

Научная статья / Original research article
УДК 622.245.4+622.276.53+550.837
DOI:10.31660/0445-0108-2025-5-62-73
EDN: ECIVPM



Современные подходы к увеличению нефтеотдачи нефтяных оторочек

А. В. Войводяну

ООО «Газпромнефть-Ямал», Тюмень, Россия
Voyvodyanu.AV@gazprom-neft.ru

Аннотация. Разработка месторождений с обширной газовой шапкой и объемной нефтяной оторочкой требует непрерывного совершенствования технологий вытеснения нефти, что связано с неоднородностью коллекторских свойств и, в некоторых случаях, неблагоприятным соотношением подвижностей фаз, насыщающих месторождение. При несвоевременной корректировке подходов к управлению разработкой таких месторождений существует значительный риск снижения коэффициентов охвата и вытеснения, что приводит к недостижению проектных уровней выработки запасов.

Кроме контроля за выработкой нефтяных запасов подгазовых залежей крайне актуален вопрос финансово и технологически эффективного использования попутного нефтяного газа. Подбор технологий, позволяющих одновременно увеличить нефтеотдачу пласта и обеспечить проектную утилизацию попутного нефтяного газа, на сегодняшний день является одним из приоритетных направлений для нефтегазовых компаний.

В работе выполнен обзор газовых и газовой-химических методов увеличения нефтеотдачи, проведена оценка потенциальной эффективности методов для условий Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, нефтяная оторочка, закачка газа, смешивающее вытеснение, утилизация газа, поддержание пластового давления

Для цитирования: Войводяну, А. В. Современные подходы к увеличению нефтеотдачи нефтяных оторочек / А. В. Войводяну. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-5-62-73 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 5. – С. 62–73. – EDN: ECIVPM

Modern approaches to increasing the oil recovery of oil rims

Artem V. Voivodeanu

Gazpromneft-Yamal LLC, Tyumen, Russia
Voyvodyanu.AV@gazprom-neft.ru

Abstract. Developing fields with a large gas cap and a volumetric oil rim requires continuous improvement of oil displacement technologies. This necessity arises from the heterogeneity of reservoir properties and, in some cases, unfavorable phase mobility ratios within the reservoir. Without timely adjustments in reservoir management strategies, there is a considerable risk of reduced sweep efficiency and displacement, which can lead to failure to achieve the design levels of inventory production.

In addition to managing oil recovery in gas-supported reservoirs, the effective financial and technological utilization of associated petroleum gas is also critical. Choosing technologies that simultaneously increase oil recovery and ensure the planned use of APG is currently a priority for oil and gas companies.

This paper reviews gas and gas-chemical methods for enhancing oil recovery and assesses the potential effectiveness of these methods in the context of the Novoportovsky oil and gas condensate field.

Keywords: enhanced oil recovery methods, oil rim, gas injection, mixing displacement, gas utilization, reservoir pressure maintenance

For citation: Voivodeanu, A. V. (2025). Modern approaches to increasing the oil recovery of oil fringe. Oil and Gas Studies, (5), pp. 62-73. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-5-62-73

Введение

Для увеличения эффективности разработки нефтяных оторочек существуют различные агенты нагнетания, такие как закачка воды, закачка газа (азот, углеводородный газ), закачка водных растворов полимера, водогазовое воздействие, закачка растворителей (газоконденсат, ШФЛУ), применение пенных систем и так далее [1].

Для условий Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) одной из ключевых задач на текущий момент является эффективное использование попутного нефтяного газа и поддержание добычи жидких углеводородов, что позволяет рассматривать использование газа как наиболее перспективного агента вытеснения.

Методы увеличения нефтеотдачи (МУН) с использованием газа в качестве агента вытеснения можно условно разделить на две группы: газовые и комбинированные (рис. 1).

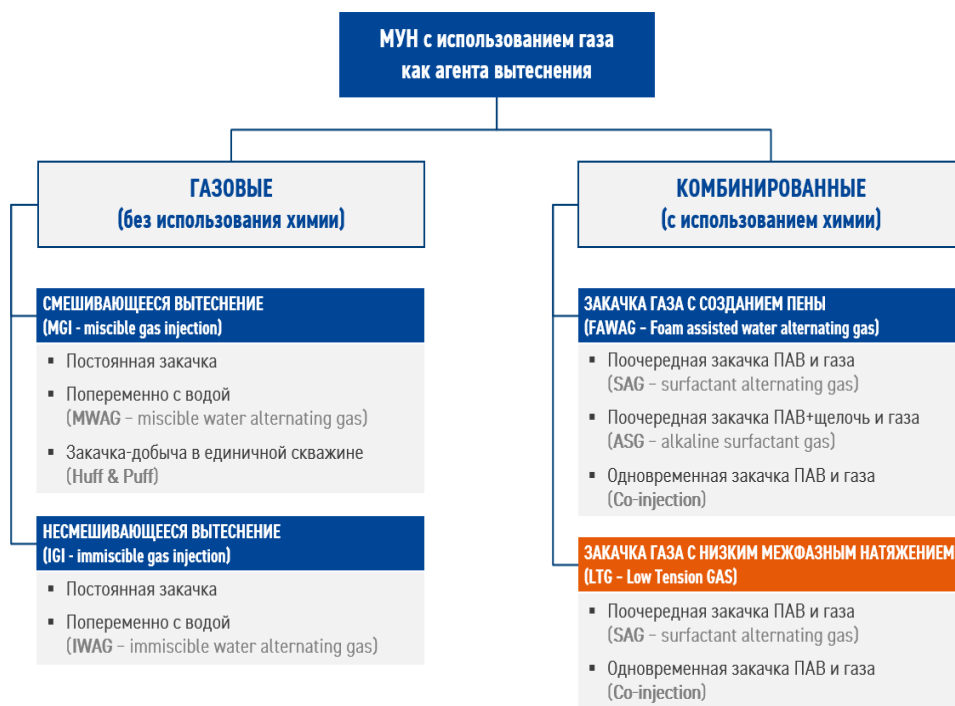


Рис. 1. Основные МУН с использованием газа как агента вытеснения

В целях установления применимости технологий газовых МУН для условий Новопортовского НГКМ выполнен обзор опыта применения подобных методов.

Обзор МУН с использованием газа как агента вытеснения

Газовые методы

Основными технологиями МУН при использовании газа в качестве рабочего агента являются смешивающее вытеснение (СВ, MGI), водогазовое воздействие (WAG), циклическая закачка / запуск в работу (Huff & Puff) (рис. 2).



Рис. 2. Газовые методы МУН

Закачка газа в нефтяной пласт в смешивающемся режиме — более эффективный метод, чем несмешивающееся вытеснение, и возможна при условии, что пластовое давление выше минимального давления смешиваемости для данного состава газа. Основными механизмами увеличения нефтеотдачи при СВ служат повышение пластового давления и увеличение Квыт в сравнении с методами закачки воды за счет вовлечения в процесс вытеснения более мелких поровых каналов.

Закачка газа в нефтяной пласт в смешивающемся режиме позволяет мобилизовать остаточные запасы за счет снижения межфазного натяжения между газом и нефтью, увеличения объема (набухание) и снижения вязкости нефти. В мире реализовано множество проектов по внедрению смешивающегося вытеснения, большинство из которых относятся к месторождениям США и Канады, где применение этой технологии показало прирост коэффициента извлечения нефти в среднем на уровне 5–15 % по сравнению с традиционными методами.

Для контроля мобильности агента вытеснения в условиях высокой неоднородности коллекторских свойств применяется технология водогазового воздействия (WAG). Закачка газа чередуется с прокачкой воды, что позволя-

ет за счет эффекта гистерезиса, при смене циклов дренаж — пропитка увеличить коэффициент охвата и стабилизировать фронт вытеснения.

Одним из вариантов реализации технологии водогазового воздействия является циклическая закачка агента смешения в единичные скважины с их последующим запуском в добычу (Huff & Puff). Этот подход позволяет получить эффект в более короткий срок в сравнении с площадной закачкой, где время достижения эффекта зависит от скорости продвижения фронта вытеснения от нагнетательных скважин к добывающим, что может сильно сказаться на экономической привлекательности метода для низкопроницаемых пластов и месторождений с неплотной сеткой расположения скважин. Особенность этого метода заключается в низком охвате запасов из-за ограниченных объемов воздействия и малом влиянии на коэффициент полезного использования газа.

В целом, закачка газов, обладающих низкой вязкостью и, как следствие, высокой подвижностью, приводит к неравномерности фронта вытеснения вследствие опережающей фильтрации газа по высокопроницаемым каналам. Для стабилизации фронта вытеснения при закачке газа применяются комбинированные методы (создание пены для снижения вязкости).

Комбинированные методы

Закачка газа с созданием пены используется для увеличения эффективности охвата и преодоления макроскопических нестабильностей вытеснения. Благодаря более высокой кажущейся вязкости пены по сравнению с углеводородными газами ее использование может снизить риски образования каналов, вязких пальцев и гравитационной сегрегации, которые обычно встречаются в неоднородных коллекторах. Значительное снижение подвижности газа может эффективно поддерживать стабильный фронт вытеснения и, следовательно, повышать эффективность закачки газа и нефтеотдачи по сравнению с исключительно газо-водяными методами.

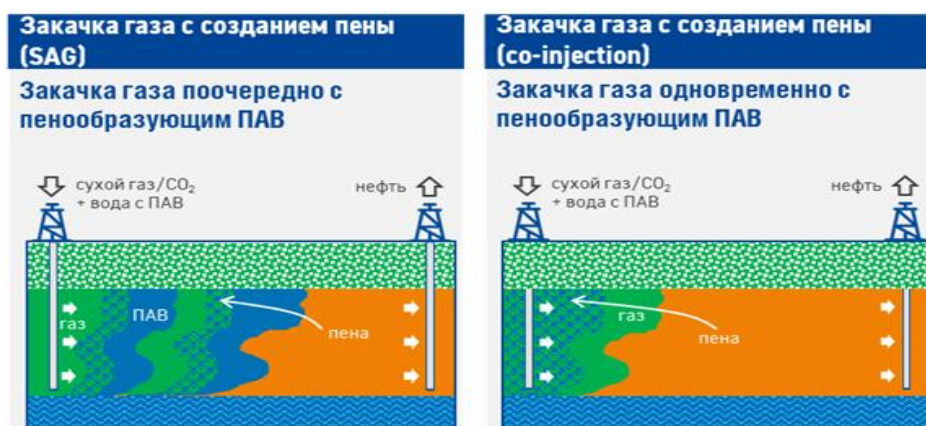


Рис. 3. Комбинирование методы газовых МУН

Существует несколько схем создания пены, применяемых на месторождениях: закачка предварительно сформированной пены (preformed foam), поочередная закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ) и газа (surfactant alternating gas — SAG), совместная закачка пены (co-injection) (рис. 3).

Предварительно сформированная пена (preformed foam) создается на поверхности с помощью пеногенератора либо специальных вспенивающих устройств (тройников, эжекторов) и подается в скважину в уже стабильном виде.

Пена при совместной закачке раствора ПАВ и газа (co-injection) образуется во время нисходящего потока по насосно-компрессорным трубам, в перфорациях перед входом в пласт, а также непосредственно в пласте. Пены, полученные путем одновременной закачки ПАВ и газа либо подготовленные на поверхности, обладают наиболее высокой вязкостью и стабильностью, что может привести к чрезмерно высоким коэффициентам снижения подвижности и, как следствие, снижению приемистости нагнетательной скважины.

Третья схема пенообразования предполагает попеременную закачку раствора ПАВ и газа. Пена при таком сценарии образуется в пласте во время дренирования раствора ПАВ газом, что снижает подвижность газа, тем самым повышая эффективность вытеснения. SAG по принципу действия аналогичен WAG (вода — попеременно — газ). Коэффициент сопротивления пены при SAG контролируется за счет подбора размера и соотношения оторочек, а также расхода закачек, что позволяет исключить риск полной блокировки пористой среды и дает преимущества перед другими методами. Также SAG помогает снизить коррозию за счет уменьшения контакта между газом и водой в нагнетательных установках.

При выборе стратегии размещения пены (SAG, совместная закачка или предварительно сформированная пена) решающее значение имеют три критерия: пластовое давление, проницаемость и ожидаемая продолжительность закачки ПАВ (рис. 4).

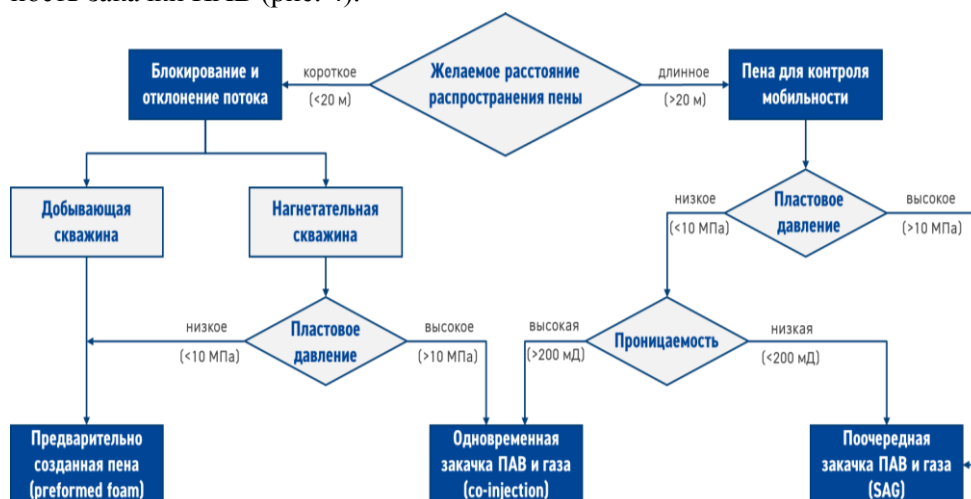


Рис. 4. Блок-схема выбора технологии для смешивающего вытеснения

Совместная закачка пены эффективна при низком давлении и высокой проницаемости и может быть использована для длительной закачки. Закачка SAG при средней или даже низкой концентрации ПАВ может применяться в коллекторах с высоким давлением и низкой проницаемостью.

Обоснование технологии газовых МУН для Новопортовского месторождения

Новопортовское месторождение расположено в регионе с малоразвитой инфраструктурой на полуострове Ямал. Пласты характеризуются сложным геологическим строением — краевые оторочки шириной от 500 м до 1,5 км, постилающиеся водой и ограниченные газовой шапкой. В пяти объектах разработки сосредоточены 90 % запасов нефти. Нефтеносные коллекторы сложены из терригенных пород с проницаемостью по ГИС, лежащей в диапазоне 30–100 мД, и нефтью плотностью 842–859 кг/м³, вязкостью 0,6–1,2 сПз. Начальное пластовое давление составляет 18,1–20 МПа. Минерализация пластовой воды в среднем 15 г/л.

В настоящий момент месторождение находится на стадии стабилизации пиковой добычи. Для поддержания пластового давления на месторождении с 2017 года организована обратная закачка газа в газовую шапку [2]. Тем не менее обратная закачка газа не позволяет обеспечить достижение проектного коэффициента извлечения нефти (КИН). Для увеличения выработки запасов на Новопортовском месторождении рассматриваются технологии газовых МУН.

Добычаемый на месторождении газ сухой и содержит порядка 94 % метана. Условия смесимости для Новопортовского НГКМ достигаются при 63–70 % метана, что обуславливает необходимость его предварительного ожирнения, перед закачкой в нефтяную оторочку для достижения смешения. Система подготовки на месторождении позволяет это сделать за счет обогащения газа легкими углеводородными компонентами, улавливаемыми в установке стабилизации конденсата, с последующим их впрыскиванием в газовый поток. Однако объем извлекаемой широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) весьма ограничен, что на текущий момент делает опцию смешивающегося вытеснения маломасштабируемой.

Как следует из обзора технологий, применение комбинированных газозо-химических методов может повысить эффективность использования газа относительно его обратной закачки в газовую шапку и при этом обеспечить прирост добычи нефти без дополнительного ожирнения газа. Для рассмотрения была выбрана технология Low Tension Gas, которая сочетает в себе положительные эффекты по повышению контроля мобильности агента вытеснения (по аналогии с FAWAG), а также увеличению коэффициента вытеснения нефти (по аналогии с ASG).

Технология Low Tension Gas (LTG)

Технологический эффект при реализации LTG достигается за счет таких факторов, как: уменьшение межфазного натяжения между нефтью и водой с помощью закачки оптимизированной рецептуры ПАВ и достижение оптимального контроля подвижности между вытесняемой и вытесняющей фазами при генерации пены в пласте.

Межфазное насыщение (МФН) между нефтью и водой снижается до сверхнизких значений (10 дин/см) путем создания в пласте микроэмульсионной среды с помощью закачки нефтеотмывающего состава ПАВ. Газ (азот, углеводородные газы или CO_2) закачивается поочередно с раствором пенообразующего ПАВ (рис. 5) для создания в пласте пены, которая уменьшает коэффициент подвижности между вытесняемой и вытесняющей фазами.

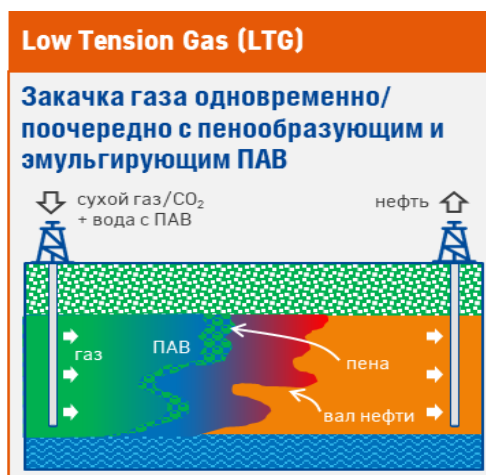


Рис. 5. Схема технологии LTG

В настоящий момент технология LTG не имеет примера масштабной реализации в реальных условиях, но с 2016 года проведено множество лабораторных работ, показывающих оптимистичные результаты по дополнительному извлечению нефти, в том числе в сравнении с технологией смешивающего вытеснения MGI (рис. 6).

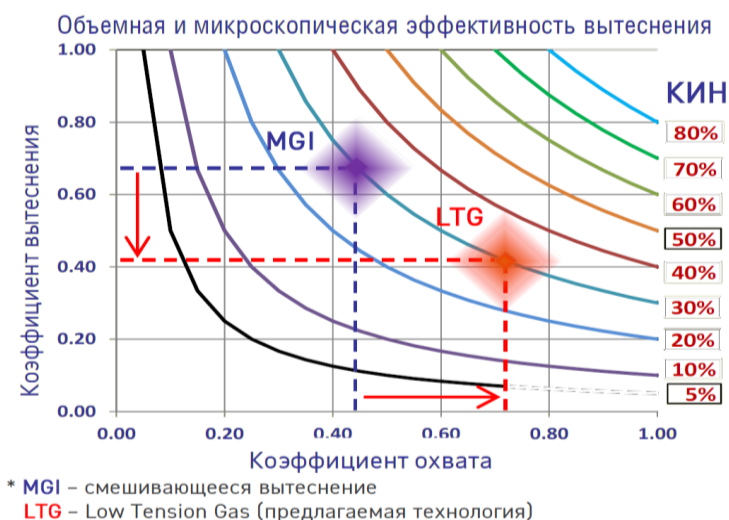


Рис. 6. Эффективность технологии LTG в сравнении с MGI

В одном из трудов [3] изучалось влияние таких параметров закачки, как концентрация ПАВ, доля закачиваемого газа (качество пены), состав и соленость закачиваемых вод на нефтеотдачу и стабильность пены и, следовательно, контроль подвижности (между вытесняющей фазой и нефтью). Результаты показали, что извлечение нефти может достигать более 80 % ROIP (остаточная нефть). По результатам лабораторных испытаний технология LTG при совместном использовании с технологией обратной закачки газа в газовые шапки оторочки способствует повышению итогового коэффициента извлечения нефти на Новопортовском НГКМ с 25 до 30 % в абсолютных значениях, что составляет около 25 млн т дополнительной добычи нефти (рис. 7).

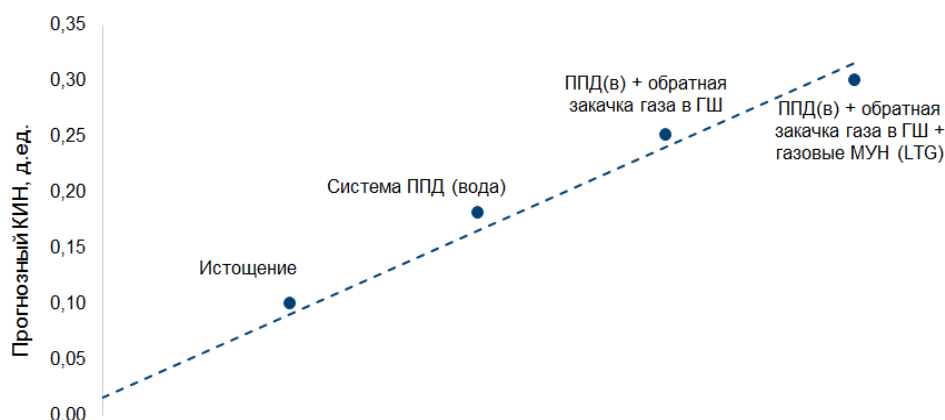


Рис. 7. Прогнозный КИН Новопортовского месторождения в зависимости от технологии повышения эффективности выработки запасов

Комплексный подход к увеличению эффективности разработки

В настоящий момент на Новопортовском месторождении реализуется поддержание пластового давления закачкой воды и обратной закачкой газа в газовую шапку. Для достижения целевых параметров КИН, с учетом необходимости увеличения нефтеотдачи, ведется подготовка к проведению в водонагнетательных скважинах опытно-промышленных работ по технологиям химических методов увеличения нефтеотдачи, таких как полимерное заводнение, ПАВ-полимерное заводнение, а также к реализации методов с использованием газа в качестве агента как смешивающее вытеснение и LTG.

Для определения стратегии разработки актива с пластами отороченного типа предлагается рассматривать комплексный подход и комбинированный эффект от всех типов закачки. Стратегией выбора оптимального сценария увеличения эффективности разработки Новопортовского НГКМ является последовательное проведение опытно-промышленных работ для выбора наиболее перспективной и доступной к тиражированию технологии (рис. 8).



Рис. 8. Стратегия увеличения эффективности разработки Новопортовского месторождения

Для определения оптимального варианта разработки необходимо учитывать как технологическую эффективность МУН, так и экономическую. Существует прямая зависимость между эффективностью технологии и стоимостью ее реализации. При определенных условиях [4] эффект от реализации технологий МУН с применением газовых агентов, несмотря на высокую стоимость проведения операций, предпочтителен по экономической оценке (рис. 9).

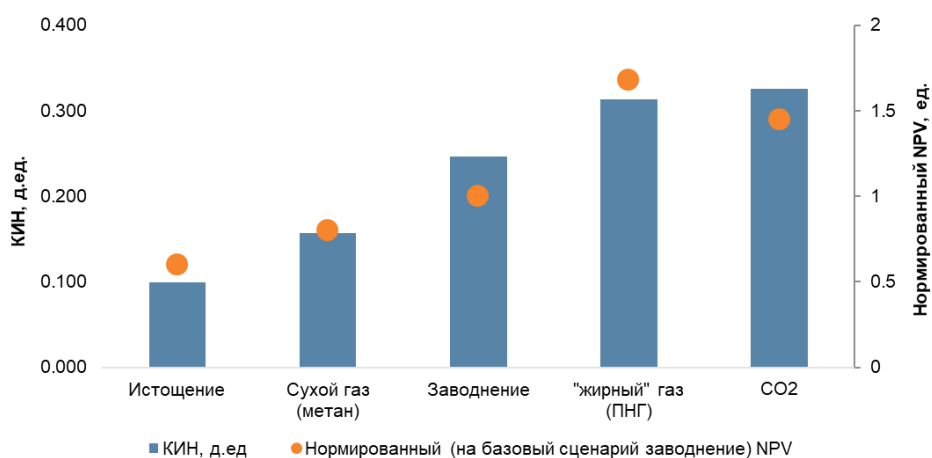


Рис. 9. Эффективность проведения МУН

Тем не менее, оценку экономической эффективности газовых МУН необходимо проводить для каждого индивидуального сценария разработки месторождений. Общие же условия применимости газовых МУН к разработке нефтяных оторочек представлены в таблице.

Условия применимости газовых МУН

Технологии газовых МУН	Тип коллектора	Глубина залегания, м	Проницаемость, мД	Нефтенасыщенность, д. ед.	Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа·с/сП	Пласт. / нач. пласт. температура, °С	Наличие сваб. газа (газовой шапки)	Наличие трещин	Пористость, %	Плотность пласт. нефти, г/см³
Закачка УВ газа в смешивающемся режиме (MGI)	Терр., карб.	≥ 600	≤ 3000	≥ 0,4	≤ 20	≤ 110	Отсутствие в районе проведения	Отсутствие	≥ 4	≤ 0,88
Закачка УВ газа в несмешивающемся режиме (IGI)	Терр.	1800– 2200	≤ 1000	≥ 0,75	≤ 4	≤ 82	Отсутствие в районе проведения	Отсутствие	≥ 5	≤ 0,922
Водгазовое воздействие (WAG)	Терр., карб.		20–800	≥ 0,4	≤ 30			Отсутствие	≤ 35	
Водгазовое воздействие с пеной (FAWAG)	Терр., карб.		4–800	≥ 0,4	≤ 100	≤ 100			≤ 35	
Закачка газа с низким межфазным натяжением (LTG)	Терр., карб.			≥ 0,4	≤ 100		Отсутствие в районе проведения	Отсутствие	≤ 35	
Закачка CO ₂ в смешивающемся режиме	Терр., карб.	≥ 450	0,1–4000	≥ 0,25	≤ 35	≤ 140	Отсутствие в районе проведения	Отсутствие	≥ 3	≤ 0,928
Закачка CO ₂ в несмешивающемся режиме	Терр., карб.	≥ 120	10–1000	≥ 0,3	≤ 660	≤ 110	Отсутствие в районе проведения	Отсутствие	≥ 17	≤ 0,993
Закачка N ₂	Терр., карб.	≥ 400	≤ 2800	≥ 0,4	1–30	≤ 125	Отсутствие в районе проведения	Отсутствие	≥ 4	≤ 0,910
Водгазовое воздействие	Терр., карб.		20–800	≥ 0,4	≤ 30			Отсутствие	≤ 35	
Водгазовое воздействие с пеной	Терр., карб.		4–800	≥ 0,4	≤ 100	≤ 100			≤ 35	

Выводы

В работе описана актуальность проблемы выбора оптимальной стратегии разработки нефтяных оторочек при условии необходимости увеличения объемов использования попутного нефтяного газа.

Описаны существующие технологии увеличения нефтеотдачи пласта с применением газа в качестве агента вытеснения.

Для условий Новопортовского НГКМ наиболее перспективной технологией увеличения КИН выступают газовые МУН совместно с поддержанием пластового давления закачкой воды и обратной закачкой газа в ГШ

Приведены условия применимости газовых МУН в зависимости от характеристик месторождения.

Список источников

1. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботуобинской залежи Чаяндынского НГКМ) / С. В. Буркова, Д. В. Изюмченко, И. И. Минаков [и др.]. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2013. – № 5 (16). – С. 124–133.
2. Обоснование объекта для обратной закачки попутного нефтяного газа на примере месторождения группы компаний «Газпром нефть» / А. В. Войводяну, В. В. Иликбаев, В. В. Вирт, А. С. Виноградов / DOI 10.51890/2587-7399-2024-9-3-129-134. – Текст : непосредственный // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2024. – Т. 9, № 3. – С. 129–134.
3. Low Tension Gas Flooding as a Novel EOR Method: An Experimental and Theoretical Investigation / S. Jong, N. M. Nguyen, C. M. Eberle [et al.]. – Text : direct. – SPE-179559-MS
4. Оценка применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи для освоения трудноизвлекаемых запасов объектов-аналогов ачимовских отложений / А. В. Кобяшев, В. Н. Архипов, В. А. Захаренко [и др.]. – DOI 10.24412/2076-6785-2023-1-46-53. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – № 1(94). – С. 46–53.

References

1. Burakova, S. V., Izyumchenko, D. V., Minakov, I. I., Istomin, V. A., & Kumeyko, E. L. (2013). Problemy osvoeniya tonkikh neftyanykh otorochek gazokondensatnykh zalezhey Vostochnoy Sibiri (na primere botuobinskoy zalezhi Chayandinskogo NGKM). Vesti gazovoy nauki, (5(16)), pp. 124-133. (In Russian).
2. 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. Professionally about Oil, 9(3), pp. 129-134. (In Russian). DOI: 10.51890/2587-7399-2024-9-3-129-134
3. Jong, S., Nguyen, N. M., Eberle, C. M., Nghiem, L. X., & Nguyen, Q. P. (2016). Low tension gas flooding as a novel EOR method: an experimental and theoretical investigation. In SPE Improved Oil Recovery Conference (pp. SPE-179559). (In English).

4. Kobyashev, A. V., Arkhipov, V. N., Zakharenko, V. A., Dubrovin, A. V., & Starikov, M. A. (2023). Evaluation of the applicability of gas methods of enhanced oil recovery for the development of tight oil of fields-analogues of the achimov formation. Exposition Oil Gas, 1(94), pp. 46-53. (In Russian). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-46-53.

Информация об авторе / Information about the author

Войводяну Артем Васильевич, **Artem V. Voivodeanu,** General
генеральный директор, ООО «Газпром-нефть-Ямал», г. Тюмень, Voivodyanu.AV@gazprom-neft.ru
Manager, Gazpromneft-Yamal LLC, Tyume, Voivodyanu.AV@gazprom-neft.ru

Статья поступила в редакцию 18.04.2025; одобрена после рецензирования 05.05.2025; принята к публикации 05.06.2025.

The article was submitted 18.04.2025; approved after reviewing 05.05.2025; accepted for publication 05.06.2025.