

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 02.09.2025 г.

Принята к публикации 10.11.2025 г.

EDN: TRPZFI

УДК 622.276:004.94(571.121)

Пустовой Д.А., Хафизов С.Ф.

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина), Москва, Россия, pustovoy.da@mail.ru, khafizov@gubkin.ru

ОЦЕНКА ДОЛГОСРОЧНЫХ ПЕРСПЕКТИВ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЯМАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИМИТАЦИОННОГО ПОДХОДА

Представлена модель сценарного прогнозирования добычи нефти и природного газа в Ямальской нефтегазоносной области на период до 2050 г. Методология основана на интеграции данных по действующим месторождениям и имитационном моделировании вовлечения ресурсов в разработку. Для действующих объектов использованы фактические профили добычи, полученные из проектно-технической документации. Для неоткрытых месторождений построены типовые профили разработки на основе нормализованных исторических данных. Расчеты выполнены для трех сценариев, отражающих различные варианты темпов ввода новых объектов. Полученные результаты показывают, что без активного вовлечения новых ресурсов добыча нефти и газа в регионе начнет снижаться уже в 2030-х гг. В то же время, даже умеренное расширение геологоразведочных работ позволяет сгладить траекторию падения и сохранить высокие уровни добычи до середины XXI века. Представленная модель может быть использована при разработке стратегий освоения ресурсной базы Арктической зоны и планировании геологоразведочной деятельности.

Ключевые слова: *прогноз добычи углеводородов, профили разработки месторождений, имитационное моделирование, Ямальская нефтегазоносная область.*

Для цитирования: Пустовой Д.А., Хафизов С.Ф. Оценка долгосрочных перспектив добычи углеводородов в Ямальской нефтегазоносной области с использованием имитационного подхода // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2025. - Т.20. - №4. - https://www.ngtp.ru/rub/2025/42_2025.html EDN: TRPZFI

Введение

Формирование достоверных долгосрочных прогнозов добычи нефти и газа является ключевым элементом стратегического планирования в топливно-энергетическом комплексе. Эти прогнозы лежат в основе разработки инвестиционных программ, оценки устойчивости ресурсной базы, планирования инфраструктурного развития и выработки государственной политики в области энергетики и недропользования. Особенно актуален такой подход для регионов с высокой ресурсной значимостью и одновременно с повышенной степенью геолого-экономической неопределенности, к числу которых относится Ямальская нефтегазоносная область (НГО).

Ямальская НГО представляет собой один из крупнейших центров добычи углеводородов России, обладая значительными запасами природного газа, газового конденсата и нефти. При

этом большая часть действующих производственных мощностей региона сосредоточена на зрелых активах, ресурсная отдача которых в перспективе будет снижаться. В то же время значительная часть прогнозных ресурсов полуострова Ямал связана с малоизученными или пока неразведанными структурами, для которых отсутствуют детальные проектные решения и производственные параметры. Это создает необходимость в разработке моделей, способных интегрировать существующую информацию с вероятностными оценками перспектив освоения новых объектов.

В данных условиях особую ценность приобретает подход, основанный на совмещении данных реальных месторождений (запасы $A+B_1+B_2+C_1+C_2$) с моделированием профилей добычи потенциальных объектов, включая подготовленные структуры (категория ресурсов D_0) и еще неоткрытые объекты (ресурсы категорий $D_{л}+D_1+D_2$). Такой подход позволяет оценить диапазон возможных траекторий развития добычи, выявить лимитирующие факторы, а также задать рамки для планирования геологоразведочных мероприятий и инвестиционной активности.

Проведенное исследование заключается в построении сценарного прогноза добычи нефти и газа в Ямальской НГО до 2050 г. с использованием типовых профилей разработки и имитационного распределения ресурсов. Предлагаемая модель учитывает специфику ресурсной базы региона и может служить инструментом для обоснования управленческих решений как на уровне компаний, так и в рамках государственной ресурсной политики.

Объект исследования

Объектом исследования является Ямальская НГО - один из крупнейших и стратегически значимых регионов нефтегазодобычи Российской Федерации. Ямальская НГО входит в состав Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и характеризуется исключительно высоким минерально-сырьевым потенциалом: здесь сосредоточено около 43% запасов природного газа, 41% газового конденсата и 1,3% запасов нефти от общего объема разведанных и разрабатываемых месторождений региона.

Углеводородные ресурсы полуострова Ямал формируют основу топливно-энергетического комплекса страны, особенно в части газовой составляющей. Анализом ресурсной базы региона занимались многие ученые России [Конторович и др., 2010; Лобусев и др., 2020; Гумерова и др., 2023; Брехунцов, Нестеров, Грамматчикова, 2023; Щеголькова, 2024; Скоробогатова, 2023]. При этом добыча и освоение ресурсной базы региона осуществляется в крайне сложных природно-климатических условиях Арктической зоны, что требует постоянного внедрения передовых технологий бурения, обустройства и транспортировки. Современное развитие Ямальской НГО сочетает активную эксплуатацию

крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений, таких как Бованенковское, Харасавэйское, Тамбейское, Крузенштернское и другие, с наращиванием геологоразведочных работ в слабоизученных и труднодоступных районах.

Газовая часть ресурсной базы отличается высокой степенью концентрации: семь ведущих месторождений аккумулируют около 85% всех запасов газа региона, что предопределяет ключевые направления развития добычи на ближайшие десятилетия. Ресурсы категорий D0, Дл, D1 и D2 природного газа Ямала составляют 27,8 млрд. т у. е.

Нефтяной потенциал Ямальской НГО, несмотря на сравнительно скромные объемы, также представляет стратегический интерес. Запасы девяти нефтяных месторождений имеют совокупный объем 276,0 млн. т у. е., из которых около 66% составляют запасы категорий A+B1+C1. Ресурсы категорий D0, Дл, D1 и D2 нефти в Ямале составляют порядка 2,1 млрд. т у. е.

Методы

Прогноз добычи углеводородов в Ямальской НГО до 2050 г. базируется на интеграции фактических данных по действующим месторождениям и имитационном моделировании освоения еще неоткрытых объектов. Методология включает последовательность аналитических и расчетных этапов, позволяющих учесть как подтвержденную ресурсную базу, так и вероятность реализации геологоразведочных проектов. Данное исследование проведено в пять этапов.

1 этап. Построение профилей добычи для действующих месторождений. Для оценки будущих объемов добычи по уже открытым объектам использовались фактические профили из проектно-технической документации (ПТД) месторождений Ямальской НГО, обобщенной в рамках сводных таблиц, подготовленных ФГБУ «ВНИГНИ» в 2024 г. Эти профили включают детализированную информацию о начальных извлекаемых запасах (НИЗ), годовой добыче, а также сроках ввода объектов в эксплуатацию. Данные сгруппированы по видам полезных ископаемых (нефть, газ, газовый конденсат) и нормированы по объему извлекаемых запасов. Для обеспечения конфиденциальности данных добычи по месторождениям их названия заменены на буквенные обозначения.

2 этап. Формирование типовых профилей для потенциальных объектов. Для прогнозирования добычи по еще не открытым месторождениям реализована процедура построения усредненных (типовых) профилей добычи от НИЗ. На первом этапе производился анализ временных рядов добычи по действующим месторождениям НГО с различными масштабами НИЗ. Все кривые нормировались по НИЗ, что позволило выделить устойчивые закономерности динамики разработки.

Затем для каждой группы месторождений, классифицированных по величине НИЗ, определен усредненный профиль, отражающий среднюю траекторию добычи в относительных координатах «доля извлечения - время эксплуатации». Эти профили использовались в качестве базовых шаблонов для моделирования добычи по потенциальным объектам.

3 этап. Расчет условных НИЗ по подготовленным структурам и объектам ресурсов Дл, D1 и D2. Для включения в расчет подготовленных и перспективных, но еще не открытых объектов, использовалась информация по структурам с оцененными начальными извлекаемыми ресурсами (НИР), классифицированными по категориям D0, D1, D2 и Дл.

Согласно установленным приказами Министерства природных ресурсов и экологии РФ и Федерального агентства по недропользованию (Роснедра) методическим рекомендациям¹, применялись следующие коэффициенты:

Коэффициент подтверждаемости открытия месторождений:

- 0,2 - для структур с подготовленными ресурсами категории D0;
- 0,1 - для менее подготовленных ресурсов (категории D1, D2, Дл);

Коэффициент перевода ресурсов в запасы:

- 0,65 - для расчета условных запасов категорий A+B1+C1.

Таким образом, для каждой структуры рассчитывались условные значения НИЗ, пригодные для последующего применения типовых профилей добычи.

4 этап. Имитационное моделирование открытия месторождений. На следующем этапе применялись вероятностные методы моделирования. Для каждой структуры сгенерировались возможные сценарии подтверждения или неподтверждения открытия месторождения. Генерация проводилась с учетом коэффициентов вероятности (0,2 и 0,1 соответственно). Только для тех объектов, которые в рамках симуляции «подтверждались», строились индивидуальные профили добычи на основе соответствующих усредненных кривых.

Сценарное моделирование предусматривало различный темп вовлечения объектов в разработку:

1. оптимистический сценарий - ввод новых объектов каждые 2 года;
2. базовый сценарий - ввод с периодичностью 4 года;
3. пессимистический сценарий - раз в 6 лет.

Подобное разграничение применялось как к ресурсам подготовленных структур, так и к

¹ Постановление Правительства РФ от 28.12.2021 г. N 2498 (ред. от 14.02.2024 г.) «Об определении размера разовых платежей за пользование недрами на участках недр, которые предоставляются в пользование без проведения аукционов» (вместе с «Правилами определения размера разовых платежей за пользование недрами на участках недр, которые предоставляются в пользование без проведения аукционов») (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2024 г.).

прочим ресурсам.

5 этап. Агрегация и расчет суммарных профилей. На заключительном этапе выполнялось суммирование индивидуальных профилей добычи по всем условно «подтвержденным» объектам для каждого сценария развития. В результате получались интегральные траектории добычи нефти, газа и газового конденсата в Ямальской НГО на период до 2050 г.

Результаты

На первом этапе исследования проведен анализ динамики добычи природного газа по крупнейшим месторождениям Ямальской НГО. Согласно построенному суммарному профилю (рис. 1), объем газодобычи в регионе демонстрирует устойчивый рост в период с 2024 по 2032 гг., достигая пикового значения порядка 268,3 млн. т у. е. Рост обеспечивается преимущественно за счет стабилизации и расширения эксплуатации таких месторождений, как А, Б и В. Особенно заметен вклад месторождения Б, чья добыча значительно увеличивается после 2026 г., а также постепенное наращивание добычи на месторождениях Г и Д.

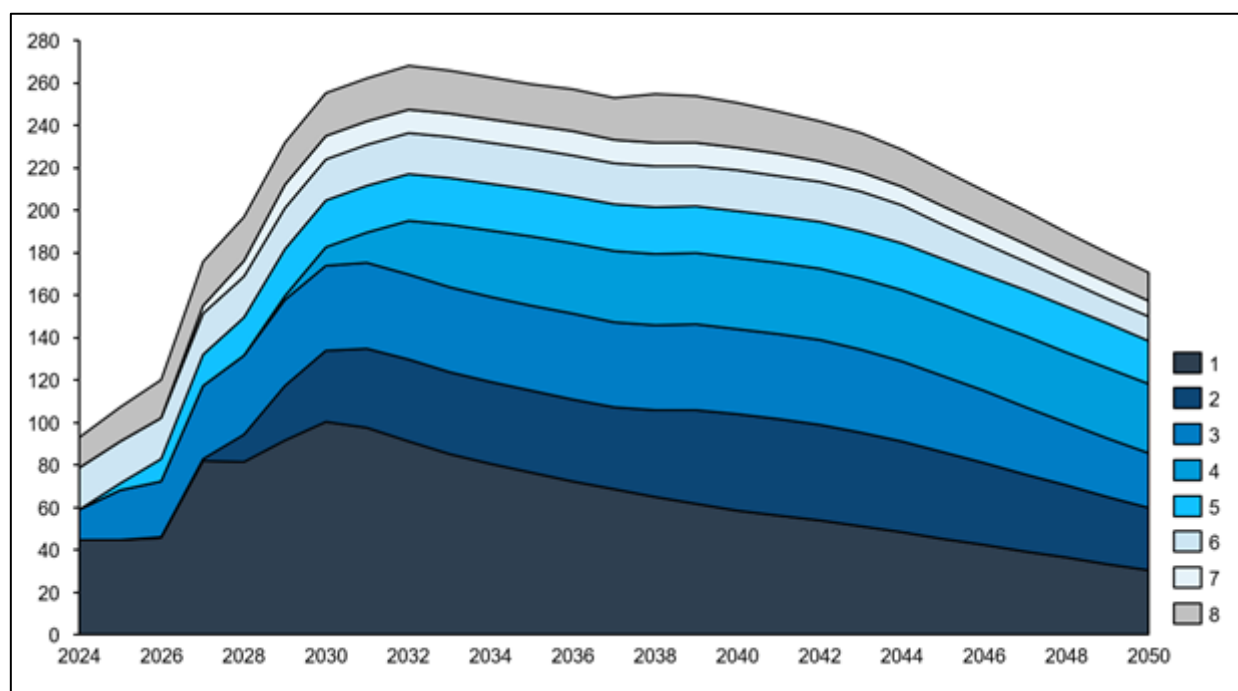


Рис. 1. Профиль добычи природного газа Ямальской нефтегазоносной области из открытых месторождений, млн. т у. е.

*Месторождения: 1 - А, 2 - В, 3 - Б, 4 - Г, 5 - Д, 6 - месторождение Е, 7 - Ж, 8 - прочие.
Данный и последующие графики построены с использованием материалов ФГБУ «ВНИГНИ».*

С 2030-х гг. начинается фаза стабильной полки, на которой добыча удерживается до

середины 2030-х гг., после чего наблюдается плавный спад, связанный с естественным истощением запасов и снижением дебитов скважин. Тем не менее, даже к 2050 г. сохраняется значительный уровень добычи - более 170 млн. т у. е./год, что подтверждает устойчивый потенциал действующих активов. Значительная доля добычи (около 85% в пиковой точке) сосредоточена на семи крупнейших месторождениях, включая А, Б, В и Е.

Профиль добычи нефти (рис. 2) демонстрирует иную динамику. С 2027 г. наблюдается спад, связанный с постепенным истощением основного нефтяного актива - месторождения К. После достижения локального максимума в 2026 г. (около 7,6 млн. т у. е.) добыча начинает снижаться и к 2036 г. стабилизируется на уровне ниже 4,5 млн. т. у. е. в год.

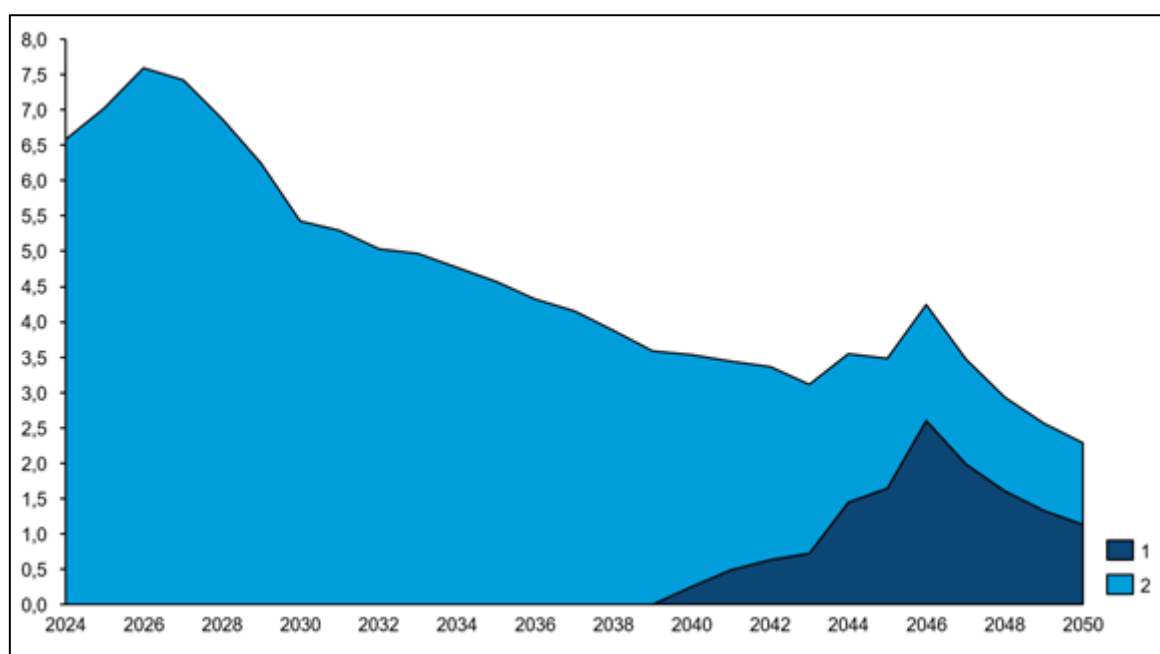


Рис. 2. Профиль добычи нефти Ямальской нефтегазоносной области из открытых месторождений, млн. т у. е.

Месторождения: 1 - В, 2 - К.

Существенные изменения происходят после 2040 г., когда в эксплуатацию последовательно вводятся нефтяные объекты месторождения В, обладающие значительным, но пока частично подтвержденным нефтяным потенциалом. Его вклад становится заметным, начиная с 2042 г. и достигает пика в 2046 г., временно стабилизируя общий уровень добычи в регионе. Однако с 2047 г. и месторождение В вступает в фазу снижения, и суммарная добыча нефти вновь начинает сокращаться.

Таким образом, по данным действующих месторождений уже в первой половине прогнозного периода фиксируется истощение производственного потенциала большинства нефтяных объектов, что подчеркивает необходимость вовлечения в разработку новых структур для компенсации падения добычи.

В рамках второго этапа моделирования выполнен сценарный прогноз добычи газа на основе вовлечения в разработку подготовленных к бурению структур (категория ресурсов D0) и ресурсов категорий Дл, D1 и D2 Ямальной НГО. Для этого применялись ранее построенные усредненные профили разработки и вероятностные допущения подтверждаемости ресурсов, а также различные сценарии темпов освоения.

Анализ прогнозных профилей по подготовленным структурам показал значительный потенциал прироста добычи газа в случае реализации оптимистического сценария. В этом варианте предполагается активное вовлечение подготовленных объектов в разработку с шагом ввода - один объект раз в два года. Согласно расчетам, при таких темпах совокупная добыча по данной категории достигнет пикового значения свыше 36,8 млн. т у. е. в 2036-2038 гг. (рис. 3), после чего начнется постепенное снижение, обусловленное естественным истощением запасов.

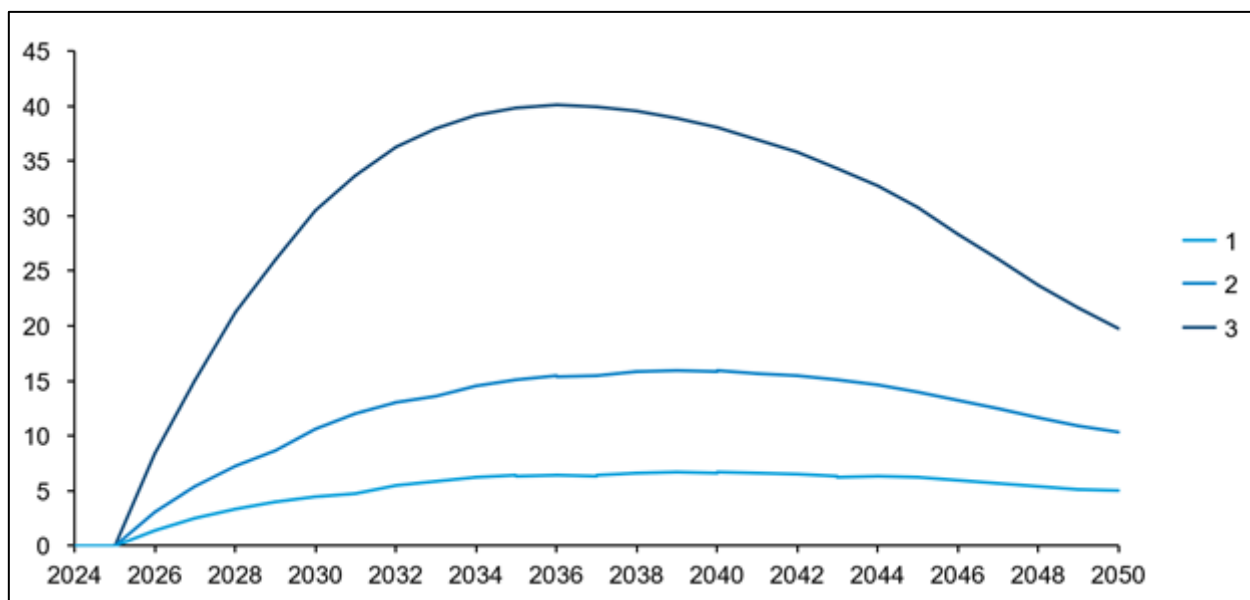


Рис. 3. Прогнозные профили добычи природного газа Ямальной нефтегазоносной области из подготовленных структур (ресурсы D0), млн. т у. е.

Сценарии: 1 - пессимистический, 2 - базовый, 3 - оптимистический.

В базовом сценарии, при более умеренном темпе ввода (одна структура каждые четыре года), объемы добычи стабилизируются на уровне 14-16 млн. т у. е. в период 2032-2040 гг. В пессимистическом сценарии при условии ограниченного финансирования и неблагоприятных внешнеэкономических условий суммарная добыча по подготовленным структурам не превышает 7,4 млн. т у. е./год и демонстрирует раннее плато с последующим снижением.

Таким образом, реализация потенциала подготовленных структур способна внести существенный вклад в стабилизацию и продление газодобычи в Ямальной НГО, особенно в постпиковый период эксплуатации крупнейших месторождений.

Моделирование освоения структур, включающих ресурсы Дл+D1+D2, показывает более сглаженные и отложенные во времени траектории прироста добычи. В оптимистическом сценарии при вероятности открытия 10% и активном вводе новых объектов (один объект раз в два года) прогнозируемый прирост добычи достигает около 29 млн. т у. е. к 2040-2042 гг. (рис. 4). После выхода на пик сохраняется устойчивый уровень добычи в течение 5-7 лет за счет последовательного ввода новых открытий и частичной компенсации снижения по ранее вовлеченным структурам.

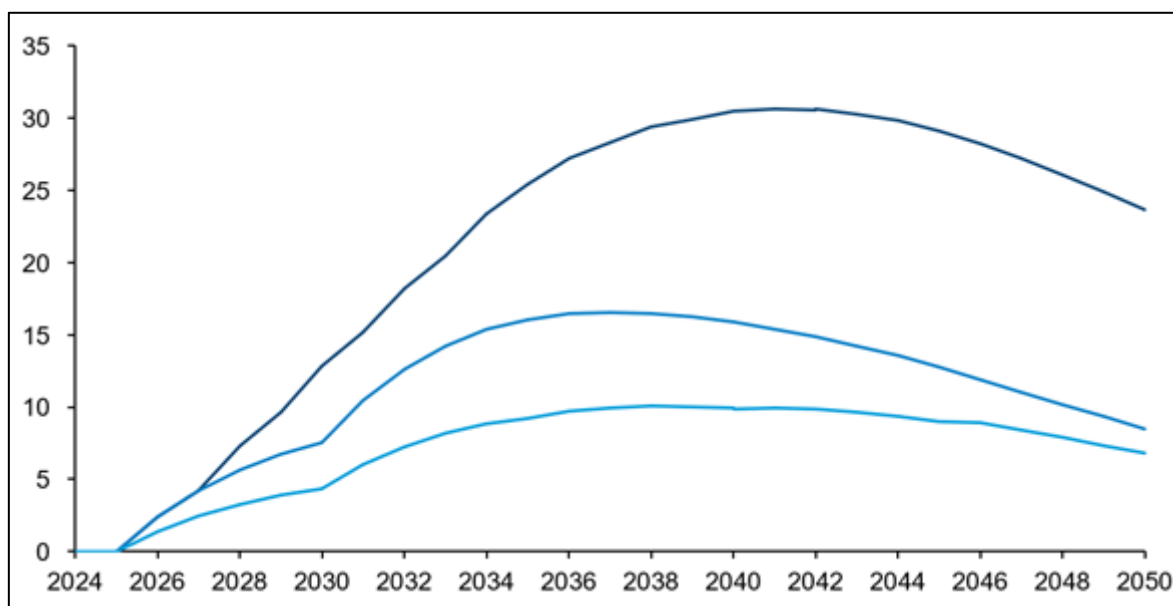


Рис. 4. Прогнозные профили добычи природного газа Ямальской нефтегазоносной области из ресурсов категорий Дл+D1+D2, млн. т у. е.

Усл. обозначения см. на рис. 3.

Базовый сценарий характеризуется более умеренными темпами прироста - с достижением пика около 16 млн. т у. е. в 2036-2042 гг. В пессимистическом сценарии профиль добычи отличается ограниченным масштабом: не превышает 10 млн. т у. е./год с ранним выходом на плато и медленным снижением.

Сравнительный анализ показывает, что суммарный вклад ресурсов этих категорий в будущем может быть сопоставим с текущими производственными уровнями второстепенных месторождений при условии их успешного открытия и подготовки.

На завершающем этапе моделирования сформирован интегральный профиль газодобычи по Ямальской НГО, включающий совокупный вклад трех категорий объектов: действующих (открытых) месторождений, подготовленных структур (категория D0) и ресурсов категорий Дл, D1, D2. Расчеты выполнены для базового сценария развития, отражающего реалистичные допущения по темпам освоения новых объектов, применению коэффициентов подтверждаемости и технологической эффективности.

Согласно полученному прогнозу (рис. 5), уже в краткосрочной перспективе (к 2030 г.) газодобыча в регионе выходит на уровень около 273 млн. т у. е./год. Вклад новых проектов начинает ощущаться с 2029 г. по мере постепенного вовлечения в разработку подготовленных структур.

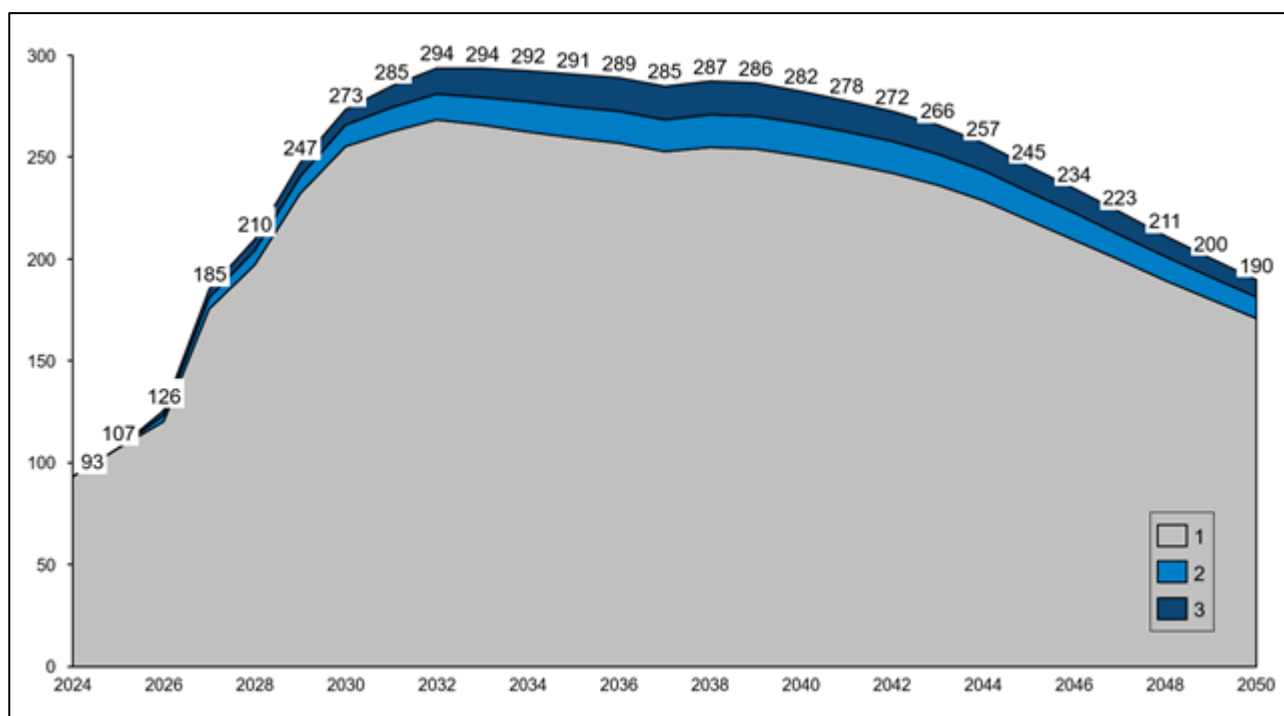


Рис. 5. Интегральный профиль добычи природного газа Ямальской нефтегазоносной области для базового прогноза, млн. т у. е.

1 - открытые месторождения, 2 - подготовленные к бурению структуры (категория ресурсов D0), 3 - ресурсы категорий Dл, D1 и D2.

Максимальное значение добычи газа прогнозируется в 2032-2033 гг. и составляет 400 млн. т у. е., где вклад ресурсов составляет около 26 млн. т у. е./год (или 8,7% от общего объема). С 2037 г. наблюдается максимальное влияние новых объектов в общей структуре добычи, а именно - 11,3%.

Начиная с 2035 г., наблюдается постепенное снижение общей добычи, связанное с исчерпанием наиболее продуктивных интервалов на действующих месторождениях и выходом части скважин на позднюю стадию разработки. Тем не менее, приток газа со структур ресурсов Dл+D1+D2 обеспечивает сглаживание траектории снижения. К 2040 г. объемы добычи сохраняются на уровне 282-286 млн. т у. е./год, а к 2050 г. составляют 190 млн. т у. е. Из них около 18 млн. т у. е. обеспечиваются за счет ранее неосвоенных объектов, что свидетельствует о важности раннего вовлечения таких ресурсов в контур проектного освоения.

Сценарное моделирование добычи нефти по ресурсам подготовленных структур

показывает значительную чувствительность объемов добычи к условиям реализации инвестиционных и геологоразведочных программ.

В оптимистическом сценарии при высокой вероятности вовлечения объектов и коротком цикле освоения нефтедобыча по подготовленным к бурению структурам достигает максимума в 1,19 млн. т у. е./год в 2036-2038 гг. (рис. 6), после чего начинается умеренное снижение. В базовом сценарии темпы прироста ограничены, и плато формируется в диапазоне 0,8-0,85 млн. т у. е./год. В пессимистическом сценарии при ограниченном вводе и низкой доле подтверждений максимальная добыча не превышает 0,34 млн. т у. е./год, с ранним выходом на плато и постепенным снижением к 2050 г.

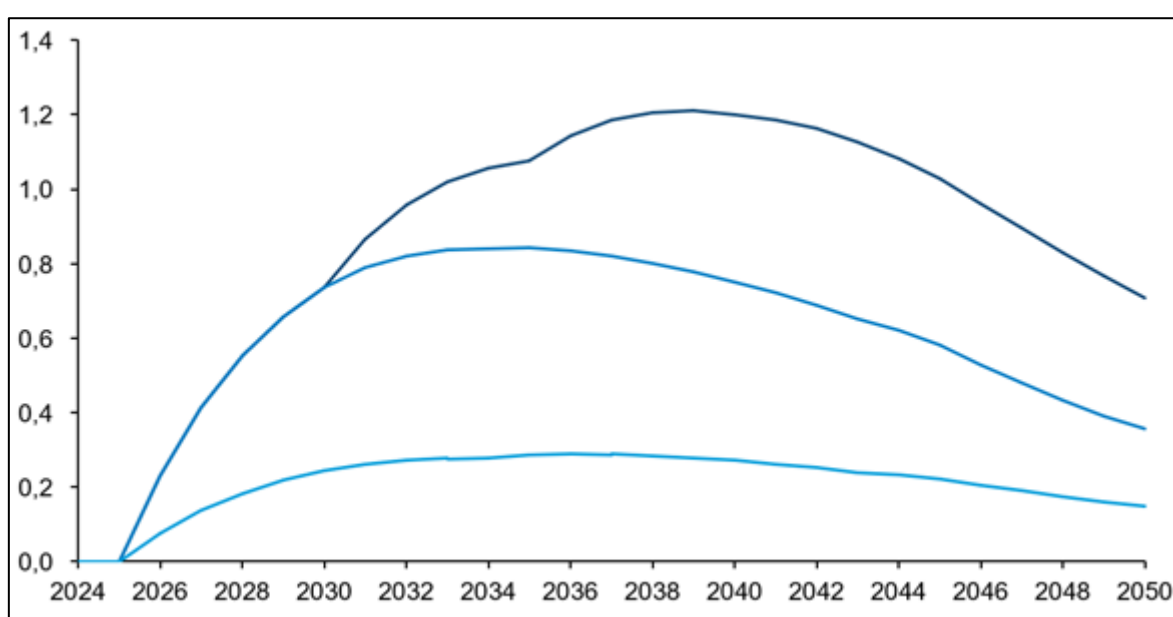


Рис. 6. Прогнозные профили добычи нефти Ямальской нефтегазоносной области из подготовленных структур (ресурсы D0), млн. т у. е.

Усл. обозначения см. на рис. 3.

Кумулятивная добыча нефти из объектов ресурсов Dл+D1+D2 Ямальской НГО варьируется в широком диапазоне в зависимости от сценария освоения. Динамика накопленной добычи представлена на рис. 7 и демонстрирует существенную зависимость от темпов вовлечения новых объектов, вероятности их подтверждения и эффективности разработки.

В оптимистическом сценарии, предполагающем активную государственную и корпоративную инвестиционную поддержку, ускоренные геологоразведочные работы и вовлечение значительной доли как подготовленных к бурению, так и еще не обнаруженных структур, кумулятивная добыча достигает около 3,85 млн. т у. е. к 2050 г. Рост происходит поступательно, особенно интенсивно в период 2026-2038 гг., после чего темпы накопления

стабилизируются, переходя в фазу зрелой разработки. Начиная с 2040 г. наблюдается сглаживание кривой - выход на плато, что связано с уменьшением объема вновь вводимых объектов и переходом большинства активов к фазе истощения.

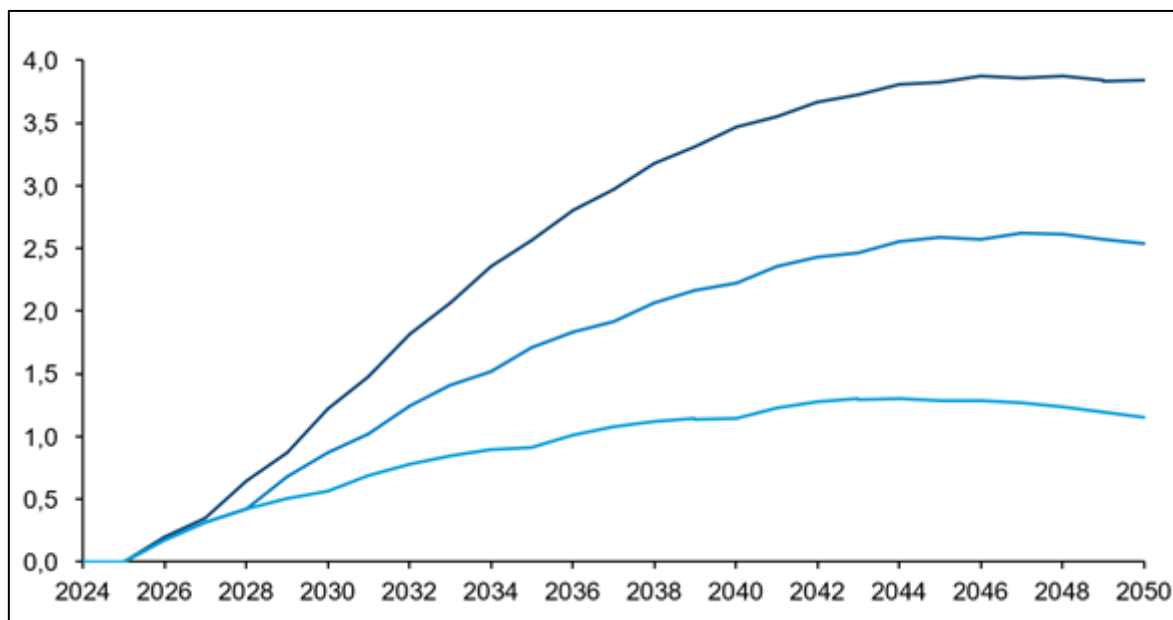


Рис. 7. Прогнозные профили добычи нефти Ямальской нефтегазоносной области из ресурсов $D_{л+D1+D2}$, млн. т у. е.

Усл. обозначения см. на рис. 3.

В базовом сценарии, соответствующем текущему уровню инвестиционной активности и геологоразведочного обеспечения, накопленная добыча к 2050 г. составляет около 2,6 млн. т у. е. Наблюдается более пологая кривая роста, с основным приростом в 2028-2038 гг. и дальнейшим выходом на стадию стабилизации. Данный результат отражает ограниченные темпы вовлечения новых ресурсов при неизменной макроэкономической и нормативной среде.

В пессимистическом сценарии, учитывающем внешние ограничения, санкционную нагрузку и низкую вероятность подтверждения новых ловушек, кумулятивная добыча нефти по новым объектам не превышает 1,3 млн. т у. е. Рост существенно замедляется после 2032 г., кривые показывают раннее насыщение и формируют стагнирующий профиль.

Интегральный прогноз добычи нефти в Ямальской НГО объединяет данные по действующим месторождениям и моделируемые объемы по новым структурам (рис. 8). Согласно расчетам, после пика добычи в 2026 г. (около 7,5 млн. т) наблюдается устойчивое снижение за счет падения дебитов на основном активе - месторождении К.

Однако по мере ввода в эксплуатацию месторождения В, а также ряда подготовленных структур и ресурсов категорий $D_{л}$, $D1$ и $D2$, общий уровень добычи стабилизируется в

диапазоне 6,5-7,2 млн. т у. е. в период 2032-2044 гг. На этом этапе доля новых объектов составляет до 40-45% от всей годовой добычи. К 2046 г. в результате временного всплеска прироста по одному из потенциальных объектов (по модели вероятного раннего подтверждения) добыча достигает 7,3 млн. т у. е., после чего вновь возвращается к тренду на снижение.

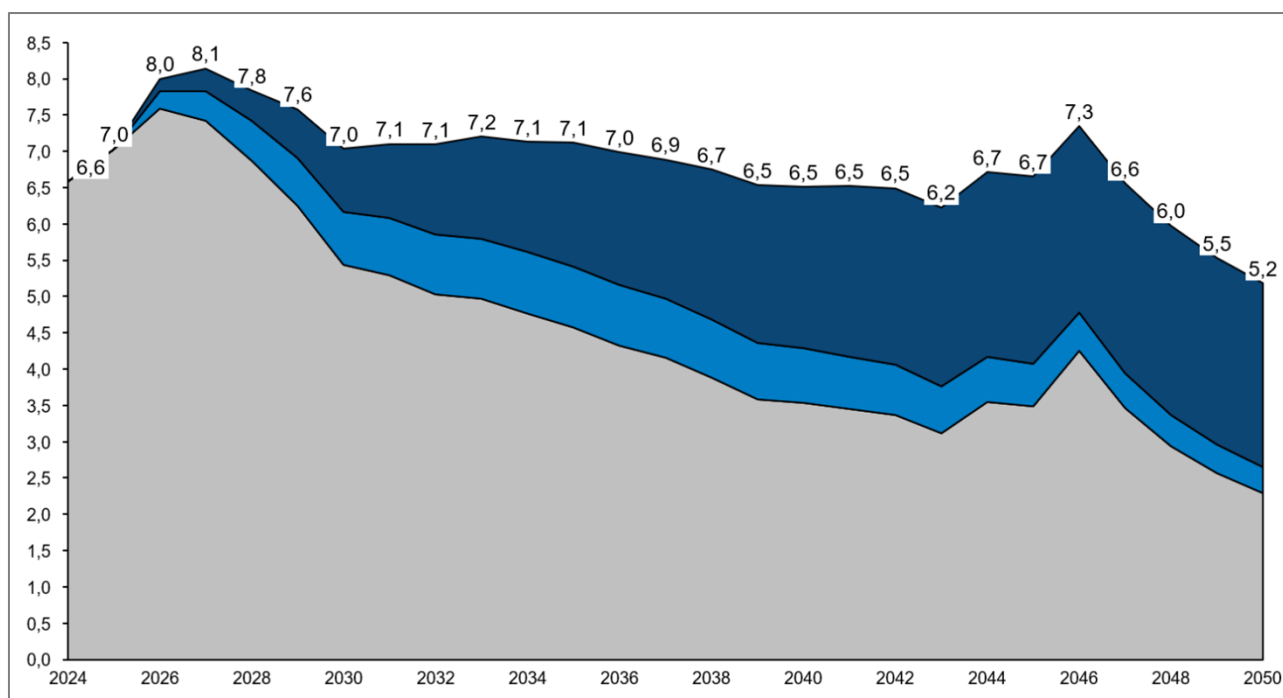


Рис. 8. Интегральный профиль добычи нефти Ямальской нефтегазоносной области для базового прогноза, млн. т у. е.

Усл. обозначения см. на рис. 5.

К 2050 г. суммарная добыча нефти составляет 5,2 млн. т у. е., из которых около 2,8 млн. т у. е. приходится на новые структуры, что подчеркивает их стабилизирующую роль в долгосрочной перспективе.

Обсуждения

Полученные результаты демонстрируют, что потенциал добычи углеводородов Ямальской НГО в долгосрочной перспективе в значительной степени зависит не только от эффективной эксплуатации уже открытых месторождений, но и от системного вовлечения в разработку новых структур, прежде всего подготовленных. Несмотря на устойчивый профиль газодобычи до середины 2030-х гг., наблюдается выраженный тренд на снижение после 2035 г., обусловленный истощением крупнейших месторождений – А, Б и В. Это подчеркивает ограниченность жизненного цикла даже крупнейших газовых активов региона.

Сценарное моделирование показало, что максимальный вклад новых объектов в

структуру газодобычи достигается в 2037 г. (до 11,3% от общего объема), после чего влияние ресурсов сохраняется, но не компенсирует в полной мере спад на зрелых активах. Тем самым подтверждается важность раннего проектирования ввода новых месторождений и необходимости повышения достоверности геологической информации по структурам категорий D0 и ресурсам категорий Дл, D1 и D2.

Для нефтяной составляющей прогнозы демонстрируют более уязвимую картину. Уже в первой половине прогнозного горизонта фиксируется устойчивое падение добычи на флагманском активе - месторождении К. Поддержка общего уровня добычи после 2040 г. становится возможной только при реализации разработок месторождения В и успешном освоении новых объектов. При этом в базовом сценарии доля новых источников достигает 40-45% от годовой добычи, что указывает на высокую зависимость нефтяной отрасли региона от темпов и качества геологоразведочных работ.

Кумулятивная добыча нефти по новым структурам может варьироваться от 1,3 до 3,8 млн. т в зависимости от сценария, при этом разница между пессимистической и оптимистической траекторией превышает трехкратное значение. Это подтверждает критическую чувствительность прогнозов к параметрам подтверждаемости ресурсов и стратегической активности в области поисковых работ.

Совокупный анализ показывает, что без активного вовлечения перспективных объектов и без соответствующих инвестиционных и организационных решений по стимулированию геологоразведки, Ямальская НГО может столкнуться с угрозой преждевременного снижения добычи, особенно по нефти. В то же время моделирование демонстрирует, что даже умеренное расширение геологоразведочной деятельности может заметно сгладить траекторию падения и обеспечить дополнительный ресурс устойчивости углеводородной базы региона до середины XXI века.

Заключение

Проведенное исследование показало, что Ямальская НГО сохраняет стратегическое значение как один из ключевых центров добычи углеводородов в России. При этом устойчивость добычи в долгосрочной перспективе обусловлена не только текущей эксплуатацией крупнейших месторождений, но и возможностью эффективного вовлечения в разработку подготовленных к бурению структур и ресурсов Дл, D1 и D2.

Разработанная модель прогноза, основанная на типовых профилях разработки, имитационном моделировании подтверждаемости ресурсов и сценарном анализе темпов освоения, позволила количественно оценить вклад различных категорий объектов в общий баланс добычи нефти и газа до 2050 г. Полученные результаты указывают на то, что без

активного ввода новых объектов уже в 2030-х гг. начнется снижение добычи, прежде всего по нефти.

Сценарный анализ показал, что в оптимистическом варианте за счет новых структур удастся не только компенсировать спад по зрелым активам, но и обеспечить прирост добычи газа до уровня 294 млн. т у. е./год и стабилизацию нефтедобычи на уровне 6,8-7,4 млн. т/год. В базовом и пессимистическом сценариях наблюдается выраженный тренд на снижение, особенно по нефти, где к 2050 г. доля новых объектов может достигать 50% от совокупной добычи.

Таким образом, результаты моделирования подчеркивают необходимость активизации геологоразведочных работ, повышения достоверности ресурсной базы, а также разработки инструментов стимулирования вовлечения новых объектов в промышленную разработку. Только при условии стратегически выверенного подхода к освоению ресурсного потенциала Ямальской НГО можно обеспечить долгосрочную устойчивость нефтегазодобычи в арктическом регионе.

Литература

- Брехунцов А.М., Нестеров И.И. (мл.), Грамматчикова Е.Г.* Состояние и анализ развития ресурсной базы углеводородного сырья Ямало-Ненецкого автономного округа и шельфа Карского моря // Георесурсы. - 2023. - Т. 25. - №1. - С. 15-23. DOI: [10.18599/grs.2023.1.2](https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.2)
- Гумерова А.Н., Лобусев М.А., Лобусев А.В., Бочкарев А.В.* Роль сырьевой базы в обеспечении основных направлений хозяйственной деятельности п-ова Ямал и прилегающей акватории // Научно-технический сборник Вести газовой науки. - 2023. - № 1(53). - С. 137-147. EDN: [ZGMAIZ](https://www.edn.ru/ZGMAIZ)
- Конторович А.Э., Эпов М.И., Буриштейн Л.М. Каминский В.Д., Малышев Н.А., Прищепа О.М., Сафронов А.Ф., Ступакова А.В., Супруненко О.И.* Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. - 2010. - Т. 51. - № 1. - С. 7-17. EDN: [KZLFXZ](https://www.edn.ru/KZLFXZ)
- Лобусев М.А., Лобусев А.В., Бочкарев А.В., Антипова Ю.А.* Состояние и геолого-ресурсные предпосылки укрепления сырьевой базы Арктической газодобывающей провинции Западной Сибири // Территория Нефтегаз. - 2020. - № 5-6. - С. 20-28. EDN: [ISZXEM](https://www.edn.ru/ISZXEM)
- Скоробогатова Е.В.* Роль и значение Ямало-Карского региона в развитии газовой отрасли промышленности Западной Сибири и России до 2060 г. // Научно-технический сборник Вести газовой науки. - 2023. - № 1(53). - С. 337-349. EDN: [IBYLCH](https://www.edn.ru/IBYLCH)
- Щеголькова А.А.* Оценка промышленной газоносности Ямальской и Гыданской нефтегазоносной области // Арктика и Север. - 2024. - № 54. - С. 54-73. DOI: [10.37482/issn2221-2698.2024.54.54](https://doi.org/10.37482/issn2221-2698.2024.54.54)

Pustovoy D.A., Khafizov S.F.Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia,
pustovoy.da@mail.ru, khafizov@gubkin.ru

ASSESSING LONG-TERM HYDROCARBON PERSPECTIVE PRODUCTION IN THE YAMAL PETROLEUM PROVINCE USING A SIMULATION APPROACH

This study presents a scenario-based forecasting model for oil and natural gas production in the Yamal petroleum province through 2050. The methodology is based on the integration of data from existing fields and simulation modeling of resource development. Actual production profiles obtained from design documentation were used for existing fields. For undiscovered fields, typical development profiles were constructed based on normalized historical data. Calculations were performed for three scenarios reflecting different rates of new facility commissioning. The results indicate that without active development of new resources, oil and gas production in the region will begin to decline as early as the 2030s. However, even a moderate expansion of geological exploration could smooth out the decline and maintain high production units until the mid-21st century. The presented model can be used in developing strategies for resource development in the Arctic zone and planning geological exploration activities.

Keywords: hydrocarbon production forecast, field development profiles, simulation modeling, Yamal petroleum province.

For citation: Pustovoy D.A., Khafizov S.F. Otsenka dolgosrochnykh perspektiv dobychi uglevodorodov v Yamal'skoy neftegazonosnoy oblasti s ispol'zovaniem imitatsionnogo podkhoda [Assessing long-term hydrocarbon perspective production in the Yamal petroleum province using a simulation approach]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2025, vol. 20, no. 4, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2025/42_2025.html EDN: TRPZFJ

References

Brekhuntsov A.M., Nesterov I.I. (ml.), Grammatchikova E.G. Sostoyanie i analiz razvitiya resursnoy bazy uglevodorodnogo syr'ya Yamalo-Nenetskogo avtonomnogo okruga i shel'fa Karskogo morya [Current status and analysis of the development of the hydrocarbon resource volume of the Yamalo-Nenets autonomous okrug and the Kara Sea shelf]. *Georesursy*, 2023, vol. 25, no. 1, pp. 15-23. (In Russ.). DOI: [10.18599/grs.2023.1.2](https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.2)

Gumerova A.N., Lobusev M.A., Lobusev A.V., Bochkarev A.V. Rol' syr'evoy bazy v obespechenii osnovnykh napravleniy khozyaystvennoy deyatel'nosti p-ova Yamal i prilgayushchey akvatorii [The role of the resource volume in supporting the main economic activities of the Yamal peninsula and the adjacent water area]. *Nauchno-tekhnicheskiy sbornik Vesti gazovoy nauki*, 2023, no. 1(53), pp. 137-147. (In Russ.). EDN: [ZGMAIZ](https://www.edn.ru/entry/2023/01/137-147)

Kontorovich A.E., Epov M.I., Burshteyn L.M., Kaminskiy V.D., Malyshev N.A., Prishchepa O.M., Safronov A.F., Stupakova A.V., Suprunenko O.I. Geologiya, resursy uglevodorodov shel'fov arkticheskikh morey Rossii i perspektivy ikh osvoeniya [Geology and hydrocarbon resources of the Russian arctic shelf seas and prospects for their development]. *Geologiya i geofizika*, 2010, vol. 51, no. 1, pp. 7-17. (In Russ.). EDN: [KZLFXZ](https://www.edn.ru/entry/2010/01/7-17)

Lobusev M.A., Lobusev A.V., Bochkarev A.V., Antipova Yu.A. Sostoyanie i geologo-resursnye predposylki ukrepleniya syr'evoy bazy Arkticheskoy gazonosnoy provintsii Zapadnoy Sibiri [Current status and geological-resource prerequisites for strengthening the resource volume of the Arctic gas-bearing province of Western Siberia]. *Territoriya Neftegaz*, 2020, no. 5-6, pp. 20-28. (In Russ.). EDN: [ISZXEM](https://www.edn.ru/entry/2020/05-6/20-28)

Shchegol'kova A.A. Otsenka promyshlennoy gazonosnosti Yamal'skoy i Gydanskoy neftegazonosnoy oblasti [Assessment of commercial gas content in the Yamal and Gydan petroleum

provinces] *Arktika i Sever*, 2024, no. 54, pp. 54-73. (In Russ.). DOI: [10.37482/issn2221-2698.2024.54.54](https://doi.org/10.37482/issn2221-2698.2024.54.54)

Skorobogatova E.V. Rol' i znachenie Yamalo-Karskogo regiona v razvitii gazovoy otrasli promyshlennosti Zapadnoy Sibiri i Rossii do 2060 g. [Role and significance of the Yamal-Kara region in the development of the gas industry in Western Siberia and Russia until 2060]. *Nauchno-tekhnicheskij sbornik Vesti gazovoy nauki*, 2023, no. 1(53), pp. 337-349. (In Russ.). EDN: [IBYLCH](https://edn.ru/IBYLCH)