

Ограничение добычи газа в условиях массивной газовой шапки

**В. Ф. Истишева¹, В. И. Забелин^{1*}, Е. Н. Иванов^{2,3,4}, Н. А. Черкасов²,
А. В. Священко²**

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

³Иркутский национальный исследовательский технический университет,
Иркутск, Россия

⁴Иркутский государственный университет, Иркутск, Россия

*VI_Zabelin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В современном мире на крупных месторождениях, где присутствует обширная газовая шапка, при разработке нефтяных оторочек возникает проблема прорыва газа газовых шапок к забою нефтяных скважин. Эта проблема также может усугубляться ограниченными возможностями инфраструктуры по утилизации и/или транспортировке попутного нефтяного газа. В работе отражена эволюция подходов по минимизации добычи прорывного газа газовой шапки из нефтяных скважин при разработке нефтяной оторочки пласта Бт ботуобинского горизонта Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения. На сегодняшний день сформирована эффективная стратегия разработки подгазовой зоны, включающая в себя применение различных технологий, направленных на снижение газового фактора. Описанный опыт разработки подгазовой зоны Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения может быть полезен при разработке месторождений со схожими геологическими особенностями.

Ключевые слова: массивная газовая шапка, нефтяная оторочка, ограничение добычи попутного нефтяного газа

Для цитирования: Ограничение добычи газа в условиях массивной газовой шапки / В. Ф. Истишева, В. И. Забелин, Е. Н. Иванов [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-4-50-63 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 4. – С. 50–63.

Limiting gas production from massive gas caps

Viktoriya F. Istisheva¹, Vladislav I. Zabelin^{1*}, Evgeniy N. Ivanov^{2,3,4}, Nikita A. Cherkasov², Aleksander V. Svyaschenko²

¹Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

²Taas-Yuryakh Neftegazodobycha LLC, Irkutsk, Russia,

³Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

⁴Irkutsk State University, Irkutsk, Russia

*VI_Zabelin@tnnc.rosneft.ru

Abstract. In the modern world, in large fields with extensive gas caps, oil rim development is associated with the issue of gas breaking through from gas caps to the bottom of oil wells. Furthermore, this issue may also be aggravated by the limited capacity of associated petroleum gas disposal and/or transportation infrastructure. The article presents an analysis of the evolution of

methodologies aimed at reducing the production of breakthrough gas from a gas cap by oil wells during the development of an oil rim of the Bt reservoir of the Botuobinsky horizon of the Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field. To date, an effective strategy for the development of the under-gas-cap zone has been formulated, comprising the implementation of diverse technologies with the objective of reducing the gas-oil ratio. The experience of developing the under-gas-cap zone of the Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field may prove instructive in the development of analogous fields exhibiting comparable geological characteristics.

Keywords: massive gas cap, oil rim, limitation of associated petroleum gas production

For citation: Istisheva, V. F., Zabelin, V. I., Ivanov, E. N., Cherkasov, N. A., & Svyaschenko, A. V. (2024). Limiting gas production from massive gas caps. Oil and Gas Studies, (4), pp. 50-63. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-50-63

Введение

По всему миру насчитывается значительное количество нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, геологическое строение которых осложнено наличием массивной газовой шапки (ГШ) при отсутствии естественного барьера между нефтяной и газовой частями. На таких месторождениях высока вероятность потери части запасов нефти в связи с их внедрением в газовую шапку в процессе разработки. Также при добыче нефти с высоким газовым фактором (ГФ) возможны осложнения со скважинным оборудованием.

Для минимизации негативных последствий высокого ГФ используются различные технологии, направленные на увеличение безгазового периода работы и на сокращение доли попутного нефтяного газа (ПНГ) в продукции нефтяных скважин. Полнота выработки запасов нефти, осложненных наличием газовой шапки, обусловлена правильным подбором данных технологий. Успешный опыт ограничения добычи ПНГ можно проследить на примере Среднеботуобинского месторождения. Здесь нашли применение барьерные технологии (отделение нефтяной оторочки от газовой шапки), включающие в себя барьерное заводнение и закачку различных составов, а также используются устройства по контролю притока [1].

Среднеботуобинское — крупное по запасам нефтегазоконденсатное месторождение Восточной Сибири. Открыто в 1970 году и введено в промышленную эксплуатацию в 2013 году.

Основной объект разработки связан с терригенными отложениями ботуобинского горизонта, осложненными наличием контактных запасов. На объекте выделяются две зоны, различные по насыщению: водонефтяная (ВНЗ), где нефтяная часть подстилается водой, и газоводонефтяная (ГНВЗ), где помимо подошвенной воды присутствует обширная газовая шапка. На начальных этапах разработки нефтяной оторочки в ГНВЗ возникли проблемы с ранними прорывами газа в нефтяные скважины, приводящими к сокращению срока эксплуатации скважин и снижению добычи нефти.

Негативные последствия прорыва ПНГ включали также необходимость утилизации значительного объема газа. Обратная закачка газа в

пласт была невозможна по причине отсутствия газокомпрессорной станции. В сентябре 2021 года станция была запущена, стала осуществляться закачка ПНГ в пласт Бт.

С 2015 года бурение и эксплуатация скважин осуществлялись в большей степени в водонефтяной зоне. Однако со временем, по факту разбуривания площади ВНЗ, приоритет начал смещаться в сторону ГНВЗ. Как следствие, поиск решений проблемы прорывов ПНГ стал ключевым направлением развития методологии разработки месторождения.

На данный момент разработана стратегия ограничения притока газа в нефтяные скважины с учетом различных по площади геологических условий.

Геолого-физическая характеристика и концепция разработки пласта Бт

Основным по накопленной и текущей добыче объектом Среднебутобинского нефтегазоконденсатного месторождения является пласт Бт бутобинского горизонта. Пласт хорошо изучен, характеризуется аномально низким пластовым давлением (140 атм), низкой пластовой температурой 12 °С, относительно высокими значениями вязкости (4,0 мПа·с) и плотности (1,28 кг/м³) пластовой воды, обусловленными высокой минерализацией 400 г/л. Ключевой особенностью пласта Бт, определяющей выбор стратегии разработки, является наличие обширной ГШ. 69 % запасов нефти пласта приходится на ГНВЗ. Площадь ГШ составляет 70 % от площади всего пласта при средней ее толщине 7,5 м. Толщина нефтяной оторочки в среднем составляет 10 м. Коллектор пласта представлен терригенными отложениями, характеризующимися проницаемостью ~250 мД, высоким коэффициентом песчанистости — 0,8 и расчлененностью — 1–2. Таким образом, при отсутствии естественных перемычек и в практически монолитном пласте созданы все условия для поступления ПНГ в нефтяные скважины в процессе разработки нефтяной оторочки пласта Бт.

На 01.01.2023 действующий фонд добывающих скважин составляет 337 скважин, 104 — водонагнетательных, пять — газонагнетательных. В 2022 году добыто 4 893 тыс. т нефти и 9 766 тыс. т жидкости, отбор ПНГ за 2022 год составил 3 343 млн м³. Среднегодовой дебит жидкости добывающих скважин составляет 91,4 т/сут, нефти — 45,8 т/сут.

Закачка воды с целью поддержания пластового давления ведется с 2013 года. В 2022 году объем закачанной воды составил 10 117 тыс. м³. Отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) — 19 %.

Концепция разработки пласта Бт основана на учете различия свойств по площади, выделения относительно однородных зон и применения различных тактик разработки к отдельным зонам. Такой дифференциальный подход позволяет максимизировать совокупную успешность применяемых технологий. Наиболее естественным является разделение по насыщению: на водонефтяную и газоводонефтяную зоны разработки. Скважины ВНЗ

характеризуются стабильной динамикой газового фактора, его среднее значение составляет $150 \text{ м}^3/\text{т}$. Остановимся на рассмотрении ГНВЗ, формирование стратегии разработки которой напрямую связано с поиском решения проблемы прорывов ПНГ в нефтяные скважины.

В границах ГНВЗ, в свою очередь, также выделены зоны в зависимости от нефтенасыщенных (ННТ) и газонасыщенных (ГНТ) толщин.

На месторождении нашли применение различные методы ограничения поступления ПНГ в нефтяные скважины.

Методы можно поделить на три категории.

I. Общие правила, определяющие систему разработки ГНВЗ.

II. Технологии, определяющие систему разработки ГНВЗ в зависимости от свойств (ННТ, ГНТ).

III. Методы, применяемые по факту прорыва газа на скважинах (выбор метода определяется источником поступления газа в скважину).

Такая комплексная стратегия применения технологий по ограничению добычи газа позволяет существенно ограничить поступление ПНГ в нефтяные скважины (таблица).

Стратегия ограничения добычи газа. ГНВЗ. Пласт Бт

Стратегия ограничения добычи газа в условиях массивной газовой шапки							
I			II			III	
Для всех скважин ГНВЗ			ННТ < 6 м	ННТ > 6 м	Зона внешнего ГНК, низкие ГНТ	По факту прорыва газа в скважину	
Проводка скважины	Режим эксплуатации скважин	Увеличение длины скважин					
2–3 м над ВНК	$\Delta P = 5 \text{ atm}$	ГС 1 250 м, МЗГС 4 850 м	МЗГС+ АУКП	МЗГС	Расширение системы ППД	Периодическая эксплуатация	РИР

Методы ограничения добычи газа

I. В работе [2] выделены базовые элементы стратегии разработки месторождения: алгоритм проводки ствола горизонтальных скважин (ГС), режим работы скважин, длина горизонтального ствола. Эти фундаментальные принципы разработки подгазовой зоны были выработаны еще в первые годы промышленной разработки месторождения.

Проводка скважин

В начальный период промышленной эксплуатации пласта Бт (2013–2014 гг.) бурение производилось преимущественно в ГНВЗ. При этом были опробованы различные типы проводки стволов горизонтальных скважин: многоамплитудная, восходящая, нисходящая, вдоль водонефтя-

ного контакта (ВНК), вдоль газонефтяного контакта (ГНК), между контактами (рис. 1).

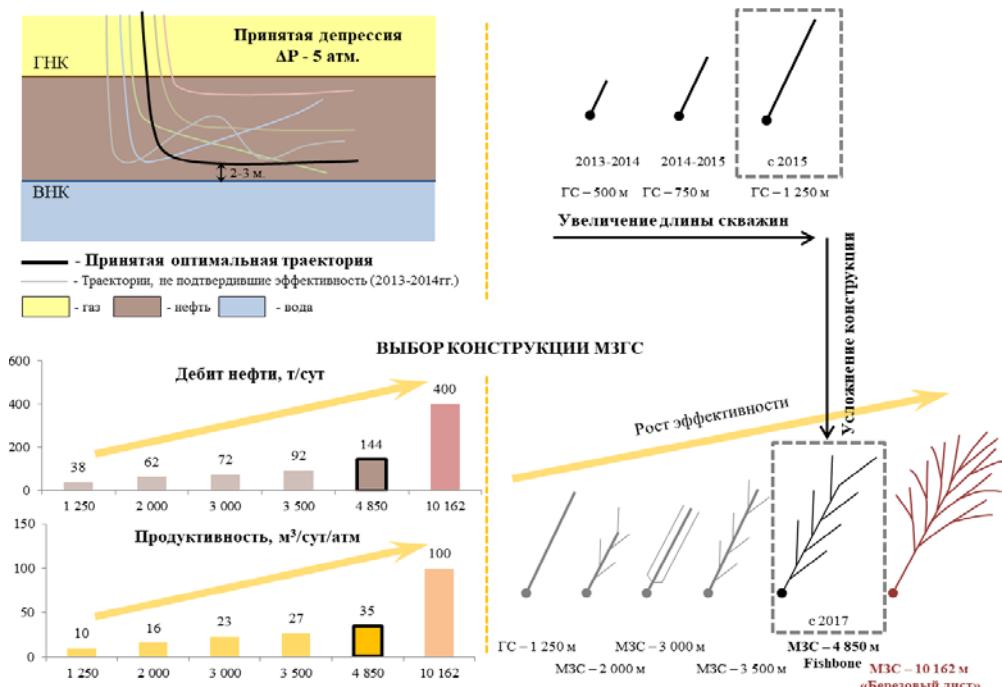


Рис. 1. Развитие стратегии разработки пласта Бт

Незамедлительно проявили себя осложнения разработки подгазовых зон. По результатам эксплуатации получены преждевременные прорывы газа в нефтяные скважины, отмечается резкий рост ГФ. В рамках разработки мероприятий по ограничению добычи ПНГ были проанализированы данные эксплуатации скважин с различной проводкой. Наилучший результат показали скважины с горизонтальной геометрией ствола, пробуренные на 2–3 метра выше от ВНК — на максимально возможном расстоянии от ГНК. Таким образом, была определена оптимальная проводка скважин в ГНВЗ.

Близость скважины к ВНК не сказывается негативно на динамике обводнения в связи с благоприятным соотношением подвижностей нефти и воды. Кроме того, по данным промысловых исследований, на уровне ВНК встречается слой нефти, обладающей повышенной вязкостью, препятствующий подтягиванию воды.

Для постоянного мониторинга качества проводки скважины и возможности корректировки траектории в условиях геологической неопределенности на месторождении применяется технология каротажа во время бурения Logging while drilling (LWD) [3].

Режим эксплуатации скважин

В начальный период разработки контроль за депрессией скважин подгазовой зоны был ослаблен. Эксплуатация на интенсивных режимах (депрессия 15–20 атм и более) привела к ускорению процесса образования газового конуса и быстрому прорыву газа ГШ в нефтяные скважины. Проведены аналитические расчеты для обоснования оптимальной депрессии, а также расчеты на гидродинамической модели [4]. Подтверждена необходимость эксплуатации скважин на щадящих режимах работы, рекомендуемая депрессия для скважин ГНВЗ не должна превышать 5 атм.

Конструкция скважин, длина горизонтального участка

В настоящее время применение горизонтального бурения для разработки нефтяных оторочек является традиционным. Горизонтальные скважины характеризуются более высокой областью дренирования относительно наклонно направленных скважин, что приводит к увеличению добычи нефти и снижению темпов роста ГФ.

В технологической схеме разработки (TCP) 2004 года впервые для объекта Бт была утверждена система разработки горизонтальными скважинами [5]. В 2014 году в рамках TCP обоснованы длины ГС: для ВНЗ — 750 м, для ГНВЗ — 1 250 м.

На скважинах, пробуренных на ранней стадии разработки и не соответствующих базовой стратегии, была успешно реализована программа зарезки боковых стволов (ЗБС). Мероприятия были выполнены в соответствии с оптимальным профилем проводки и длиной ГС. По результатам получены существенное снижение ГФ и стабилизация дебита нефти по скважинам.

В 2017 году был сделан следующий шаг — качественный переход от традиционных горизонтальных скважин к скважинам сложной конструкции. Были опробованы различные виды многоствольных и многозабойных скважин (МЗГС), при этом наблюдался рост входной продуктивности скважин при увеличении длины скважин (рис. 2).

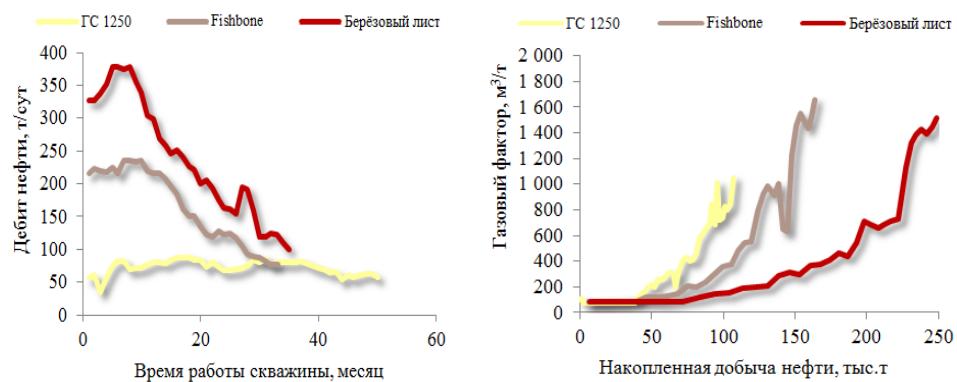


Рис. 2. Показатели работы скважин разной конструкции в ГНВЗ

МЗГС позволяют получить большие дебиты нефти по сравнению с ГС в условиях ограниченной депрессии и более благоприятный характер поведения ГФ. Наилучшие результаты показала конструкция МЗГС — Fishbone длиной 4 850 м.

Бурение МЗГС в ГНВЗ в ННТ более 6 м утверждено проектными решениями в 2020 году.

В 2020 году на месторождении получен уникальный опыт бурения многозабойной скважины необычной конструкции. Скважина включает 15 боковых стволов, каждый из которых делится еще на 2, и за исключительную форму получила название «Березовый лист». Общая длина МЗГС составила 12 792 м, проходка по коллектору — 10 162 м. Скважина стартовала с дебитом 401,5 т/сут нефти, характеризуется медленным темпом роста ГФ при значительных отборах нефти.

II. Система разработки ГНВЗ дифференцирована в зависимости от ГНТ, ННТ.

Расширение системы поддержания пластового давления (ППД) в ГНВЗ

В ВНЗ с 2013 года успешно осуществляется закачка воды, сформирована рядная система заводнения.

В целях ППД в 2015 году закачка воды вводится и в ГНВЗ, начиная с переводов скважин под нагнетание на внешнем контуре газоносности. В процессе заводнения на пути миграции газа ГШ формируется конус воды, который образует гидродинамический барьер на пути к добывающим скважинам. В результате закачка воды привела к снижению ГФ на реагирующем фонде с ~900 до 200–300 м³/т и стабилизации на этом уровне.

В 2017 году принято решение выполнить апробацию заводнения в зоне с более высокими ГНТ порядка 6 м (4 нагнетательных скважины). ГФ в период 2018–2021 гг. снизился с 1 200 до 250 м³/т.

Успешность этапа 2 обусловила дальнейшее увеличение площади заводнения. Программа переводов в ППД составила 30 скважин. В результате отмечаются снижение ГФ с 1 036 до 500–800 м³/т и последующая его стабилизация без снижения дебита нефти (рис. 3).

Применение автономных устройств контроля притока (АУКП)

При прочих равных условиях, чем ниже нефтенасыщенная толщина, вскрытая скважиной, тем выше риск прорыва газа, в связи с сокращением расстояния до газовой шапки. В зонах с ННТ менее 6 м планируется тиражирование усовершенствованной технологии заканчивания. Технология предполагает компоновку скважины, оснащенную устройствами контроля притока для осуществления селективной изоляции интервалов прорыва газа.

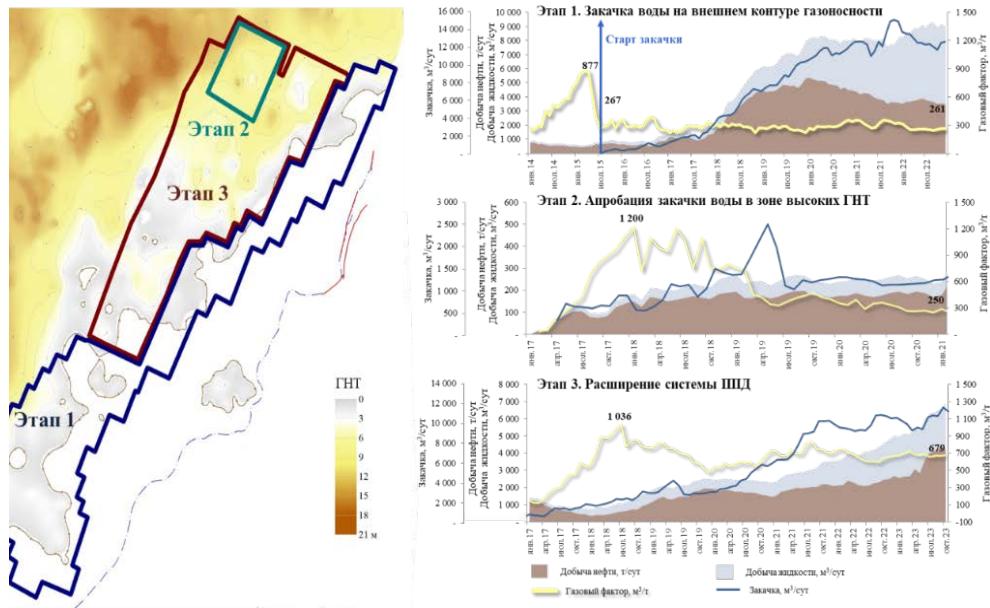


Рис. 3. Развитие системы ППД в ГНВЗ

В 2019 году проведены работы по опробованию АУКП типа Equalizer LIFT. Ограничение притока газа в скважину происходит за счет левитирующего диска, выполняющего роль клапана. При увеличении скорости потока в связи с увеличением в нем доли газа, диск блокирует входное отверстие (диаметром 2,5 мм) и препятствует поступлению газа в скважину. Схема устройства приведена на рисунке 4 [6].

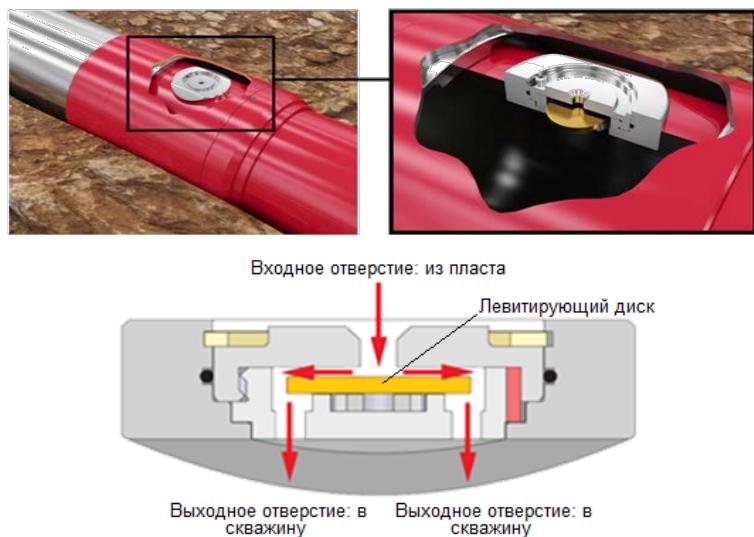


Рис. 4. Конструкция АУКП

Технология апробирована на четырех скважинах, при этом привлечены скважины разной конструкции — две ГС и две МЗГС.

Динамика роста газового фактора по скважинам с АУКП и ближайшим скважинам без АУКП, расположенным в схожих геологических условиях, приведена на рисунке 5.

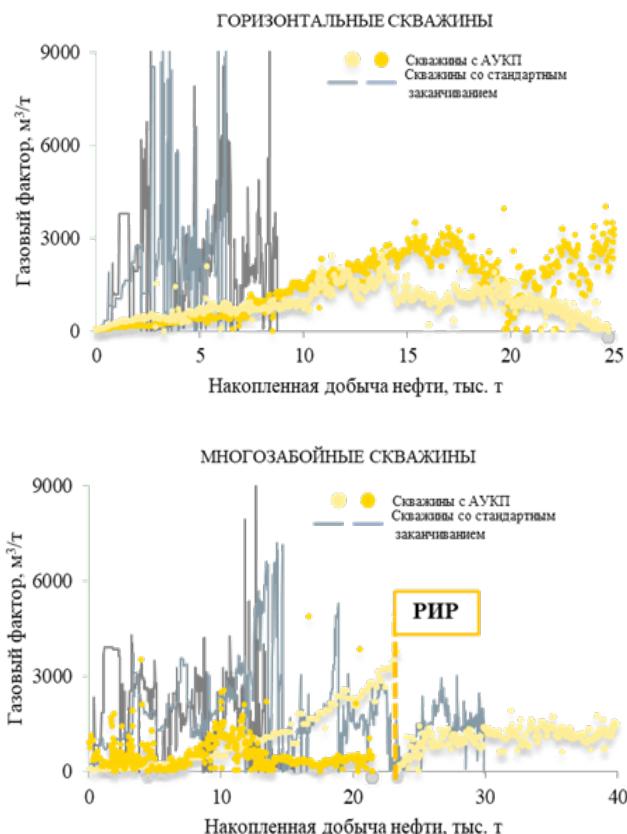


Рис. 5. Сопоставление скважин с АУКП с окружающими скважинами со стандартным заканчиванием

С 2022 года стартовала программа тиражирования технологии АУКП в ГНВЗ, на 01.01.2023 пробурено 11 скважин с АУКП (3 ГС, 8 МЗГС).

Эффективность применения технологии подтверждена. По скважинам с АУКП отмечаются значительно более благоприятные характеристики роста ГФ, чем по скважинам со стандартным заканчиванием.

III. Методы, применяемые при сложившейся системе разработки, в случае прорыва ПНГ в скважину.

Периодическая эксплуатация скважин с высоким ГФ

В ГНВЗ скважины с высоким показателем ГФ работают в режиме периодической эксплуатации. При достижении критического значения ГФ скважина останавливается с последующим запуском через некоторый про-

межуток времени. Физический смысл метода заключается в выравнивании газового конуса, подтянувшегося к скважине за время эксплуатации. Анализ фактических результатов периодической эксплуатации позволил оценить оптимальную продолжительность остановки и работы для каждой скважины. Продолжительность остановки скважин изменяется в пределах от 25 до 300 сут., в среднем составляет порядка 100 сут. [7].

На рисунке 6 приведен пример работы скважин, после остановки наблюдается значительное снижение ГФ.

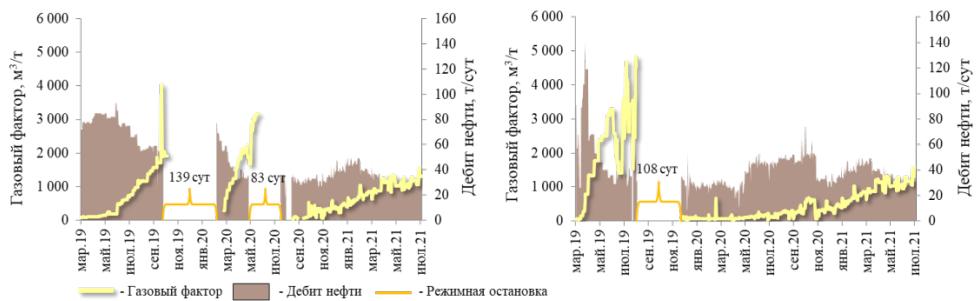


Рис. 6. Примеры показателей разработки скважины с периодической эксплуатацией

Ремонтно-изоляционные работы (РИР)

Низкая успешность режимных остановок скважины может быть вызвана либо наличием высокопроницаемого интервала, по которому происходит быстрый прорыв газа, либо нарушением технического состояния скважины. Для диагностики необходимо проведение промыслового-геофизических исследований на скважине для определения источника газопроявлений. При подтверждении гипотезы наличия технических дефектов на скважине или при выявлении участка основного притока газа рекомендуется проведение РИР.

Всего на объекте проведено тринадцать успешных операций РИР, как в процессе эксплуатации, так и при запуске скважины (рис. 7). Отмечается снижение ГФ после РИР в среднем на 98 %.

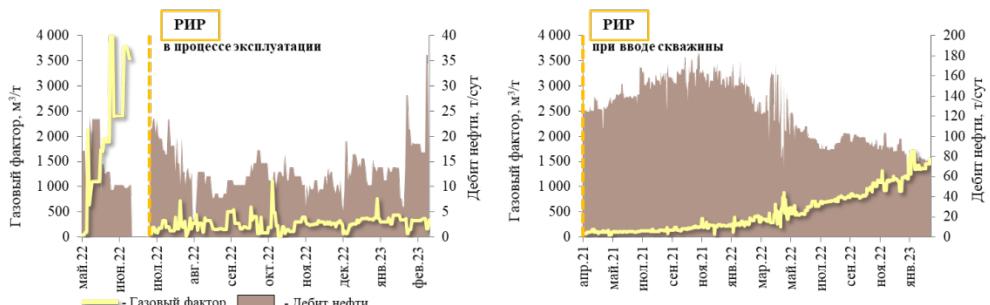


Рис. 7. Показатели разработки скважины с РИР

Показатели разработки ГНВЗ

На рисунке 8 приведены показатели разработки в ГНВЗ. При вводе в разработку единичных скважин в 2013 году были получены резкие прорывы газа. После корректировки стратегии проводки и режима эксплуатации скважин ГФ стабилизируется. С 2017 года происходит наращивание бурения, рост добычи и закачки. За счет реализации закачки воды, бурения скважин сложной конструкции и работы с фондом добычу ПНГ удается контролировать. На текущем этапе средний ГФ в зоне не превышает значения $1\ 500\text{ м}^3/\text{т}$, несмотря на вовлечение в разработку краевых зон с минимальными нефтяными и максимальными газонасыщенными толщиными.

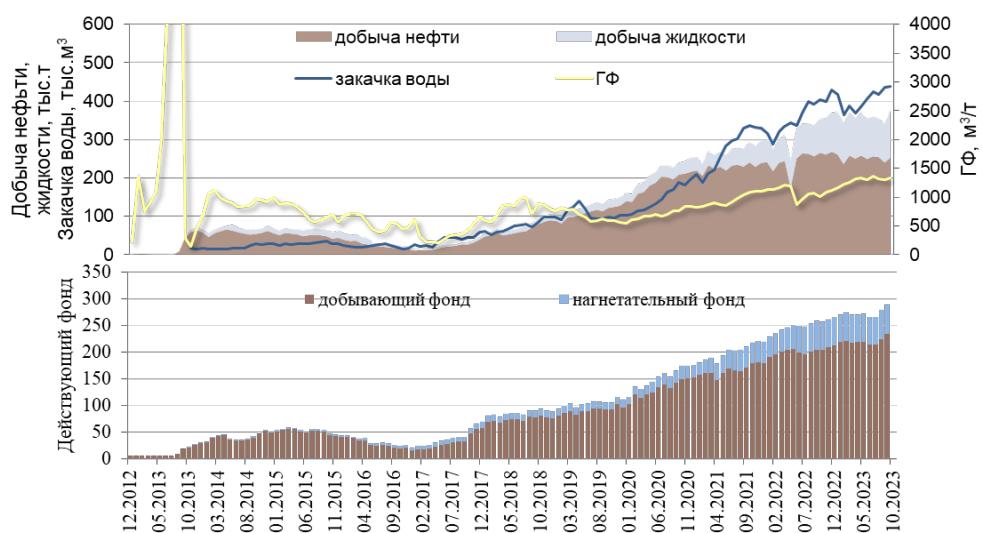


Рис. 8. Показатели разработки пласта Бт. ГНВЗ

Выводы

В работе обоснована необходимость комплексного подхода к снижению добычи ПНГ на основе анализа различных методик и применения их в зависимости от свойств пласта и флюидов, а также на основе результатов эксплуатации и опытно-промышленных работ.

Охарактеризована стратегия разработки ГНВЗ на Среднеботубинском месторождении, направленная на снижение ГФ и основанная на следующем:

- на базовых технологиях: длина и геометрия скважины (ГС и МЗГС), проводка ствола скважины, контроль рабочей депрессии;
- формировании системы ППД в ГНВЗ: рядная система ППД водой в ГНТ < 6 м; бурение скважин сложной конструкции — МЗГС (Fishbone) в ННТ > 6 м; применение АУКП (Equalizer LIFT) в ННТ < 6 м;
- технологиях, применяемых при прорывах ПНГ: периодическая эксплуатация скважин; проведение РИР.

Описанная стратегия позволила эффективно управлять добычей попутного газа на месторождении. Снижение ГФ обеспечивается благодаря осознанному подходу к каждой скважине уже на этапе планирования и бурения. Благодаря снижению газового фактора достигнуты более высокие коэффициенты эксплуатации, возросла продуктивность скважин, появилась возможность проводить ГТМ по интенсификации добычи в подгазовой зоне. В целом, при снижении добычи ПНГ произошло значительное увеличение накопленной добычи нефти на скважину.

Список источников

1. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботубинской залежи Чаяндинского НГКМ) / С. В. Буркова, Д. В. Изюмченко, И. И. Минаков [и др.]. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2013. – № 5 (16). – С. 124–133.
2. Разработка сложнопостроенных залежей с подгазовой зоной и подстилающей водой на примере Среднеботубинского месторождения / Е. Н. Иванов, Д. В. Акинин, Р. Р. Валеев [и др.]. – Текст : непосредственный // Технологии в области разведки и добычи нефти : 2-я конференция ПАО «НК «Роснефть», Москва, 24–26 октября 2016 г. – 14 с.
3. Эффективность бурения и заканчивания наклонно-направленных нефтедобывающих скважин в Восточной Сибири через эволюцию горизонтально-го участка — от одиночных стволов к конструкции «березовый лист» в связи с детализацией геологического строения залежей УВ / В. А. Гринченко, Д. З. Махмутов, А. Н. Горбов [и др.]. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-5(329)-8-15. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 5 (329). – С. 8–15.
4. Обоснование концепции разработки крупного сложнопостроенного месторождения Восточной Сибири на основе гидродинамического моделирования / А. Н. Леванов, В. Ю. Белянский, И. А. Волков [и др.]. – Текст : непосредственный // Российская нефтегазовая техническая конференция, Москва, 26–28 октября 2015 г. – С. 2–34.
5. Эволюция подходов к разработке нефтяных оторочек терригенных коллекторов месторождений Восточной Сибири / А. В. Леванов, А. В. Кобяшев, А. А. Чупров [и др.]. – Текст : непосредственный // Российская нефтегазовая техническая конференция, Москва, 16–18 октября 2017 г. – С. 2–46.
6. Опыт применения автономных устройств контроля притока / Е. С. Зюзев, А. А. Давыдов, И. А. Опарин [и др.]. – DOI 10.24412/2076-6785-2023-1-36-40. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – № 1 (94). – С. 36–40.
7. Опыт периодической эксплуатации и закачки дегазированной нефти для расформирования конуса газа / К. И. Приз, А. С. Алексеев, Н. А. Черкасов [и др.]. – DOI 10.24412/2076-6785-2023-5-69-73. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – № 5 (98). – С. 69–73.

References

1. Burakova, S. V., Izumchenko, D. V., Minakov, I. I., Istomin, V. A., & Kumeyko, E. L. (2013). Problemy osvoeniya tonkikh neftyanykh otorochek gazokondensatnykh zalezhey Vostochnoy Sibiri (na primere botubinskoy zalezhi Chayandinskogo NGKM). Vesti gazovoy nauki, (5(16)), pp. 124-133. (In Russian).

2. Ivanov, E. N., Akinin, D. V., Valeev, R. R., Nikulin, E. V., & Sultanov, R. B. (2016). Razrabotka slozhnopostroennykh zalezhey s podgazovoy zonoy i podstilayushchey vodoy na primere Srednebotuobinskogo mestorozhdeniya. Tekhnologii v oblasti razvedki i dobachi nefti: 2nd konferentsiya PAO "NK "Rosneft", Moscow, October, 24-26, 2016. 14 p. (In Russian).
3. Grinchenko, V. A., Makhmutov, D. Z., Bliznyukov, V. Yu., Gorbov, A. N., Valeev, R. R., Sultanov, R. B.,..., Vakhromeev, A. G. (2020). 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, (5(329)), pp. 8-15. (In Russian). DOI: 10.33285/0130-3872-2020-5(329)-8-15
4. Levanov, A. N., Belyanskiy, V. Yu., Volkov, I. A., Anur'ev, D. A., Grinchenko, V. A., & Musabirov, T. R. (2015). Obosnovanie kontseptsii razrabotki krupnogo slozhnopostroennogo mestorozhdeniya Vostochnoy Sibiri na osnove gidrodinamicheskogo modelirovaniya. Rossiyskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya, Moscow, October, 26-28, 2015. pp. 2-34. (In Russian).
5. Levanov, A. V., Kobyashev, A. V., Chuprov, A. A., Yashchenko, S. A., Musin, R. A., Chirgun, A. S.,... Grinchenko, V. A. (2017). Evolyutsiya podkhodov k razrabotke neftyanykh otorochek terrigenykh kollektorov mestorozhdeniy Vostochnoy Sibiri. Rossiyskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya, Moscow, October, 16-18, 2017. pp. 2-46. (In Russian).
6. Ziuzev, E. S., Davydov, A. A., Oparin, I. A., Malofeev, M. V., & Kornilov, E. Yu. (2023). Autonomous inflow control devices usage experience. Exposition Oil & Gas, (1(94)), pp. 36-40. (In Russian). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-36-40
7. Priz, K. I., Alekseev, A. S., Cherkasov, N. A., Svyashchenko, A. V., Ivanov, E. N., Shilov, D. S.,... Seksyaev, A. P. (2023). The experience in intermittent production and de-gassed oil injection for dissipation of gas coning. Exposition Oil & Gas, (5(98)), pp. 69-73. (In Russian). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-69-73

Сведения об авторах / Information about the authors

- Истишева Виктория Федоровна,** менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень
Забелин Владислав Ильич, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, VI_Zabelin@tnnc.rosneft.ru
- Иванов Евгений Николаевич,** кандидат технических наук, главный специалист, ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», г. Иркутск; Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск; Иркутский государственный университет, г. Иркутск, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0493-4591>
- Viktoriya F. Istisheva,** Manager, Tyumen Petroleum Research Center LLC
Vladislav I. Zabelin, Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, VI_Zabelin@tnnc.rosneft.ru
- Evgeniy N. Ivanov,** Candidate of Engineering, Chief Specialist, Taas-Yuryakh Neftegazodobycha LLC, Irkutsk; Irkutsk National Research Technical University; Irkutsk State University, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0493-4591>

Черкасов Никита Александрович, начальник управления, ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», г. Иркутск

Священко Александр Викторович, заместитель генерального директора — главный геолог, ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», г. Иркутск

Nikita A. Cherkasov, Head of Reservoir Management Department, Taas-Yuryakh Neftegazodobycha LLC, Irkutsk

Aleksander V. Svyaschenko, Deputy General Director — Chief Geologist, Taas-Yuryakh Neftegazodobycha LLC, Irkutsk

Статья поступила в редакцию 08.04.2024; одобрена после рецензирования 16.05.2024; принята к публикации 22.05.2024.

The article was submitted 08.04.2024; approved after reviewing 16.05.2024; accepted for publication 22.05.2024.