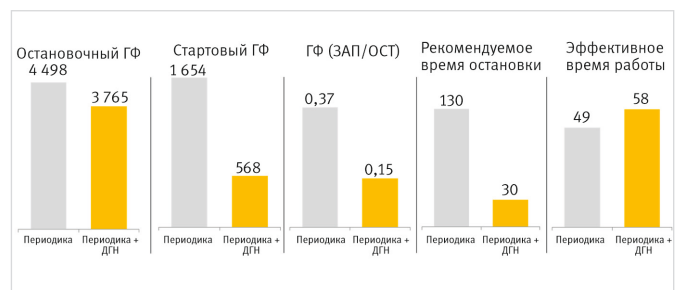


Рис. 11. Сводные результаты анализа эффективности по обработкам  
Fig. 11. Matching of the results of the efficiency analysis of the treatments

- крупного сложнопостроенного месторождения Восточной Сибири на основе гидродинамического моделирования. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва, 26–28 октября, 2015. SPE-176636-RU.
2. Зуев Е.С., Давыдов А.А., Опарин И.А., Малофеев М.В., Корнилов Е.Ю. Опыт применения автономных устройств контроля притока // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 36–40.
3. Леванов А.В., Кояшев А.В., Чупров А.А., Ященко С.А., Мусин Р.А., Чиргун А.С., Священко А.В., Гринченко В.А. Эволюция подходов к разработке нефтяных оторочек терригенных коллекторов месторождений Восточной Сибири. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва, 16–18 октября, 2017. SPE-187772-RU.
4. Гринченко В.А., Махмутов Д.З., Горбов А.Н., Валеев Р.Р., Султанов Р.Б., Близиуков В.Ю., Асадуллин Р.Р., Иванишин В.М., Акчурин Р.Х., Бутаков П.В., Маликов Д.А., Сверкунов С.А., Вахромеев А.Г. Эффективность бурения и заканчивания наклонно-направленных нефтедобывающих скважин в Восточной Сибири через эволюцию горизонтального участка — от одиночных стволов к конструкции «березовый лист» в связи с детализацией геологического строения залежей УВ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2020. № 5. С. 8–15.
5. Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 20 сентября 2019 г. № 639.
6. Patel R.S., Batycky J.P., Tang J.S., Lai S.Y., Nibold M.H. The application of fluid injection to mitigate coning. SPE annual technical conference and exhibition, New Orleans, Louisiana, September 1994, SPE-28570-MS. (In Eng).

## ENGLISH

### Results

The paper describes a positive experience of application of intermittent production including together with injection of degassed oil in the zone of GNVZ of the Bt formation of the Srednebotuobinskoye field. This experience forms the basis of one of the options to limit APG production at the field.

The approach makes it possible to reduce the volume of APG production and increase of the production well efficiency.

### References

1. Levanov A.N., Belyansky V.Yu., Volkov I.A., Anuriev D.A., Grinchenko V.A., Musabirov T.R. Concept baseline for the development of a major complex field in Eastern Siberia using flow simulation. SPE russian petroleum technology conference, Moscow, Russia, 26–28 October 2015, SPE-176636-MS. (In Russ).
2. Zuzev E.S., Davydov A.A., Oparin I.A., Malofeev M.V., Kornilov E.Yu. Inflow control device application experience. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 36–40. (In Russ).
3. Levanov A.V., Kobayashv A.V., Chuprov A.A., Yaschenko S.A., Musin R.A., Chirgun A.S., Svyashchenko A.V., Grinchenko V.A. Evolution of approaches to oil rims

- development in terrigenous formations of Eastern Siberia. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia Moscow, 16–18 October 2017, SPE-187772-RU. (In Russ).
4. Grinchenko V.A., Makhmutov D.Z., Gorbov A.N., Valeev R.R., Sultanov R.B., Bliznyukov V.Yu., Asadullin R.R., Ivanishin V.M., Akchurin R.Kh., Butakov P.V., Malikov D.A., Svergunov S.A., Vakhromeev A.G., Irkutsk National Research Technical University. Efficiency of drilling and completion of directional oil-producing wells in the Eastern Siberia through a horizontal section evolution – from single wellbores to the “birch-leaf” design due to detailing of hydrocarbon deposits

### Conclusions

Intermittent well operation allows to operate producing wells under unfavorable conditions of extensive sub-gas zone and high reservoir connectivity. Injection of de-gassed oil during shutdowns can increase the efficiency of such activities by enhancing the effect of reducing the startup GOR and reducing the well shut in time.

Such experience may be useful for the development of oil rims in conditions of infrastructure limitations on APG utilization.

geological structure. Onshore and offshore oil and gas well construction, 2020, issue 5, P. 8–15. (In Russ).

5. On approval of the rules for preparing technical projects for developing hydrocarbon fields, Order № 639 by the Ministry of natural resources and environment of the Russian Federation of 20 September 2019. (In Russ).
6. Patel R.S., Batycky J.P., Tang J.S., Lai S.Y., Nibold M.H. The application of fluid injection to mitigate coning. SPE annual technical conference and exhibition, New Orleans, Louisiana, September 1994, SPE-28570-MS. (In Eng).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Приз Константин Игоревич**, начальник отдела управления по геологии и разработки Восточной Сибири, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия  
Для контактов: [kpiriz@tnnc.rosneft.ru](mailto:kpiriz@tnnc.rosneft.ru)

**Алексеев Алексей Сергеевич**, главный специалист управления по геологии и разработки Восточной Сибири, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Черкасов Никита Александрович**, начальник управления по разработке месторождений, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

**Священко Александр Викторович**, заместитель генерального директора — главного геолога, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

**Иванов Евгений Николаевич**, главный специалист управления разработки месторождений, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

**Шилов Дмитрий Сергеевич**, начальник отдела управления по разработке месторождений, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

**Сексяев Александр Петрович**, начальник центральной инженерно-технологической службы, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

**Priz Konstantin Igorevich**, section head, department of geology and reservoir management for East Siberia, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia  
Corresponding author: [kpiriz@tnnc.rosneft.ru](mailto:kpiriz@tnnc.rosneft.ru)

**Alekseev Alexey Sergeevich**, head specialist, department of geology and reservoir management for East Siberia, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

**Cherkasov Nikita Aleksandrovich**, head of reservoir management department, “Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

**Svyashchenko Alexander Viktorovich**, deputy general director, chief geologist, “Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

**Ivanov Evgeny Nikolaevich**, head specialist, reservoir management department, “Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

**Shilov Dmitry Sergeevich**, section head, reservoir management department, “Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

**Seksyaev Alexander Petrovich**, head of central engineering dispatch office, “Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia