

**Опыт разработки нефтяных оторочек Новопортовского месторождения
с применением обратной закачки попутного нефтяного газа**

А. В. Войводяну¹, О. В. Фоминых², И. В. Коваленко^{2*}, В. Г. Крамар³

¹ООО «Газпромнефть-Ямал»

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

³Уфимский государственный нефтяной технический университет

*Kovalenko.IV@gazprom-neft.ru

Аннотация. Разработка месторождений с нефтяными оторочками — это сложная инженерная задача, в которой необходимо учитывать множество факторов. Одним из основных вызовов при разработке нефтяных оторочек является поиск технологий заканчивания скважин и поддержания пластового давления, позволяющих обеспечить полноту выработки запасов.

Бурение многозабойных скважин на нефтяных оторочках способствует ограничению роста газового фактора на ранних этапах эксплуатации. При этом архитектура многозабойной скважины может оказывать существенное влияние на эффективность разработки и выступает предметом доизучения.

Закачка воды в пласт как технология поддержания пластового давления хорошо изучена и широко применима, в то время как обратная закачка газа в газовую шапку нефтяной оторочки — перспективная технология с эффектом, требующим дополнительного подтверждения расчетами и практическими результатами.

В работе рассмотрен опыт строительства скважин сложного закачивания и обратной закачки попутного нефтяного газа на Новопортовском месторождении. Описан подход к определению стратегии разработки актива, представлены результаты закачки попутного нефтяного газа, целью которой было как поддержание пластового давления, так и снятие рисков невыполнения норматива по рациональному использованию попутного нефтяного газа на уровне 95 %.

Для цитирования: Опыт разработки нефтяных оторочек Новопортовского месторождения с применением обратной закачки попутного нефтяного газа / А. В. Войводяну, О. В. Фоминых, И. В. Коваленко, В. Г. Крамар. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-3-57-65 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 3. — С. 57–65. — EDN: LHYYRE

**Experience in developing oil rims at the Novoportovskoye field
through the reinjection of associated petroleum gas**

**Artem V. Voivodeanu¹, Oleg V. Fominykh², Igor V. Kovalenko^{2*},
Vitaly G. Kramar³**

¹Gazpromneft-Yamal LLC,

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

³Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

*Kovalenko.IV@gazprom-neft.ru

Abstract. Developing oil rims presents a complex engineering challenge that requires careful consideration of various factors. One of the primary difficulties in oil rim development is selecting appropriate well completion methods and reservoir pressure maintenance technologies to ensure effective production of reserves.

Drilling multilateral wells in oil rims can help limit the rising gas factor at early operating steps. However, multilateral well architecture can significantly affect development efficiency and remains an area of further studies.

While water injection into the reservoir for maintaining reservoir pressure is a well-established and widely used technology, gas re-injection into the gas cap of an oil rim is a promising approach with effect requiring further validation through estimates and practical results.

This paper discusses the experience of constructing complex injection wells and implementing the gas re-injection of associated petroleum gas at the Novoportovskoye field. The authors describe the approach to the definition of strategy aimed at asset development. Also, the authors present results from the injection of associated petroleum gas, which aimed to maintain reservoir pressure and removal of risks of failure to meet the 95% standard for rational utilization of associated petroleum gas.

Ключевые слова: обратная закачка ПНГ, нефтяная оторочка, поддержание пластового давления, компенсация отборов закачкой, многозабойные скважины

For citation: Voivodeanu, A. V. Fominykh, O. V. Kovalenko, I. V. Kramar, V. G. (2025). Experience in developing oil rims at the Novoportovskoye field through the reinjection of associated petroleum gas. Oil and Gas Studies, (3), pp. 57-65. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-57-65

Введение

В настоящее время вопрос об эффективных подходах к разработке нефтяных оторочек набирает актуальность, так как по мере выработки нефтяных пластов увеличивается степень вовлечения в добычу контактных запасов.

При разработке пластов с нефтяными оторочками крайне важно контролировать процесс разработки и выработки запасов, иметь понимание текущего взаимодействия фаз для уверенности в достижении проектного коэффициента извлечения нефти. Опыт эксплуатации таких активов как с точки зрения инженерных подходов, так и со стороны строительства инфраструктуры и реализованных технических решений способствует росту эффективности разработки.

ПАО «Газпром нефть» имеет опыт разработки нефтяных оторочек на Новопортковском, Западно-Мессояхском, Восточно-Мессояхском, Тазовском, Чаяндинском, Ромашкинском месторождениях [1].

С учетом накопленного опыта основными решениями в части разработки нефтяных оторочек в «Газпром нефти» служат:

- бурение длинных горизонтальных скважин, многозабойных и многоствольных скважин;
- работа скважин на начальном этапе на режиме фонтанирования (для легких нефтей) с переводом на электро-центробежный насос (ЭЦН) с ростом обводненности или переводом на добычу газа при росте газового фактора;
- обратная закачка газа в газовую шапку нефтяных оторочек с целью поддержания пластового давления;

- организация поддержания пластового давления (ППД) на воду для оторочек тяжелой нефти;
- организация ППД сухим газом для оторочек легкой нефти;
- организация смешивающегося вытеснения нефти жирным газом.

В работе отображены результаты применения обратной закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) на примере Новопортовского месторождения.

Объект и методы исследований

При вводе Новопортовского месторождения в разработку была выполнена оценка оптимальной стратегии разработки актива, предусматривающая порядок выработки углеводорода (УВ) из пластов, представленных нефтяной оторочкой с массивной газовой шапкой. При подходе, предложенном в работе [2], где учитываются отношение порового объема газа к поровому объему нефти (м-фактор) и толщина нефтяной оторочки, для Новопортовского месторождения приоритетна первоочередная добыча нефти. На рисунке 1 представлено расположение пластов Новопортовского месторождения на матрице выбора стратегии разработки нефтегазовых пластов.

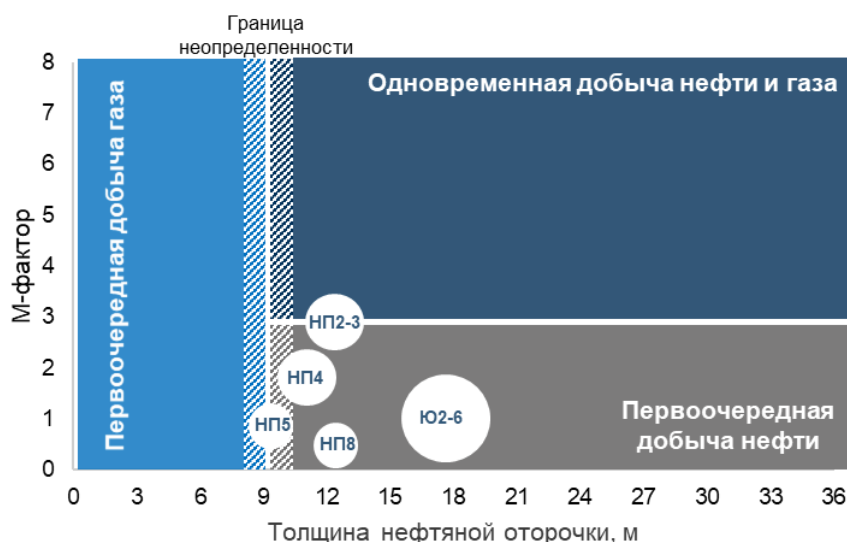


Рис. 1. Матрица выбора стратегии разработки

С учетом матрицы выбора стратегии разработки на нефтяных оторочках Новопортовского месторождения приоритетна добыча нефти. Для снижения риска преждевременного прорыва газа газовой шапки на месторождении обширно применяется строительство многозабойных скважин с постоянным улучшением технологии и постепенным снижением ее базовой стоимости.

По результатам фактической эксплуатации многозабойных и горизонтальных скважин с МГРП отмечается, что многозабойные скважины

(МЗС) имеют значительно менее агрессивную динамику роста газового фактора в подгазовой зоне, чем горизонтальные скважины. За три года эксплуатации добыча нефти МЗС на один метр нефтенасыщенного коллектора в среднем составляет 2,9 тыс. т, а накопленная добыча газа на один метр газонасыщенного коллектора — 3 млн м³. При этом по горизонтальному фонду скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) эти же параметры составляют 1,7 тыс. т, 10 млн м³ соответственно (рис. 2).

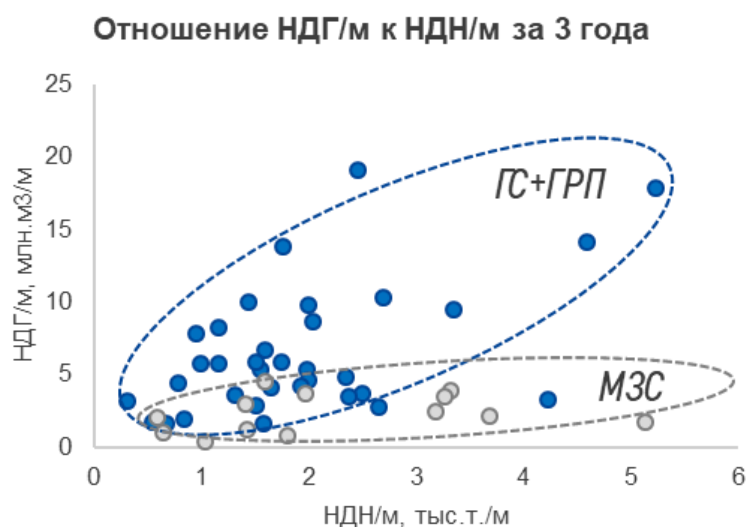


Рис. 2. Сопоставление типов закачивания скважин по накопленной добыче нефти и газа за три года эксплуатации

Ограничение добычи попутного нефтяного газа за счет строительства многозабойных скважин играет важную роль в пролонгации эффекта поддержания пластового давления от расширения газовой шапки. Тем не менее, на определенном этапе разработки вопрос организации закачки для поддержания пластового давления становится неотложным.

Закачка газа на Новопортовском месторождении с целью поддержания пластового давления ведется с 2017 года. Поскольку добыча нефти из нефтяных оторочек сопровождается большими объемами добычи прорывного газа из газовой шапки (ГШ) (ПНГ) через нефтяные скважины, а на начальных этапах разработки на основных разрабатываемых объектах (НП2-3, НП4, НП5, Ю2-6) отсутствует система ППД путем закачки воды, ПНГ был необходим в качестве агента для ППД.

Эффективность обратной закачки газа в ГШ определяется двумя факторами. Во-первых, работа газонагнетательных скважин приводит к уменьшению ширины конусов газа, образуемых при добыче нефти из нефтяных оторочек. При этом снижается объем нефти, добываемой

до прорыва газа, и в целом ухудшаются показатели накопленной добычи по нефтяным скважинам. Степень этого влияния зависит от расстояния между нефтяными и газонагнетательными скважинами: чем больше расстояние, тем слабее влияние. Во-вторых, возвращение добываемого газа в ГШ должно поддерживать пластовое давление, однако дебиты нефтяных скважин зависят от пластового давления в зоне отбора, а закачка газа производится в ГШ, и требуется определенное время на увеличение давления в зоне отбора нефти. Временная задержка на влияние закачки газа прямо пропорциональна квадрату расстояния между газонагнетательными и нефтяными скважинами и обратно пропорциональна пьезопроводности пласта.

Результаты

Обратная закачка газа сопряжена со строительством специальной инфраструктуры, в связи с чем для условий Новопортовского месторождения разработана методика комплексной оценки параметров объектов разработки для первоочередной закачки газа [3]. Методика позволяет комплексно оценить геологические параметры пласта, их изученность, геолого-физические свойства, после чего по сумме набранных баллов определяются наиболее приоритетные пласты для закачки газа.

Таковыми пластами на Новопортовском месторождении являются НП2-3, НП4, Ю2-6. Наибольший объем газа закачан в пласт НП4 (таблица).

Основные параметры добычи и обратной закачки газа ГШ

Объект разработки	Доля НГЗ газа ГШ, д. ед.	Фонд в закачке газа, шт.	Текущий КИГ газа ГШ, д. ед	Доля обр. закачки газа от НГЗ, д. ед	Отношение закачки газа в ГШ к добыче, д. ед
НП ₂₋₃	0,29	3	0,50	0,05	0,08
НП ₄	0,26	12	0,21	0,61	0,75
НП ₅	0,06	1	0,27	0,16	0,37
Ю ₂₋₆	0,38	1	0,45	0,00	0,01
В целом	1,0	17			

Пласт НП4 характеризуется наибольшей компенсацией отборов закачкой газа (ПНГ). С начала разработки месторождения в пласт закачано 30 млрд м³. Всего под закачкой находилось 12 скважин. Удельная закачка газа составляет 2,5 млрд м³/скв. Карта накопленных отборов и конфигурация ГШ пласта НП4 представлена на рисунке 3.

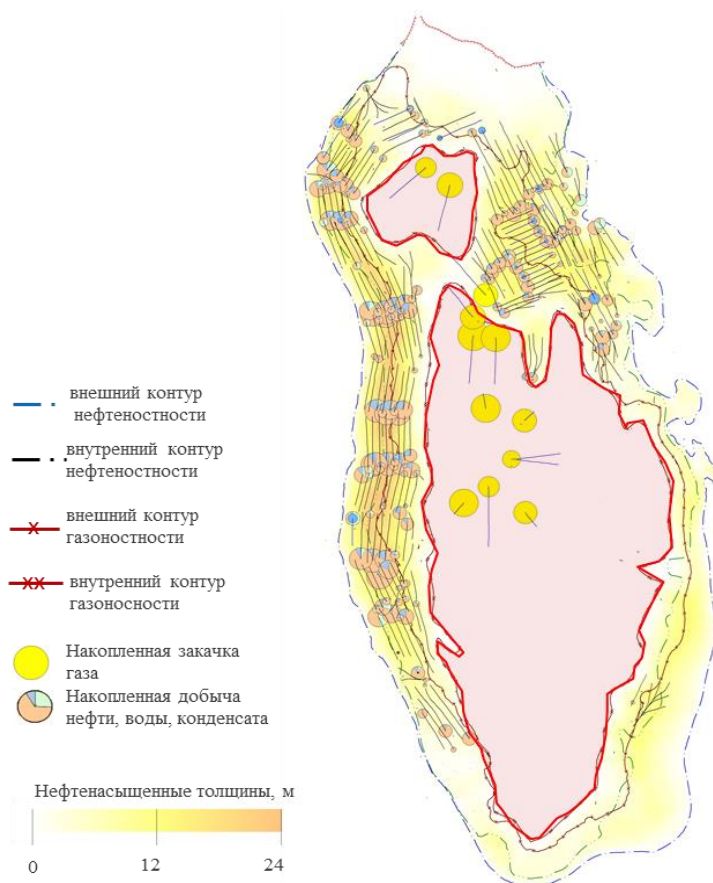


Рис. 3. Карта нефтенасыщенных толщин и накопленных отборов пласта НП4

Обратная закачка газа в ГШ пласта НП4 позволила обеспечить стабилизацию пластового давления как в зоне отбора, так и по залежи в целом (рис. 4).

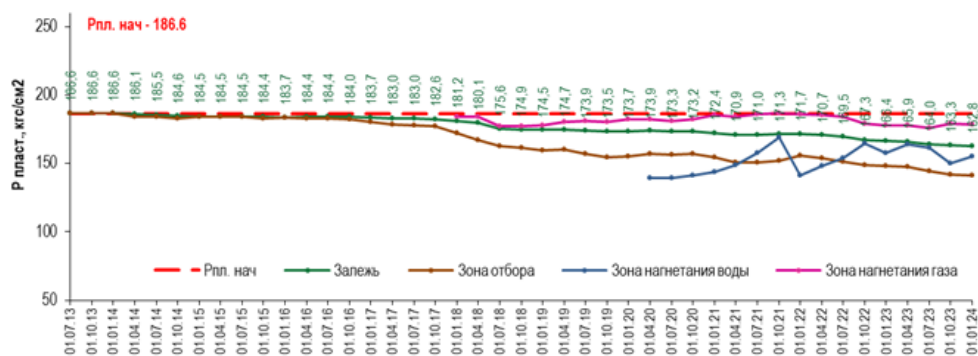


Рис. 4. Динамика пластового давления по объекту НП4

Кроме того, что обратная закачка газа на Новопортовском месторождении положительно влияет на энергетическое состояние залежи. Она позволяет выполнить постановление правительства Российской Федерации, устанавливающее требование к нефтекомпаниям об утилизации 95 % добываемого попутного нефтяного газа. В концепции разработки Новопортовского месторождения заложена дальнейшая закачка ПНГ в ГШ нефтяных оторочек. По результатам расчета на гидродинамической модели (ГДМ) прогнозная оценка обратной закачки газа позволяет обеспечить накопленную добычу пласта НП4 на 166 тыс. т на 1 млрд м³ закачанного газа.

При организации обратной закачки ПНГ необходимо определить оптимальный баланс между периодом закачки и началом монетизации газа, поскольку со временем эффективность поддержания пластового давления данным способом снижается ввиду прорывов газа и расформирования оторочки. Согласно расчетам на проекте «Новый Порт» [4] оптимальный период обратной закачки газа составляет пять лет.

При необходимости организации ППД на нефтяных оторочках путем обратной закачки ПНГ следует учитывать множество параметров, влияющих на эффективность закачки ПНГ [5, 6]:

- тип нефтяной оторочки;
- наличие гидравлического разрыва пласта (ГРП) на добываемом фонде;
- М-Фактор (отношение порового объема газа на поровый объем нефти);
- анизотропия проницаемости;
- толщина нефтяной оторочки.

К выбору объекта для обратной закачки газа и стратегии формирования системы ППД следует подходить индивидуально в каждом конкретном случае, так как при некоторых условиях обратная закачка может оказывать негативный эффект (опережающий прорыв закачиваемого газа, конусообразование). Оценку эффекта следует выполнять на гидродинамической модели (ГДМ), в том числе с применением вероятной оценки.

Выводы

В работе описан опыт обратной закачки ПНГ в газовую шапку нефтяных оторочек Новопортовского месторождения. Показан положительный эффект на энергетическое состояние пласта НП4.

По результатам выполненной на ГДМ оценки дальнейшая закачка ПНГ в пласт НП4 целесообразна и позволяет получить дополнительную добычу нефти и обеспечить прирост итогового КИН на 0,04 д. ед.

При разработке нефтяных оторочек интегрированный подход к разработке заключается в следующем:

- необходимость определения оптимальной стратегии добычи УВ (сначала нефть, после газ; нефть вместе с газом; только газ);
- проведение оценки оптимального способа заканчивания (длина ГС, ГС с МГРП, МЗС) для каждого участка нефтяной оторочки;
- в качестве дополнительного способа повышения нефтеотдачи необходимо рассмотреть возможность организации ППД как на воду, так и на газ с оценкой оптимального времени процесса газ-сайклинга, а также возможность организации смешивающего вытеснения;
- все оптимизационные расчеты рекомендуется проводить с учетом решений как подземной, так и наземной инфраструктуры с использованием инструмента интегрированного моделирования.

Список источников

1. Пархоменко, Д. В. Оценка эффективности разработки краевых нефтяных оторочек на режиме истощения / Д. В. Пархоменко, Г. А. Схабицкий, Р. Т. Апасов. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-72-82. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 3(153). – С. 72–82.
2. Olamigoke, O. First-pass screening of reservoirs with large gas caps for oil rim development / O. Olamigoke, A. Peacock. – Text : direct // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – SPE, 2009. – P. SPE-128603-MS.
3. Обоснование объекта для обратной закачки попутного нефтяного газа на примере месторождения группы компаний «Газпром нефть» / А. В. Войводяну, В. В. Иликбаев, В. И. Вирт, А. С. Виноградов. – DOI 10.51890/2587-7399-2024-9-3-129-134. – Текст : непосредственный // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2024. – Т. 9, № 3(33). – С. 129–134.
4. Интегрированный подход к разработке нефтяных оторочек Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения / Д. А. Сугаипов, Д. Ю. Баженов, С. С. Девятьяров [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 60–63.
5. Gas injection technique to develop rim oil, Mereenie Field / M. Kabir, P. McKenzie, C. Connell, T. O'Sullivan. – Text : direct // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – SPE, 1998. – P. SPE-50050-MS.
6. Olamigoke, O. First-Pass Screening of Reservoirs with Large Gas Caps for Oil Rim Development / O. Olamigoke, A. Peacock. – DOI /10.2118/128603-MS. – Text : direct // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Abuja, Nigeria. – SPE, 2009. – P. SPE-128603-MS.

References

1. Parkhomenko, D. V., Skhabitskiy, G. A., & Apasov, R. T. (2022). Evaluating the efficiency of the development of boundary oil rims in the depletion drive. Oil and gas studies, 3(153), pp. 72-82. (In Russian). DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-72-82.
2. Olamigoke, O., & Peacock, A. (2009). First-pass screening of reservoirs with large gas caps for oil rim development. In SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition (pp. SPE-128603). SPE. (In English).

3. Voivodianu, A. V., Ilikbaev, V. V., Virt, V. I., & Vinogradov, A. S. (2024). Determination of optimal oil reservoir for associated petroleum gas injection on the example of a field of the Gazprom нефt company group. PRONEFT. Professionals about oil, 9(3(33)), pp. 129-134. (In Russian). DOI: 10.51890/2587-7399-2024-9-3-129-134
4. Sugaipov, D. A., Bazhenov, D. Yu., Devyatyarov, S. S., Ushmaev, O. S., Perevozkin, I. V., & Fedorov, M. V. (2016). Integrated approach to oil rim development in terms of Novoportovskoye field. Oil industry, (12), pp. 60-63. (In Russian).
5. Kabir, M., McKenzie, P., Connell, C., & O'Sullivan, T. (1998). Gas injection technique to develop rim oil, Mereenie Field, Australia. In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (pp. SPE-50050). SPE. (In English).
6. Olamigoke, O., & Peacock, A. (2009). First-pass screening of reservoirs with large gas caps for oil rim development. In SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition (pp. SPE-128603). SPE. (In English).

Информация об авторах / Information about the authors

Войводяну Артем Васильевич,
Генеральный директор, ООО «Газ-
промнефть-Ямал»

Artem V.Voivodyanu, General
Manager, Gazpromneft-Yamal LLC

Фоминых Олег Валентинович,
доктор технических наук, доцент, Тю-
менский индустриальный университет,
г. Тюмень

Oleg V. Fominykh, Doctor of En-
gineering, Associate Professor, Industrial
University of Tyumen

Коваленко Игорь Викторович,
кандидат технических наук, доцент,
Тюменский индустриальный универси-
тет, г. Тюмень

Igor V. Kovalenko, Candidate of
Engineering, Associate Professor, Indus-
trial University of Tyumen, Kovalen-
ko.IV@gazprom-neft.ru

Крамар Виталий Геннадиевич,
главный инженер проекта, Уфимский
государственный нефтяной техниче-
ский университет, г. Уфа

Vitaly G. Kramar, Chief Engineer
of the Project, Ufa State Petroleum Tech-
nological University

Статья поступила в редакцию 17.01.2025; одобрена после рецензирования 28.01.2025; принята к публикации 11.02.2025.

The article was submitted 17.01.2025; approved after reviewing 28.01.2025; accepted for publication 11.02.2025.