

Эволюция системы поддержания пластового давления: заводнение в подгазовой зоне для ограничения добычи попутного нефтяного газа

Алексеев А.С.¹, Приз К.И.¹, Бляшук М.М.¹, Черкасов Н.А.², Иванов Е.Н.², Священко А.В.², Зырянов К.М.², Соловьев Г.Д.²

¹ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; ²ООО «Таас-Юрх Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

asalekseev2-tnk@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

В настоящее время на многих крупных месторождениях с массивной газовой шапкой остро стоит проблема прорывного газа, добываемого при разработке тонких нефтяных оторочек в условиях инфраструктурных ограничений. Одним из возможных способов ограничения добычи газа, снижения газового фактора и возврата фонда в добычу является организация системы поддержания пластового давления. На Среднеботуобинском месторождении, расположенном в Восточной Сибири, проведены уникальные опытно-промышленные работы по переводу скважин в ППД в подгазовой зоне. На основании полученных данных на ботубобинском горизонте начата полномасштабная реализация системы ППД в ГНВЗ. Интерес к подобным задачам обусловлен возможностью их широкого применения при разработке других нефтегазоконденсатных месторождений.

Материалы и методы

В данной работе представлены динамика проектных решений по разработке газонефтяной зоны пласта В5, оценка эффективности системы заводнения и стратегия дальнейшей разработки подгазовой зоны Среднеботуобинского месторождения.

Ключевые слова

система поддержания пластового давления, газонефтяная зона, опытно-промышленные работы, прорыв газа, газовый фактор, ограничение ПНГ, накопленная добыча нефти, интенсификация добычи нефти, Восточная Сибирь, ботубобинский горизонт

Для цитирования

Алексеев А.С., Приз К.И., Бляшук М.М., Черкасов Н.А., Иванов Е.Н., Священко А.В., Зырянов К.М., Соловьев Г.Д. Эволюция системы поддержания пластового давления: заводнение в подгазовой зоне для ограничения добычи попутного нефтяного газа // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 102–109. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-102-109

Поступила в редакцию: 12.07.2026

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Evolution of a reservoir pressure maintenance system: under-gas-cap zone waterflooding to limit associated petroleum gas production

Alekseev A.S.¹, Priz K.I.¹, Blyashuk M.M.¹, Cherkasov N.A.², Ivanov E.N.², Svyashchenko A.V.², Zyryanov K.M.², Solovyev G.D.²

¹“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia; ²“Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

asalekseev2-tnk@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

Currently, many large fields with massive gas caps face the acute problem of breakthrough gas produced during the development of thin oil rims in the face of infrastructure constraints. One possible way to limit gas production, reduce the gas-oil ratio, and restore production is to implement a reservoir pressure maintenance system. At the Srednebotuobinskoye field in Eastern Siberia, unique pilot projects were conducted to convert wells to reservoir pressure maintenance in the under-gas-cap zone. Based on the data obtained, full-scale implementation of a reservoir pressure maintenance system in the gas-oil cap zone has begun at the Botuobinskoye horizon. Interest in such projects is driven by the potential for their widespread application in the development of other oil and gas condensate fields.

Materials and methods

This paper presents the dynamics of design solutions for developing the gas-oil zone of the B5 formation, an assessment of the waterflooding system's effectiveness, and a strategy for further development of the gas-cap zone at the Srednebotuobinskoye field.

Keywords

reservoir pressure maintenance system, gas-oil zone, pilot operations, gas breakthrough, gas factor, APG limitation, cumulative oil production, oil production intensification, Eastern Siberia, Botuobinskoye horizon

For citation

Alekseev A.S., Priz K.I., Blyashuk M.M., Cherkasov N.A., Ivanov E.N., Svyashchenko A.V., Zyryanov K.M., Solovyev G.D. Evolution of a reservoir pressure maintenance system: under-gas-cap zone waterflooding to limit associated petroleum gas production. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 102–109. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-102-109

Received 12.07.2026

От классики до современности

По всему миру насчитывается значительное количество нефтегазовых месторождений, геологическое строение которых осложнено наличием массивной газовой шапки при отсутствии естественного барьера между нефтяной и газовой частями. На территории РФ из общего объема запасов нефти запасы с газовыми шапками составляют значительную долю. Часть таких запасов характеризуется тонкими нефтяными оторочками, разработка которых сопряжена с рисками прорывов нежелательного флюида к забоям скважин. Эпоха «легких запасов» с чисто нефтяными залежами подходит к концу. Разработка пластов с большеобъемными газовыми шапками может стать «второй жизнью» для месторождений с развитой инфраструктурой и большой выработкой «традиционных» запасов, что потребует пересмотра классических постулатов разработки подобных объектов.

Классические постулаты разработки подгазовых зон [1]:

- *Опережающая разработка нефтяной оторочки.*

При опережающей разработке газонефтяной части пласта (подгазовой зоны) добывающие скважины размещаются между внутренним контуром газоносности и внутренним контуром нефтеносности. Цель: опережающая разработка нефтяной оторочки до полной выработки запасов нефти на естественном режиме или с организацией барьерных рядов и экранов закачки без значительного падения пластового давления и прорывов газа.

- *Организация барьерного ряда.*

При опережающей разработке нефтяной части нефтегазовой залежи применяется особый вид заводнения — барьерное заводнение. Нагнетательные скважины барьерного ряда отсекают газовую часть залежи от нефтяной, препятствуют прорыву газа к забоям нефтяных скважин и смещению газонефтяного контакта (ГНК) в нефтенасыщенную область. Применение барьерного заводнения позволяет снизить газовый фактор (ГФ) в 1,5–2 раза по сравнению с разработкой без воздействия на пласт. Скважины барьерного ряда размещаются на внутреннем контуре газоносности. При этом полномасштабное тиражирование системы поддержания пластового давления (ППД) в подгазовую часть считается малоэффективным.

- *Добыча при малых депрессиях на пласт.*

Минимизация разницы давлений для предотвращения или замедления движения газа, поиск баланса отборов, оптимизация депрессии на пласт.

Таким образом, основная задача, стоящая перед разработчиком, сводится

к разобщению запасов нефти и газа в залежи с целью ликвидации или минимизации потерь нефти. На таких месторождениях высока вероятность потери части запасов нефти в связи с их внедрением в газовую шапку в процессе разработки — «размазывание» запасов нефти. Кроме того, по добывающим скважинам снижается продуктивность за счет высокой подвижности газа. Наиболее остро вышеперечисленные проблемы проявляются в условиях газонефтяных месторождений с большой площадью ГНК и сравнительно небольшой нефтяной оторочкой.

Современные тенденции к разработке ГНВЗ

Среди других тенденций разработки подгазовых зон можно выделить следующие подходы, касающиеся технических и технологических решений:

- усложнение технологии заканчивания скважин путем бурения многозабойных скважин (МЗС) «фишбон» в купе с режимом эксплуатации на ограниченных депрессиях [2]. Такое решение направлено на ограничение образования газового конуса при сохранении добычи по скважинам путем снижения удельной депрессии на 1 м (в сравнении с горизонтальными скважинами);
- установка высокоэффективных газосепараторов в компоновке глубинно-насосного оборудования (ГНО) позволяет значительно увеличить критическое значение ГФ, опасное для работы насосного оборудования. Таким образом увеличивается время работы скважин;
- применение различных автономных устройств контроля притока (АУКП) для ограничения основных интервалов газопитока и, как следствие, продление времени эксплуатации скважины до момента достижения критического ГФ [3, 4];
- режим периодической эксплуатации скважин как один из подходов при разработке подгазовых зон. Скважины эксплуатируются до достижения критического ГФ, после чего останавливаются для расформирования газового конуса. После расформирования конуса скважины повторно запускаются в работу [5].

В качестве перспективных технологий — возможное применение различных селективных составов, которые при взаимодействии с газовой фазой ограничивают интервал газопитока. Здесь стоит упомянуть результаты применения закачек дегазированной нефти [5] и большеобъемных пачек подтоварной воды в добывающие скважины [6] для ускорения расформирования газового конуса, описанные авторами ранее.

Таким образом, сегодняшняя инженерная мысль направлена на продление «безгазового» периода эксплуатации скважин по времени и увеличение границ «безгазового» режима по уровню добычи попутного нефтяного газа (ПНГ).

В настоящее время вводится все больше месторождений с нефтяными оторочками и массивными газовыми шапками (Ванкорское, Верхнечонское, Мессояхинское, Среднеботуобинское и др.), на которых встречается применение заводнения в подгазовой зоне [7, 11]. Однако в целом в России применение системы заводнения на нефтегазовых объектах не имеет широкого распространения и требует дополнительной оценки.

В данной работе приведен опыт применения закачки воды в подгазовых зонах для снижения уровня ПНГ на примере Среднеботуобинского месторождения и показаны особенности такого решения. Как будет показано далее, такой метод позволяет не просто продлить время эксплуатации скважин, но практически полностью решить проблему прорыва газа газовой шапки к добывающим скважинам.

Практический опыт

Как было упомянуто выше, современные технико-технологические решения позволяют эксплуатировать нефтяные скважины с высокими значениями ГФ, в том числе существенно выше, чем стандартный критерий выбытия добывающих скважин в 2 500 м³/т для прогнозных расчетов согласно правилам подготовки проекта технологической документации (ПТД) [8]. В случае со Среднеботуобинским месторождением подобный комплексный подход также доказал свою эффективность [9].

Однако инфраструктурные условия накладывают ограничения на возможность использования попутно добываемого газа, а простая утилизация путем сжигания не только негативно влияет на экономику проекта

Табл. 1. Основные геолого-физические параметры пласта B5

Tab. 1. Key geological and physical parameters of formation B5

Параметр пласта	B5
Средняя общая толщина, м	24
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	7,2
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	10,6
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	6,2
Коэффициент пористости, д.ед.	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, д.ед.	0,87
Коэффициент газонасыщенности пласта, д.ед.	0,85
Проницаемость, мкм ²	0,334
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,81
Расчлененность, ед.	2,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	9,2
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	2,79

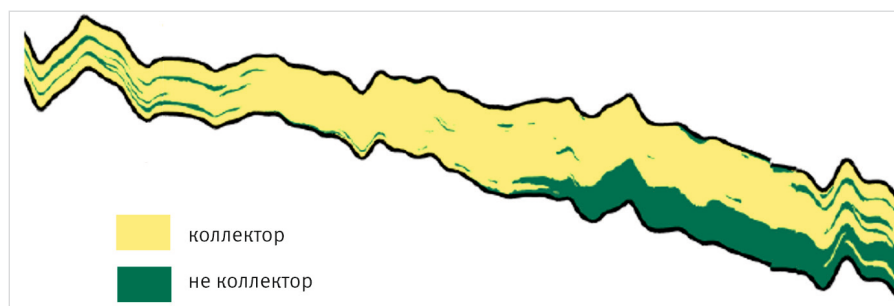


Рис. 1. Схематический разрез куба литологии пласта B5

Fig. 1. Schematic cross-section of the lithology cube for formation B5

(штрафы) и экологию (выбросы в атмосферу), но и является нерациональным использованием недр. В таких условиях требуется технология по существенному ограничению уровней ПНГ, которой является организация закачки воды в подгазовую зону.

Основным с позиции добычи нефти на Среднеботубинском месторождении является объект В5 ботубинского горизонта. Прибрежно-морские условия формирования продуктивных отложений обуславливают высокую латеральную и вертикальную связность и выдержанность, а также высокие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Ключевой особенностью объекта В5 является

наличие обширной зоны контактных запасов по газу: 71 % запасов нефти пласта приходится на ГНВЗ. В практически монолитном высокопроницаемом пласте при условии отсутствия естественных перемычек (рис. 1) созданы все предпосылки для поступления газа из газовых шапок в нефтяные скважины в процессе разработки достаточно тонкой нефтяной оторочки. Основные геолого-физические свойства объекта представлены в таблице 1.

Эволюция разработки подгазовой зоны объекта В5

Эффективная добыча нефти из ботубинского горизонта с использованием

естественных энергетических процессов достаточно ограничена. С целью максимизации эффективности системы разработки при эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений требуется воспроизведение напорных режимов искусственными методами восстановления. В связи с этим на месторождении поэтапно была организована и введена система ППД в различных зонах насыщения (рис. 2).

Свое начало система ППД берет в 2013–2016 гг., когда с целью восстановления пластового давления и увеличения нефтеотдачи было принято решение об организации системы ППД в водонефтяной зоне (ВНЗ). По мере развития и перемещения к внешнему контуру газоносности стало очевидно, что система ППД крайне эффективна и позволяет снижать и стабилизировать газовый фактор.

В развитии системы ППД в газонефтяной зоне можно выделить несколько ключевых этапов формирования:

Реализация программы ППД в 2013–2016 гг. в ВНЗ и на внешнем контуре газоносности оказала положительное влияние на работу скважин в ГНВЗ (рис. 3). Всего под нагнетание было переведено девять горизонтальных скважин. Ключевые результаты:

- стабилизация пластового давления на уровне 126 атм (при начальном 140 атм);
- снижение и стабилизация газового фактора на уровне 200–300 м³/т.

Стабилизация динамики пластового давления и ГФ позволила нарастить темпы отбора при более рациональной выработке запасов.

На основании результатов закачки воды в ВНЗ было принято решение провести опытно-промышленные работы (ОПР 1) по закачке воды в ГНВЗ с умеренными газонасыщенными толщами.

Этап 1 — ОПР 1 по закачке воды в ГНВЗ (ГНТ 7–8 м)

Следующим шагом после реализации закачки воды на внешнем контуре газоносности стала организация системы ППД в зоне с умеренными газонасыщенными толщами (толщины 7–8 м). В 2017 году на участке были проведены опытно-промышленные работы (ОПР 1) по испытанию закачки воды в ГНВЗ. Для этого выполнен перевод четырех скважин под нагнетание (рис. 4).

До введения системы поддержания пластового давления шесть добывающих скважин были остановлены по причине высокого газового фактора (1 500 м³/т). После перевода четырех скважин под нагнетание добывающие скважины были запущены в эксплуатацию с постоянным мониторингом эксплуатационных показателей и энергетического состояния залежи.

Через год после реализации опытно-промышленных работ отмечается стабилизация газового фактора с дальнейшим снижением показателей с 1 200 до 400 м³/т по участку анализа.

По результатам ОПР 1 можно сделать следующие выводы:

- сокращение темпов роста газового фактора;
- стабилизация пластового давления;
- поддержание стабильной добычи нефти путем сохранения действующего фонда добывающих скважин.

Этап 2 — Расширение ППД в ГНВЗ

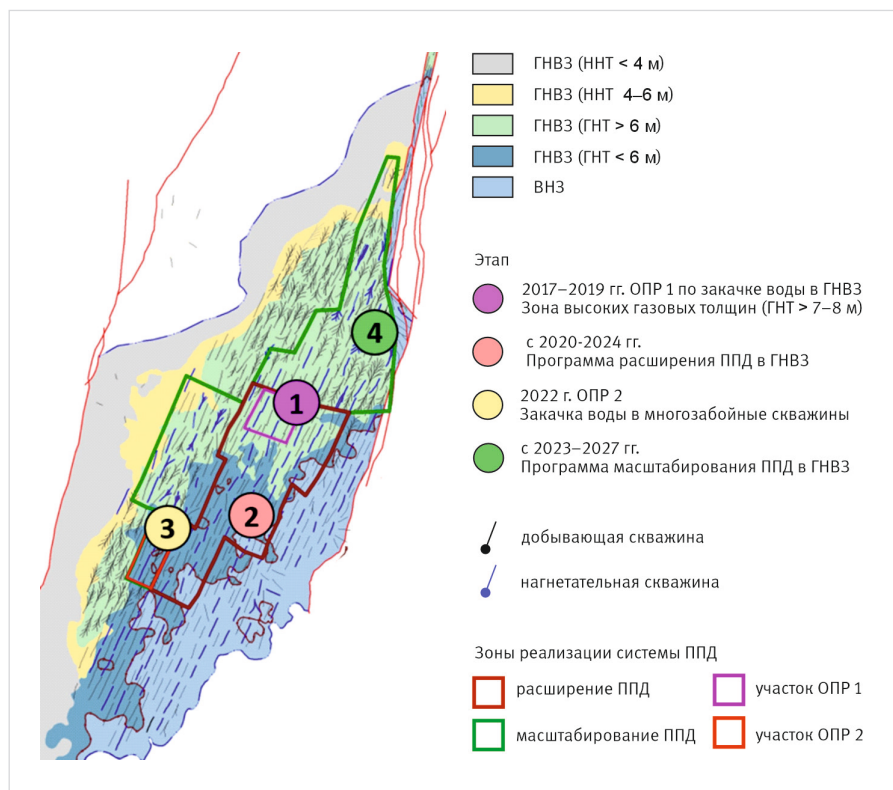


Рис. 2. История формирования системы ППД в ГНВЗ

Fig. 2. History of the development of the reservoir pressure maintenance (RPM) system in the gas-oil-water contact (GOWC) zone

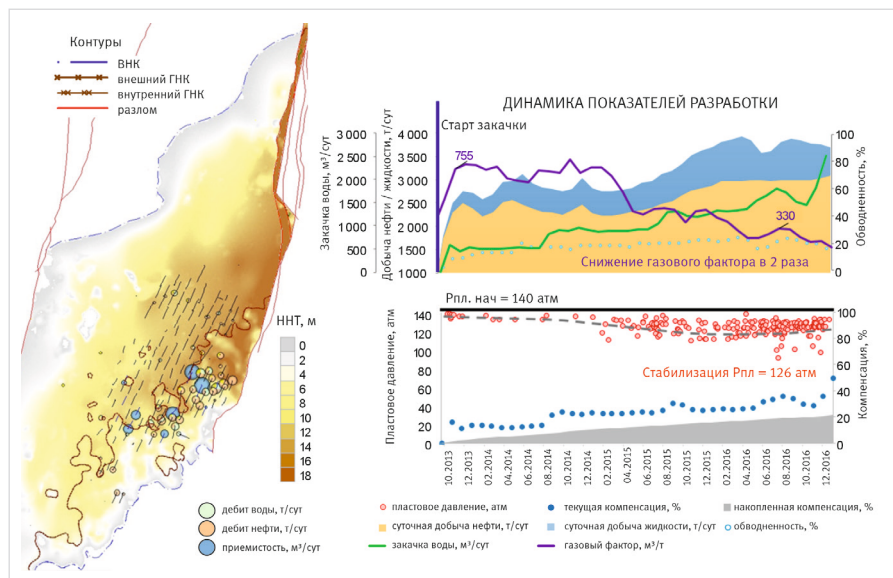


Рис. 3. Показатели эксплуатации фонда на внешнем контуре газоносности (2016 г)
Fig. 3. Operational performance indicators of wells on the outer gas-bearing contour (2016)

Результаты ОПР 1 в 2017–2019 гг. признаны успешными, поэтому следующим этапом стало расширение работ в зону с несколько меньшими газонасыщенными толщами (ГНТ < 6 м) — выделение зоны РППД (расширение системы ППД в ГНВЗ).

Расширение системы ППД в ГНВЗ (РППД) началось в 2020 году. На текущий момент с учетом участка ОПР 1 под закачку переведено 39 скважин (рис. 5).

Благодаря организации системы ППД в этой зоне наблюдается эффективное вытеснение запасов нефти, а также отмечается стабилизация газового фактора (до 1 000 м³/т) и замедление снижения пластового давления в зоне отбора.

Этап 3 — ОПР 2 по закачке воды в ГНВЗ с МЗС

В 2022 году были проведены опытно-промышленные работы по закачке воды в многозбойные скважины. Целью работ являлась оценка перспектив заводнения в ГНВЗ с системой разработки, сформированной в том числе многозбойными скважинами. Для этого был выполнен перевод в ППД пяти скважин, из которых две многозбойные (рис. 6).

На естественном режиме добывающие скважины работали с высоким газовым фактором (2 000 м³/т), пластовое давление в зоне отбора составляло 122 атм. После введения системы ППД газовый фактор почти сразу же начал снижаться до 1 000 м³/т, а энергетическое состояние участка улучшалось. При благоприятных условиях по добывающим скважинам участка были выполнены мероприятия, позволяющие интенсифицировать добычу нефти, а именно была произведена смена насосного оборудования на более производительное.

Таким образом, внедрение закачки на участке ОПР 2 позволило:

- снизить газовый фактор;
- повысить пластовое давление;
- провести геолого-технологические мероприятия на добывающих скважинах и увеличить добычу нефти.

Этап 4 — Полномасштабное заводнение в ГНВЗ

С конца 2023 года на Среднеботубинском месторождении началось внедрение системы ППД с применением нагнетательных многозбойных скважин в ГНВЗ. Основная активность приходится на середину 2025 года. На текущий момент выполнен перевод 70 добывающих скважин под закачку воды (рис. 7). Всего программа масштабирования ППД в ГНВЗ (МППД) включает в себя 111 мероприятий.

Первые результаты подтверждают основные эффекты, наблюдаемые на других участках: организация системы заводнения позволяет поддерживать энергетическое состояние залежи, контролировать рост газового фактора и стабилизировать уровень добычи нефти.

Анализ результатов

На примерах выше был показан интегральный эффект от организации системы ППД в подгазовой зоне. Наиболее явно эффект наблюдается по скважинам: снижение газового фактора создает условия для проведения интенсификации добычи нефти (рис. 8). Из приведенных примеров хорошо виден эффект снижения газового фактора с 2–3 тыс. м³/т практически до уровня

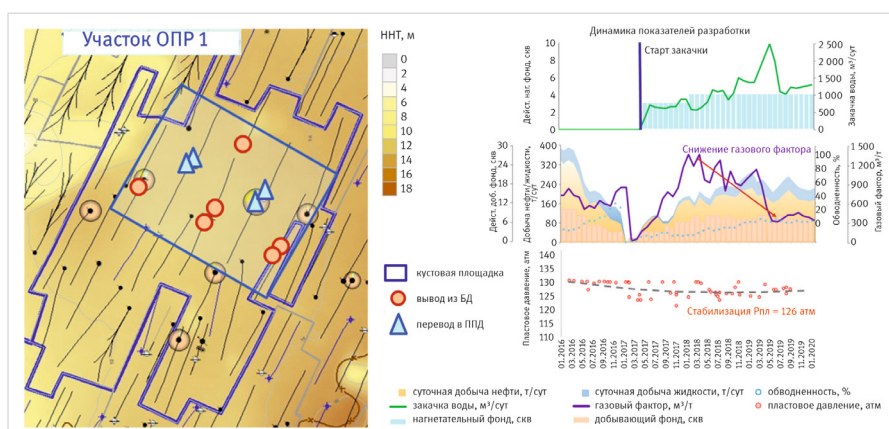


Рис. 4. ОПР 1 по закачке воды (2017 г.)

Fig. 4. Pilot industrial operation (PIO) № 1 on water injection (2017)

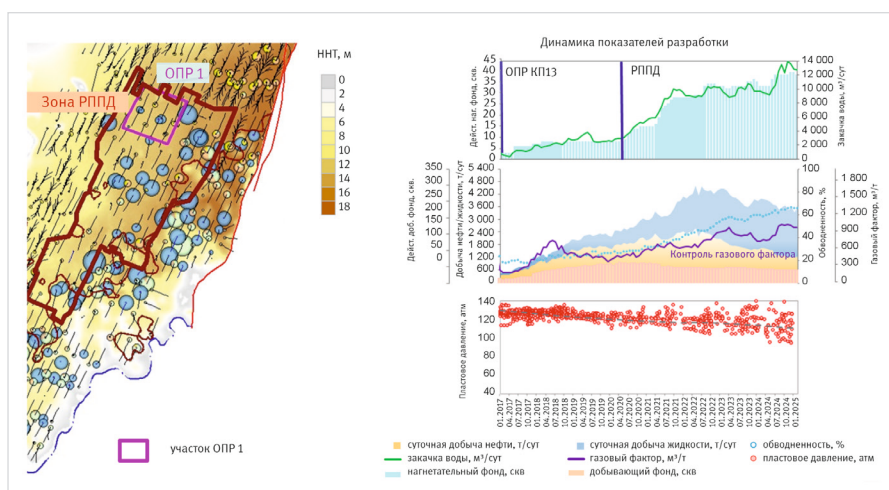


Рис. 5. Расширение системы ППД в ГНВЗ (2021 г.)

Fig. 5. Expansion of the RPM system in the GOWC zone (2021)

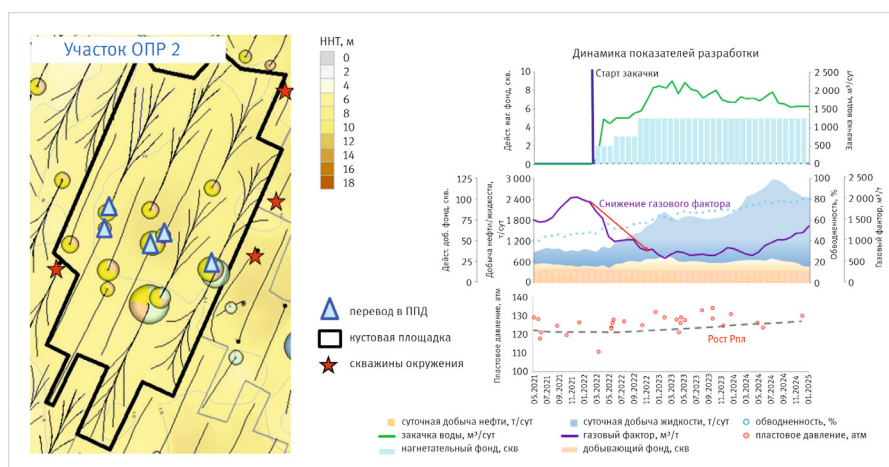


Рис. 6. Результаты реализации ОПР 2 (2022 г.)

Fig. 6. Results of the implementation of Pilot industrial operation № 2 (2022)

газосодержания (80–100 м³/т). После этого появляется возможность значительно нарастить уровень отбора нефти — до 3–5 раз.

Рассмотрим происходящие процессы более детально. Для этого по добывающим скважинам в зоне ППД на ГНВЗ на основе суточных данных были выделены характерные периоды работы и проведено сопоставление динамики ГФ и величины текущей компенсации отборов (рис. 9). При расчете

компенсации в пластовых условиях разделение всего добываемого газа на растворенный и газ газовой шапки выполнялось с помощью аналитической зависимости газосодержания от пластового давления. Как видно из примера, при недостаточной компенсации может наблюдаться рост газового фактора.

Обобщение данных по всем добывающим скважинам в зоне ГНВЗ с системой ППД наглядно демонстрирует, что при увеличении

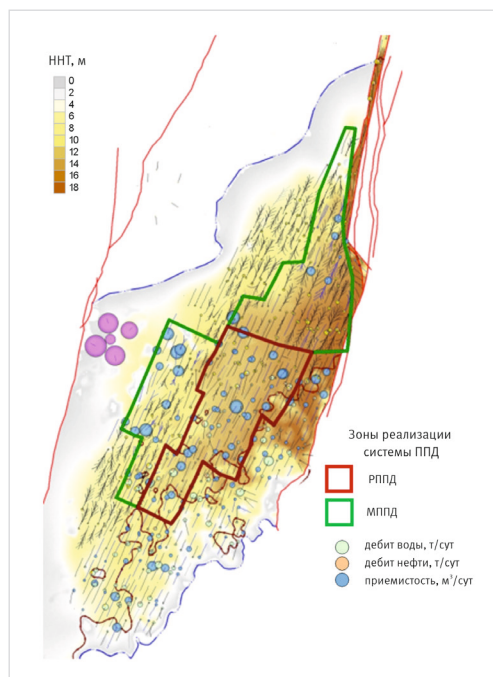


Рис. 7. Полномасштабное заводнение в ГНВЗ
Fig. 7. Full-scale waterflooding in the GOWC zone

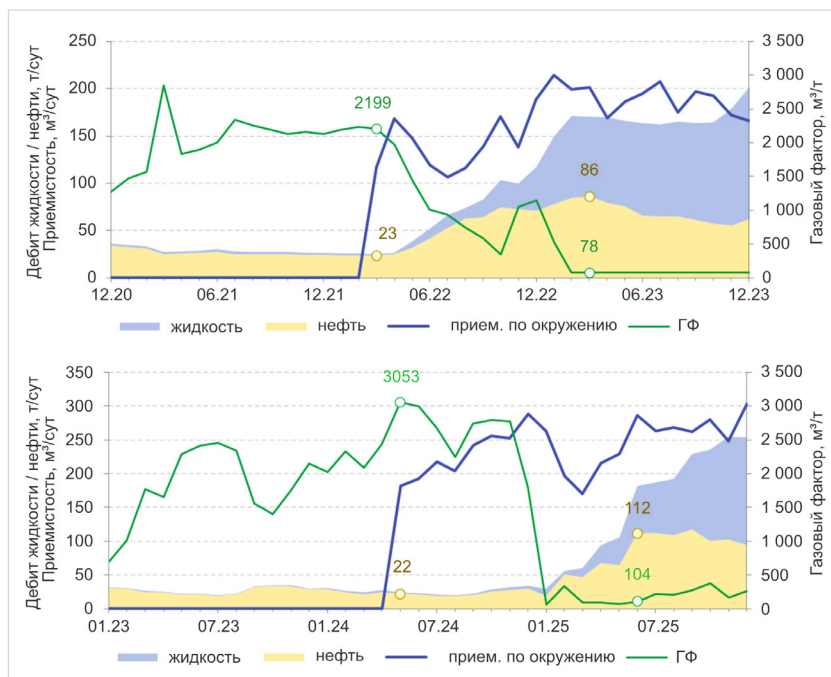


Рис. 8. Пример эффектов по скважинам
Fig. 8. Well-specific effect examples

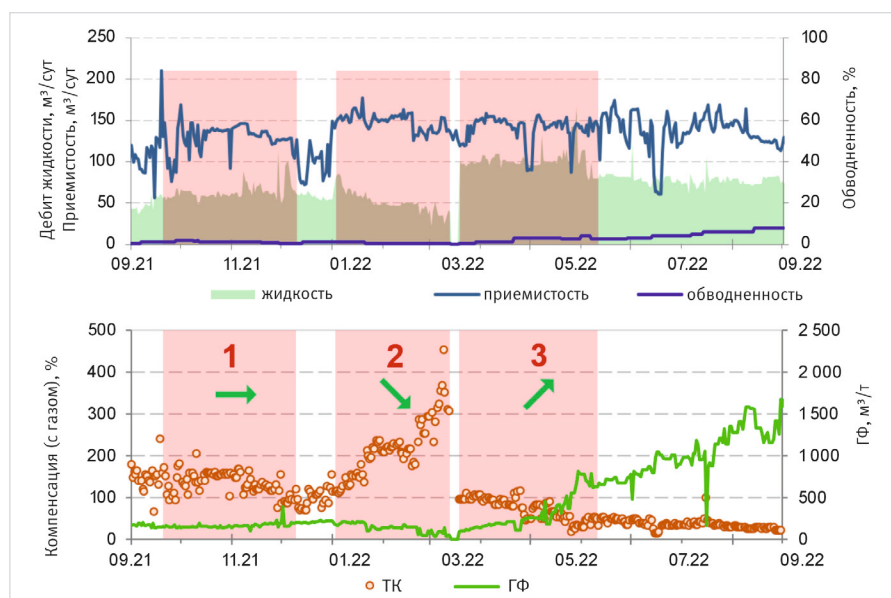


Рис. 9. Выделение периодов анализа по скважине
Fig. 9. Selection of analysis periods for a well

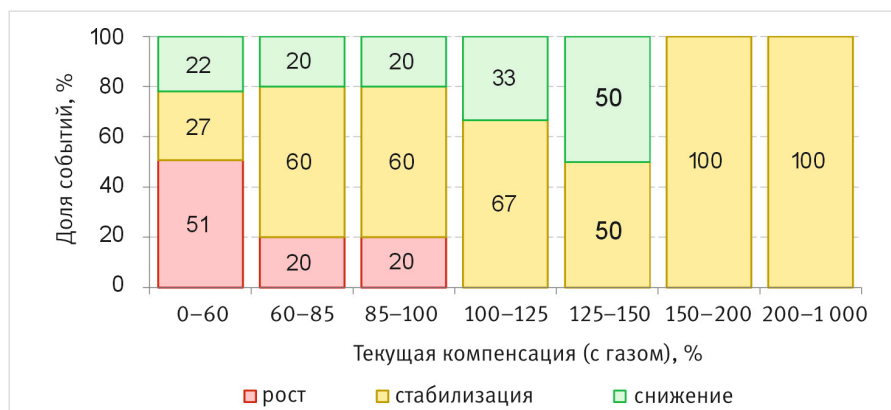


Рис. 10. Распределение динамики ГФ от компенсации
Fig. 10. Distribution of GOR dynamics resulting from compensation measures

компенсации снижается доля случаев роста газового фактора (рис. 10). Граничным значением компенсации является 100 %: при большей компенсации отборов (с учетом газовой фазы) не наблюдается случаев роста газового фактора.

Показательным является распределение случаев роста ГФ в различных геологических условиях (ННТ, ГНТ). При росте газонасыщенных толщин или соотношения ГНТ/ННТ требуется большая компенсация для предотвращения роста газового фактора (рис. 11).

Также возникает вопрос о влиянии депрессии (dP) на динамику газового фактора. Для этого проведено сопоставление предыдущих результатов с величиной dP , и подробнее рассмотрены только случаи с текущей компенсацией менее 120 % (рис. 12). Системного влияния депрессии на поведение газового фактора не отмечается, однако стоит выделить некоторые наблюдения. При низкой компенсации ($<40\%$) и при наличии газовых толщин (соотношение $ГНТ/ННТ >0,2$) даже при малых депрессиях (>5 атм) отмечается рост ГФ. В противовес этому, при большем соотношении ($ГНТ/ННТ >0,5$) даже при значительной депрессии (dP 30–60 атм), но при наличии «достаточной» компенсации наблюдается стабилизация или снижение ГФ. Судя по всему, величина компенсации, необходимая для стабилизации ГФ, может зависеть от геологических условий.

В продолжение, поскважинный анализ динамики позволил установить зависимость времени реакции добывающих скважин в ГНВЗ на переводы в ППД (рис. 13). По мере преобладания газонасыщенных толщин увеличивается время до момента начала снижения газового фактора по добывающим скважинам окружения. Из данного наблюдения можно вывести два важных следствия. Во-первых, с помощью зависимости можно планировать мероприятия по интенсификации добычи в ГНВЗ (после снижения ГФ). Во-вторых, в случае значительных газонасыщенных толщин для реагирования добывающих скважин необходимо

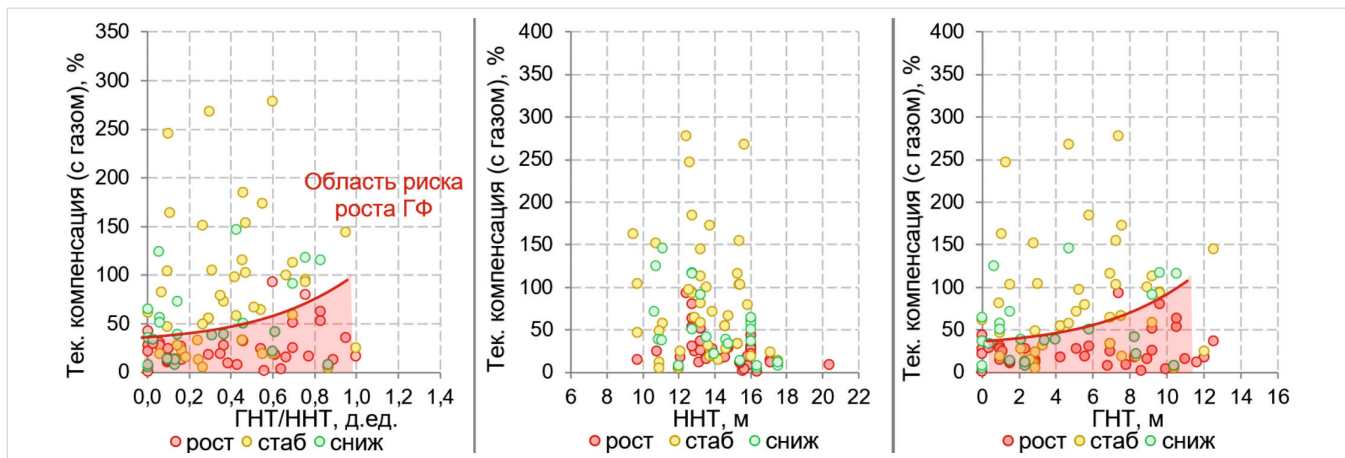


Рис. 11. Динамика ГФ от компенсации отборов и ГНТ/ННТ
Fig. 11. GOR dynamics driven by production compensation and GST/OST

продолжать закачку достаточно длительное время (до 8 месяцев и более).

Результаты анализа были проверены на гидродинамической модели (ГДМ). Расчеты проводились на секторных синтетических моделях с разной геологией, соответствующей условиям различных зон объекта, при вариации уровней компенсации. Параметры геологических сеток приведены в таблице 2.

Расчеты выполнены для всех сеток с прогнозом на 80 лет с вариацией компенсации отборов от 50 до 250 %. Результаты расчетов представлены на графике сопоставления накопленной добычи нефти и газа (рис. 14). Для условий соотношения ГНТ/ННТ ≤ 1 с увеличением компенсации до 150 % отмечается значительное сокращение накопленной добычи газа при неизменной накопленной добыче нефти. При компенсации $>150\%$ наблюдается существенное сокращение накопленной добычи нефти из-за опережающего обводнения скважин. Для сетки №3 (ГНТ/ННТ = 2) «полка» для накопленной нефти менее выражена, но эффект в снижении накопленной добычи газа при увеличении компенсации также прослеживается. При увеличении компенсации более 150 % также отмечается негативное влияние в виде снижения накопленной добычи нефти из-за прорывов воды.

Основываясь на результатах проведенного анализа и многовариантных расчетов

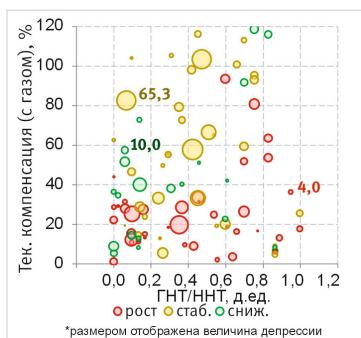


Рис. 12. Динамика ГФ при компенсации $<120\%$ от депрессии и ГНТ/ННТ
Fig. 12. GOR dynamics under compensation conditions of $<120\%$ of depression and GST/OST

на ГДМ, можно выделить следующие ключевые моменты:

- рекомендуемая компенсация в подгазовой зоне для ограничения добычи ПНГ и поддержания пластового давления — на уровне 100–110 %;
- при развитии системы ППД в более неблагоприятные зоны по соотношению толщин (ГНТ/ННТ >1), вероятно, потребуются

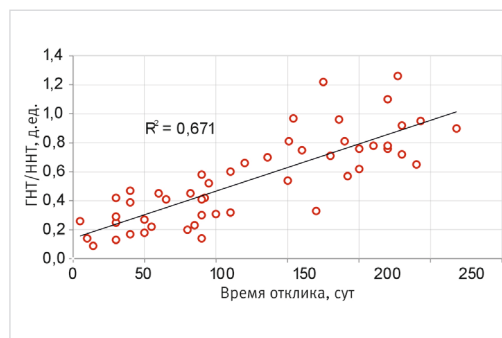


Рис. 13. Время отклика добывающих скважин на организацию ППД
Fig. 13. Response time of producing wells to the implementation of the RPM system

Табл. 2. Свойства синтетических моделей
Tab. 2. Properties of synthetic models

Сетка	ННТ, м	ГНТ, м	ГНТ/ННТ
Сетка 1	10	8	0,8
Сетка 2	10	10	1,0
Сетка 3	10	20	2,0

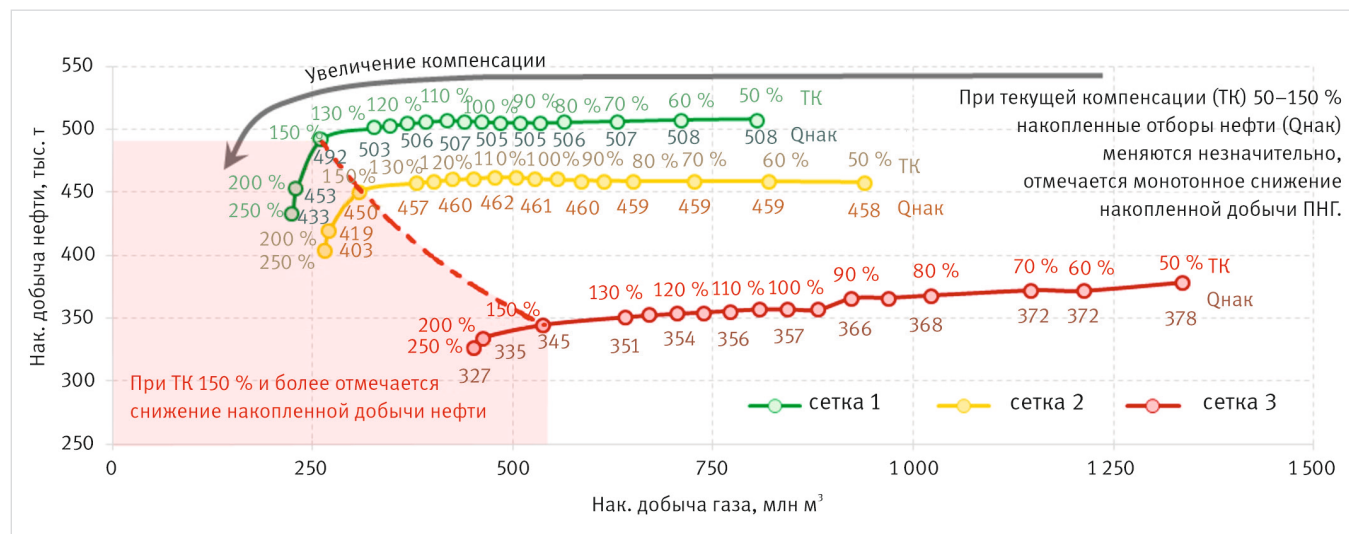


Рис. 14. Накопленные показатели от компенсации
Fig. 14. Cumulative indicators resulting from compensation measures

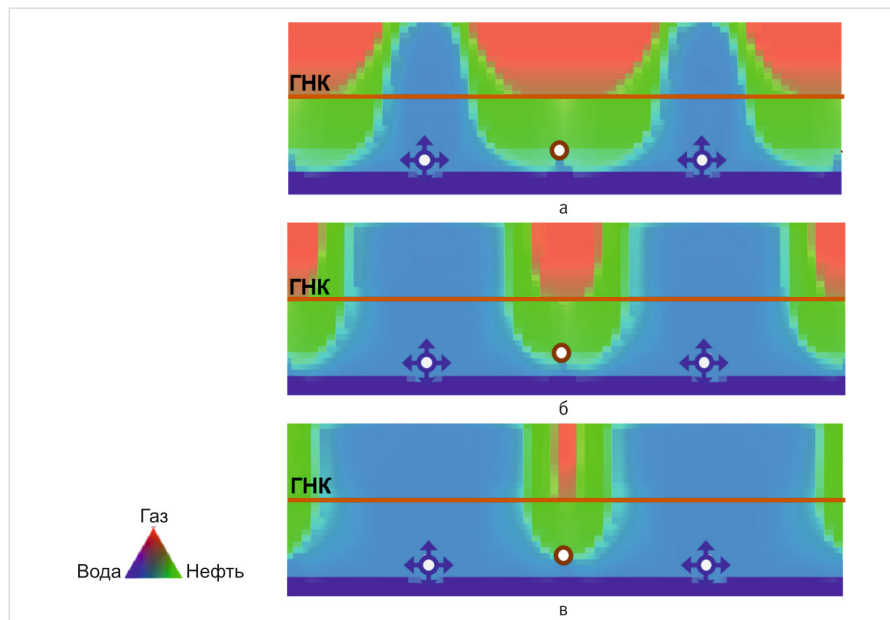


Рис. 15. Разрез тернарного куба поперек проводки скважин через 5 лет прогноза (при компенсации: а — 50 %, б — 100 %, в — 250 %)
Fig. 15. Cross-section of the ternary cube across the well trajectories after 5 years of forecasting (with compensation: а — 50 %, б — 100 %, в — 250 %)

более интенсивная компенсация отборов ($>110\%$);

- верхней границей по уровню компенсации является 150 %, так как выше этих значений происходит опережающее обводнение скважин и потери по накопленной добыче нефти.

Отдельно стоит осветить вопрос возможных потерь при размытии нефтяной оторочки в газовую шапку (ГШ) после организации закачки воды. Ниже, на основе расчетов ГДМ, приведено сравнение насыщенности по разрезу через 5 лет после начала закачки при разных значениях компенсации (рис. 15). При большей компенсации наблюдается более интенсивное расформирование оторочки и внедрение воды в ГШ.

Однако при оценке запасов нефти, внедренных в ГШ на конец разработки (расчет на 80 лет), получим практически идентичные результаты по каждой сетке для рассмотренных вариантов компенсации (табл. 3). Таким образом, величина внедренной нефти в ГШ зависит только от «размера» самой газовой шапки, а интенсивность компенсации влияет только на скорость этого процесса.

Справедливо будет отметить, что организация закачки воды в нефтяной оторочке в общем случае приводит к миграции нефти в газовую шапку. Поэтому целесообразность применения данной технологии должна учитывать особенности объекта разработки.

Для Среднебугоринского месторождения невозвратные потери нефти в ГШ в реальности могут оказаться значительно меньше, чем обычно принято считать.

Во-первых, имеются собственные исследования керна из газовой шапки на реликтовую нефтенасыщенность и коэффициент остаточной нефтенасыщенности [10]. Последний оказывается значительно меньше, чем принято для нефтяной оторочки. С учетом наличия реликтовой нефтенасыщенности в ГШ и низкой остаточной нефтенасыщенности потери на донасыщение породы будут не так велики, и большая часть внедренной нефти останется в подвижной фазе.

Во-вторых, небольшие газовые толщины в зоне заводнения позволяют относительно компактно локализовать остаточные запасы для последующей довыработки (зарезки боковых стволов и форсированный отбор жидкости).

Итоги

На Среднебугоринском месторождении накоплен уникальный опыт применения различных технических и технологических решений по ограничению добычи попутного нефтяного газа. В условиях обширной подгазовой зоны организация закачки воды оказалась одной из самых эффективных технологий ограничения добычи ПНГ, что положительно сказалось на уровнях добычи нефти и экономике проекта.

По итогам выполненного анализа результатов определены оптимальные параметры для применения закачки в подгазовой зоне, а также заложена основа для обоснования дальнейшей стратегии разработки объекта.

Выводы

Организация ППД в ГНВЗ в условиях обширной зоны контактных запасов и высокой связности коллектора позволяет эффективно ограничивать поступление газа газовой шапки к нефтяным скважинам. Благодаря этому появляется возможность перейти с режима разработки на ограниченных депрессиях на режим целевой компенсации отборов, что сопровождается ростом добычи.

Рассмотренный опыт будет полезен для других активов со схожей проблематикой прорыва газа из газовой шапки. Для оценки применимости технологии заводнения подгазовых зон на других месторождениях необходимо учитывать особенности геологического строения, свойств породы и флюидов, а также предусмотреть решение для минимизации возможных потерь нефти в газовой шапке.

Литература

1. Николаевский Н.М., Розенберг М.Д., Шейн П.Н. Принципы промышленной оценки и разработки нефтяной оторочки

Табл. 3. Внедрение нефти в газовую шапку
Tab. 3. Oil encroachment into the gas cap

Тек. компенсация, %	Внедрение нефти в ГШ, тыс. т		
	Сетка 1	Сетка 2	Сетка 3
50	498	622	1103
100	502	627	1120
250	509	636	1136

газовых месторождений. М.: ГОСИНТИ, 1960. 139 с.

2. Гринченко В.А., Махмутов Д.З., Близиных В.Ю. и др. 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.
3. Зюев 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.
4. Зюев Е.С., Приз К.И., Давыдов А.А., Ашин М.С., Черкасов Н.А., Попов Е.П. Технология вторичного заканчивания с АУКП: новый этап в доработке подгазовых зон // Деловой журнал Neftegaz.ru. 2025. № 12. С. 48–53.
5. Приз К.И., Алексеев А.С., Черкасов Н.А., Священко А.В., Иванов Е.Н., Шилов Д.С., Сексаяв А.П. Опыт периодической эксплуатации и закачки дегазированной нефти для расформирования конуса газа // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 69–73.
6. Иванов Е.Н., Ермеков Р.М., Абдуллин М.М. Комплексное воздействие на скважины для управления газовым фактором // Нефтяное хозяйство. 2026. № 2. С. 40–45.
7. Al-Nofli M.A., Kelkar M. Integrated assessment of water injection performance in high-GOR oil reservoirs. SPE-212345-PA. 2023. URL: <https://doi.org/10.2118/212345-PA>. (In Eng).
8. «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 20 сентября 2019 г. N 639.
9. Истишева В.Ф., Забелин В.И., Иванов Е.Н., Черкасов Н.А., Священко А.В. Ограничение добычи газа в условиях массивной газовой шапки // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2024. № 4. С. 50–63.
10. Черемисин Н.А., Шульга Р.С., Загорцовский А.А., Комисаренко А.С., Кузнецов А.М., Осипов С.В. Моделирование внедрения нефти в газовую шапку на кернах сложнопостроенных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2022. № 7. С. 90–96.
11. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа Ч. 1, М.: ПИК ВИНТИ, 2004. 519 с.

Results

Unique experience has been accumulated at the Srednebotuobinskoye field in applying various technical and technological solutions to limit associated petroleum gas production. In the context of the extensive under-gas-cap zone, water injection has proven to be one of the most effective technologies for limiting APG production, positively impacting oil production levels and project economics.

Based on the analysis of the results, optimal parameters for injection in the under-gas-cap zone have been determined and a foundation has been laid for substantiating the further development strategy for the field.

Conclusions

Organizing pressure maintenance in gas/oil/water zones in the context of a large contact reserve zone and high reservoir connectivity allows for effective restriction of gas flow from the gas-cap to oil wells. This makes it possible to transition from development with limited draw-down pressure to a targeted production compensation system, which leads to increased production.

These lessons learned will be useful for other assets facing similar gas cap breakthrough issues. To assess the applicability of gas-cap flooding technology at other fields, it is necessary to consider the geological structure, rock and fluid properties, and to develop a solution to minimize potential oil losses in the gas cap.

References

1. Nikolaevsky N.M., Rosenberg M.D., Shane P.N. Principles of industrial assessment and development of the oil fringe of gas fields. Moscow: GOSINTI, 1960, 139 p. (In Russ).
2. Grinchenko V.A., Makhmutov D.Z., Bliznyukov V.Yu. et al. 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 geological structure. Construction of oil and gas wells on land and sea, 2020, issue 5, P. 8–15. (In Russ).
3. Ziuzev E.S., Davydov A.A., Oparin I.A., Malofeev M.V., Kornilov E.Yu. Autonomous inflow control devices usage experience. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 36-40. (In Russ).
4. Ziuzev E.S., Priz K.I., Davydov A.A., Ashin M.S., Cherkasov N.A., Popov E.P. The technology of secondary completion with AICD: a new stage in the further development of sub-gas zones. Neftegaz.ru, 2025, issue 12, P. 48–53. (In Russ).
5. Priz K.I., Alekseev A.S., Cherkasov N.A., Svayschenko A.V., Ivanov E.N., Shilov D.S., Seksayev 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. (In Russ).
6. Ivanov E.N., Ermekov R.I., Abdullin M.M. Comprehensive treatment of wells to control the gas oil ratio. Oil Industry, 2026, issue 2, P. 40–45. (In Russ).
7. Al-Nofli M.A., Kelkar M. Integrated assessment of water injection performance in high-GOR oil reservoirs. SPE-212345-PA. 2023. URL: <https://doi.org/10.2118/212345-PA>. (In Eng).
8. 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).
9. Istisheva V.F., Zabelin V.I., Ivanov E.N., Cherkasov N.A., Svayschenko A.V. Limiting gas production from massive gas caps. Oil and Gas Studies, 2024, issue 4, P. 50–63. (In Russ).
10. Cheremisin N.A., Shulga R.S., Zagorovskiy A.A., Komisarenko A.S., Kuznetsov A.M., Osipov S.V. Core modeling of oil penetration into the gas cap of complex-structured fields. Oil industry, 2022, issue 7, P. 90–96. (In Russ).
11. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Zakirov I.S., Baganova M.N., Spiridonov A.V. New principles and technologies for the development of oil and gas fields. Part 1. Moscow: GOSINTI, 2004, 520 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Алексеев Алексей Сергеевич, главный специалист управления по геологии и разработки Восточной Сибири, ООО «РН-Геология Исследования Разработки», Тюмень, Россия
Для контактов: asalekseev2-tnk@rn-gir.rosneft.ru

Приз Константин Игоревич, начальник отдела управления по геологии и разработки Восточной Сибири, ООО «РН-Геология Исследования Разработки», Тюмень, Россия

Бляшук Мария Михайловна, главный специалист управления по геологии и разработки Восточной Сибири, ООО «РН-Геология Исследования Разработки», Тюмень, Россия

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

Иванов Евгений Николаевич, к.т.н., менеджер по оптимизации добычи и заводнению, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Священко Александр Викторович, заместитель генерального директора — главный геолог, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Зырянов Константин Михайлович, начальник отдела управления заводнением, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Соловьев Григорий Дмитриевич, главный специалист отдела управления заводнением, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Alekseev Aleksei Sergeevich, head specialist, department of geology and reservoir management for East Siberia, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: asalekseev2-tnk@rn-gir.rosneft.ru

Priz Konstantin Igorevich, section head, department of geology and reservoir management for East Siberia, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Blyashuk Maria Mikhailovna, head specialist, department of geology and reservoir management for East Siberia, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

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

Ivanov Evgeny Nikolaevich, ph.d. of engineering sciences, mining and waterflooding optimization manager, “Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

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

Zyryanov Konstantin Mikhailovich, section head of waterflooding management, “Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

Solovyev Grigory Dmitrievich, head specialist section of waterflooding management, “Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia