

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 07.05.2024 г.

Принята к публикации 14.06.2024 г.

EDN: VPDDDV

УДК 553.981.042.044(571.5/.6)

Филимонова И.В., Карташевич А.А., Проворная И.В., Немов В.Ю., Саматова А.П.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия; Новосибирский государственный университет (НГУ), Новосибирск, Россия, filimonoivaiv@ipgg.sbras.ru, kartashevichaa@ipgg.sbras.ru, provornayaiv@ipgg.sbras.ru, nemovvu@ipgg.sbras.ru, a.samatova@g.nsu.ru

ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И НА ДАЛЬНЕМ ВОСТОКЕ С УЧЁТОМ ОСОБЕННОСТЕЙ СТРУКТУРЫ И ЛОКАЛИЗАЦИИ ЗАПАСОВ

Структурные преобразования на мировом рынке газа под влиянием геополитической конъюнктуры являются одними из важнейших вызовов энергетической безопасности России. Происходит переориентация экспортных потоков на восточное направление, пересмотр стратегических государственных и корпоративных документов газовой отрасли с ориентиром на расширение внутренних поставок и газификацию. Вместе с этим возросла роль сырьевой базы природного газа Восточной Сибири и Дальнего Востока, отличающейся высоким содержанием гомологов метана и гелия, что является благоприятным фактором укрепления газопереработки и газохимии в России.

Систематизированы данные о структуре и особенностях локализации запасов природного газа на востоке страны, выполнена оценка обеспеченности запасами транспортной инфраструктуры, обоснованы перспективы добычи газа с учетом растущего спроса на энергоносители со стороны отечественных потребителей и стран Азиатско-Тихоокеанского региона. При построении прогноза добычи газа месторождения сгруппированы в локальные центры, характеризующиеся едиными системами сбора и транспортировки углеводородов до конечных потребителей. Уровень добычи свободного газа и газа газовых шапок Восточной Сибири и Дальнего Востока в 2030 г. может достигнуть 85,9 млрд. м³ в 2030 г. и к 2050 г. - 95,8 млрд. м³. Основной вклад в добычу свободного газа будут вносить месторождения Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, где в 2030 г. добыча газа на месторождениях составит 53,5 млрд. м³ и сохранится до 2050 г.

Ключевые слова: прогноз добычи газа, сырьевая база газа, структура и локализация запасов газа, газификация, Восточная Сибирь, Дальний Восток.

Для цитирования: Филимонова И.В., Карташевич А.А., Проворная И.В., Немов В.Ю., Саматова А.П. Перспективы добычи природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке с учётом особенностей структуры и локализации запасов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №2. - https://www.ngtp.ru/rub/2024/16_2024.html EDN: VPDDDV

Введение

Изменение внешнеэкономической ситуации привело к необходимости оперативного уточнения многих стратегических документов и параметров развития ключевых отраслей. В апреле 2022 г. Президент РФ В.В. Путин дал поручение Правительству обновить Энергетическую стратегию с учетом изменившихся условий и продлить срок ее действия до

2050 г. К новым угрозам развития газового комплекса России следует отнести такие разнонаправленные процессы, как резкое отставание регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока от западных районов России и большинства развивающихся стран мира (Индия, Китай, Латинская Америка, Африка), богатых газом; исчерпание сырьевой базы газа в Западной Сибири; интенсификация освоения созданной в последние десятилетия XX в. и первые десятилетия XXI в. сырьевой базы жирного, обогащенного гелием газа Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия); рост спроса на газ в условиях интенсивного роста населения Земли и активно проводимой ЕС политики декарбонизации; угроза сокращения спроса на российские энергетические ресурсы в Европе на фоне усиления санкционного давления на Россию.

Эти угрозы требуют концептуально новой, начатой еще в 2010-2014 гг., диверсификации направлений экспорта российского газа и ускоренной газификации регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока. Формирование новых крупных центров добычи газа в Иркутской области и Республике Саха (Якутия) и его транспорт на Дальний Восток по системе газопроводов «Сила Сибири-1» и «Сила Сибири-3», строительство перерабатывающих, газохимических мощностей и создание одной из крупнейших в мире гелиевой промышленности должны стать первым этапом масштабного освоения востока страны.

Последовательность освоения газового потенциала на востоке страны

Восточная Сибирь и Дальний Восток являются стратегически приоритетными регионами для России на долгосрочную перспективу. Масштабное развитие добычи углеводородов, а также расширение единой системы газоснабжения (ЕСГ) на востоке страны позволит организовать новые крупные промышленные центры, улучшить внутреннее газоснабжение, повысить занятость населения и обеспечить выход на энергетические рынки Азиатско-Тихоокеанского региона [Посошков, 2015].

Основные принципы и ориентиры освоения восточных территорий страны заложены в Восточной газовой программе, с момента принятия которой прошло уже более 15 лет. На востоке страны сформированы два крупных центра газодобычи на базе Чаяндинского месторождения в Республике Саха (Якутия) и Ковыктинского месторождения в Иркутской области. Введён в эксплуатацию магистральный газопровод «Сила Сибири», завершается строительство газоперерабатывающего завода и газохимического комплекса в Амурской области. На шельфе Охотского моря ведётся разработка запасов газа месторождений проекта «Сахалин-2», являющихся сырьевой базой завода по производству сжиженного природного газа (СПГ). Обновлены программы газификации населения сетевым газом, сформированы варианты развития автономной газификации с использованием СУГ, СПГ и КППГ.

Начало формирования газовой промышленности в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке связано с началом добычи газа на о-ве Сахалин в 1941 г., что позволило газифицировать нефтяные промыслы и жилищно-бытовые объекты севера Сахалина. В настоящее время на о-ве Сахалин и его шельфе открыто 68 месторождений газа, из которых 15 находятся на шельфе, а 53 расположены на суше. Крупнейшие месторождения открыты во второй половине 70-80-х гг. прошлого столетия: Одопту-море (1977 г.), Чайво (1979 г.), Лунское (1984 г.), Пильтун-Астохское (1987 г.), Аркутун-Даги (1989 г.). К 2022 г. годовая добыча газа на сахалинском шельфе превысила 25 млрд. м³. В последующие годы добыча будет колебаться в зависимости от динамики ввода в разработку новых месторождений, развития систем транспорта и переработки газа, а также от спроса на внутреннем и мировом газовых рынках.

Начало добычи газа в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) произошло позднее, чем на о-ве Сахалин. Первые месторождения газа здесь открыты в 50-60-ые гг. XX в.: в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО) – Марковское (1962 г.), в Вилюйской НГО – Бадаранское (1963 г.), Средневилюйское (1965 г.), Соболах-Неджелинское (1966 г.) и др. Добыча газа в Вилюйской НГО Республики Саха (Якутия) начата в 1967 г. к 50-летию Великой Октябрьской Социалистической революции. Газ подавался по газопроводу от низовьев р. Вилюй до г. Якутск. В настоящее время на базе месторождений Вилюйской НГО действует локальная система газоснабжения центральных районов Республики Саха (Якутия)¹ [Об утверждении..., 2021].

В канун этой же даты открыто первое газовое месторождение в низовьях р. Енисей на границе между Красноярским краем (Таймырский – Долгано-Ненецкий автономный округ) и Тюменской областью (Ямало-Ненецкий автономный округ) – Мессояхское газовое месторождение. А в 1969 г. запущен первый в мире газопровод севернее Полярного круга – «Мессояха–Норильск». При строительстве газопровода применен надземный способ прокладки, когда газопровод не укладывается в траншею, а размещается на свайных опорах над поверхностью земли. Такое конструкторское решение связано с наличием многолетнемерзлых пород на всем протяжении трассы и необходимостью сохранения мерзлотного режима грунтов. Газопровод пересекал 83 реки, 15 крупных озер и болот. Особо сложной являлась прокладка подводных переходов (дюкеров) через рр. Енисей, Большая и Малая Хета. Первый дюкер, проложенный по дну р. Енисей, стал также первым за полярным

¹ Распоряжение Правительства Республики Саха (Якутия) от 22.12.2021 г. N 1322-р. «Об утверждении региональной программы газификации населенных пунктов Республики Саха (Якутия) на 2021-2030 годы».

участком подводного трубопровода в мировой практике². Современная протяженность ниток, входящих в состав этого магистрального газопровода, составляет 1 202 км. На базе Мессояхского, Пеляткинского, Южно- и Северо-Солёненских месторождений образована локальная система газоснабжения Норильского промышленного узла [Лапаева, Овчаренко, 2009].

Таким образом, в низовьях р. Енисей и в среднем-нижнем течении бассейна р. Вилюй сформированы первые автономные центры добычи газа, которые и сегодня играют важную социально-экономическую и хозяйственную роль.

История освоения запасов углеводородов Восточной Сибири и Дальнего Востока можно разделить на несколько этапов. *Первый этап освоения проходил в период до 1960-х гг.*, характеризуется началом первых поисковых работ и формированием планов региональных работ по выявлению углеводородов восточнее Урала. В этот период открыты гигантские месторождения газа, среди которых: Медвежье и Уренгойское и чуть позже чисто нефтяные – Мегионское и Усть-Балыкское, обеспечивающие пиковую добычу в Западной Сибири. В это же время в Сахалинской области открыто 11 месторождений газа: Эхаби, Восточное Эхаби, Южная Оха, Гиляко-Абунан, Паромай и др., а также первое газовое месторождение на территории Республики Саха (Якутия) – Усть-Вилюйское в 1956 г. Суммарные запасы извлекаемого газа месторождений составили 21,7 млрд. м³, а наиболее крупным открытием стало месторождение Тунгор на Сахалине.

Второй этап - 1960-е гг., в котором Восточную Сибирь выделяют как новый перспективный центр нефтегазодобычи. В этот период выявлено 32 месторождения с запасами газа, суммарно чуть больше 1 трлн. м³. В 1958 г. В.Г. Васильевым и А.А. Трофимуком отмечается возможность открытия нефтегазовой провинции на территории Западно-Сибирской низменности в связи с обнаружением ряда высокодебитных месторождений газа, получением притоков нефти и обнаружением нефтепроявлений в регионах Восточной Сибири. Отдельно подчёркивается необходимость увеличения поисковых работ, увеличения объёмов бурения и выполнения оценки потенциала нефтегазоносности перспективных территорий Сибири. Крупнейшими открытиями этого периода стали такие месторождения, как Средневилюйское, Толонское, Мастахское в Республике Саха (Якутия), а также Пеляткинское и Ярактинское в Восточной Сибири.

На следующем этапе (1970-х гг.) рассматривались вопросы теоретического обоснования формирования производственных объектов на востоке страны. Крупными месторождениями

² Подводный переход газопровода через Енисей стал первым, построенным в Заполярье. - <https://www.ttelegraf.ru/projects/avtografyi-istorii/podvodnyj-perehod-gazoprovoda-cherez-enisej-stal-pervym-postroennym-v-zapoljare/>

в этот период стали Среднеботуобинское, Юрубчено-Тохомское – нефтегазоконденсатные (НГКМ), Верхневилучанское, Среднетюнгское, Верхнечонское. Вместе с этим открыты первые шельфовые месторождения Охотоморской нефтегазоносной провинции (НГП), среди которых наиболее крупное Чайво и Одопту-море. Подтвердилась роль Восточной Сибири как нового промышленного центра нефтегазодобычи. Суммарные извлекаемые запасы газа, обнаруженные в этот период, составили 2,3 трлн. м³.

Одни из самых перспективных объектов Восточной Сибири и Дальнего Востока открыты в период 1980-х гг. (рис. 1, 2). В этом период разведано около 4,0 трлн. м³ запасов газа. Обеспечивают функционирование газовые гиганты магистрального газопровода «Сила Сибири» - Чайандинское и Ковыктинское месторождения, крупное по запасам нефти Талаканское месторождение, являющиеся ресурсной базой МНП «ВСТО». Открыто 42 месторождения с залежами газа. В этот период в Иркутской области подготовлены и защищены в ГКЗ запасы по Верхнечонскому месторождению, в Красноярском крае выявлено крупное Собинское нефтегазовое месторождение с высоким содержанием гелия в составе газа, продолжены разведочные работы на гигантском Юрубчено-Тохомском месторождении. Выявлен так называемый «пояс нефтегазоносности».

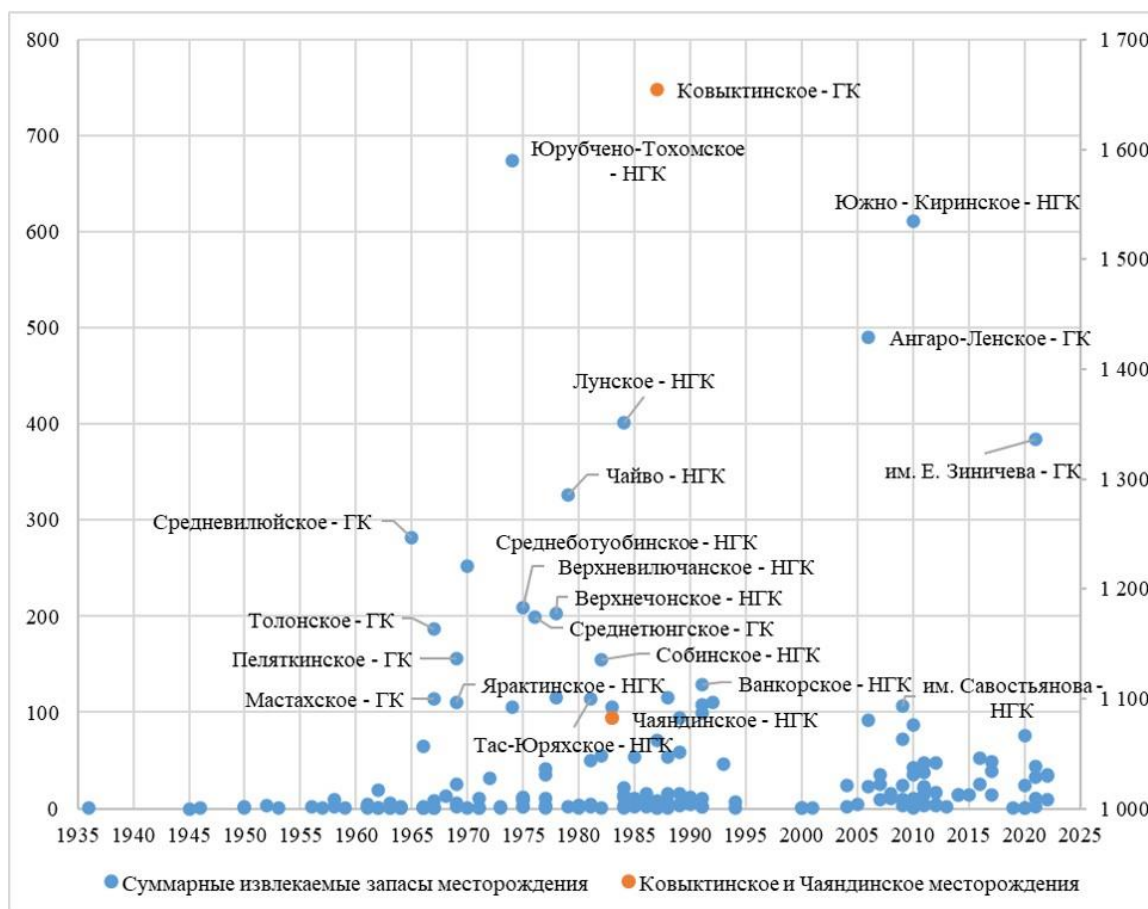


Рис. 1. Диаграмма распределения суммарных запасов газа по времени открытия месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, млрд. м³

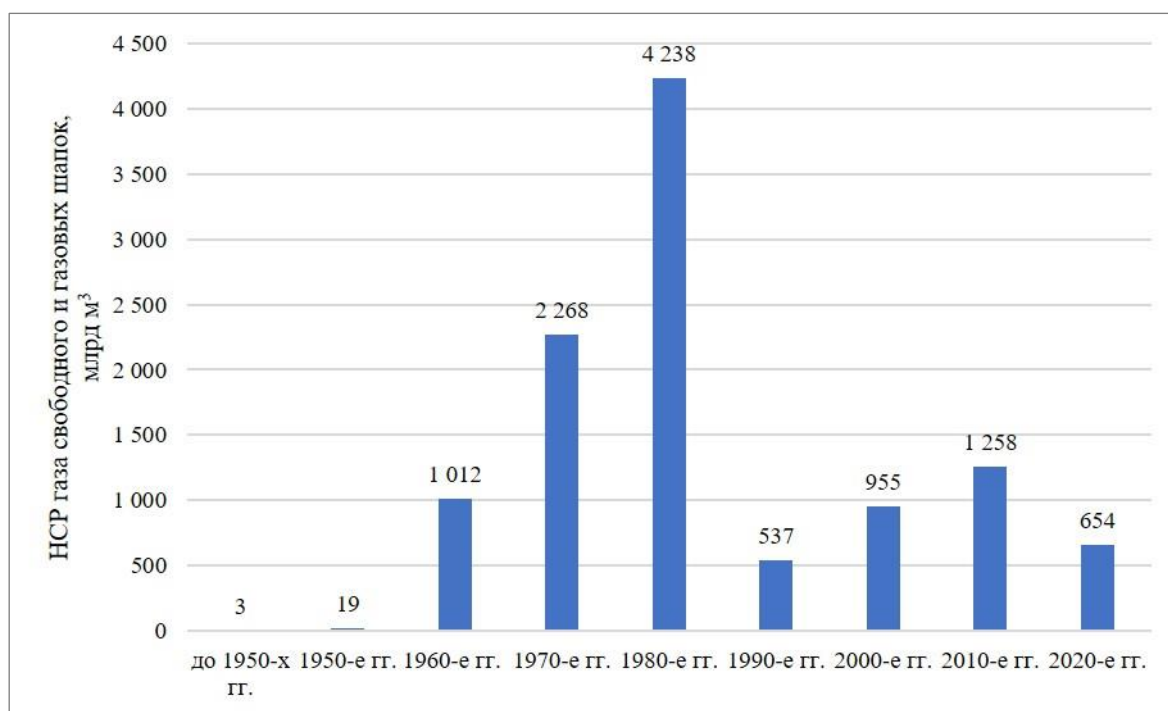


Рис. 2. Диаграмма распределения начальных запасов газа свободного и газовых шапок по времени открытия месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока (включая шельф)

В период 1990-х гг. принципиально изменилась система финансирования геологоразведочных работ. В 1992 г. принят закон «О недрах», и введён налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), замещающий прежние рентные налоги, включая целевой налог на воспроизводство сырьевой базы, что в последующем негативно повлияло на темпы поиска и разведки месторождений углеводородов. Суммарно разведано всего 0,5 трлн. м³ газа, из крупных открытий можно выделить Ванкорское, Вакунайское, Агалеевское месторождения Восточной Сибири и отдельно Киринское в Охотоморской НГП. В течение 10 лет (1994-2004 гг.) на территории Восточной Сибири не выявлено ни одного месторождения, а на территории Дальнего Востока в этот период открыто три небольших месторождения газа суммарными запасами 0,6 млрд. м³ [Филимонова и др., 2023].

Новый этап развития нефтегазовой отрасли начинается со вторым тысячелетием. С 2000-х гг. возрастает интерес к промышленному освоению новых регионов, формируется государственная энергетическая политика на востоке России и ряд других программ, а также запускается строительство трубопроводов. В это время открыто 30 месторождений углеводородов с суммарным извлекаемыми запасами газа 1,77 трлн. м³. Крупнейшими открытиями периода стали такие месторождения, как Южно-Киринское НГКМ на шельфе Охотского моря и Ангаро-Ленское ГК в Иркутской области.

В период 2010-х гг. интерес к промышленному освоению открытых объектов возрастает. Происходит расширение инфраструктурных мощностей, ввод крупных объектов,

строительство перерабатывающих мощностей. Однако в силу наличия уже открытых, но ещё не введённых в освоение достаточно крупных газовых месторождений на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока интерес к разведке новых месторождений компаниями теряется. Суммарный прирост извлекаемых запасов газа за этот период составил 0,55 трлн. м³.

Современное состояние освоения газового потенциала на востоке страны

В настоящее время территории Восточной Сибири и Дальнего Востока располагают значительным разведанным и оцененным ресурсным потенциалом природного газа, сосредоточенным в Лено-Тунгусской и Лено-Виллюйской НГП, северо-восточной части Западно-Сибирской и Охотоморской НГП.

Начальные суммарные ресурсы природного газа регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока оцениваются примерно в 53,5 трлн. м³ или около 16% НСР России. При этом начальная степень разведанности составляет всего 12%, что свидетельствует о вероятности прироста запасов в случае проведения геологоразведочных работ.

Доля разведанных и оцененных запасов газа в структуре НСР долгие годы оставалась на уровне 18%, но с началом добычи газа в 2019 г. на Чаяндинском и позднее Ковыктинском месторождениях, их доля сократилась до 16% к настоящему времени. Наметилась тенденция роста выработанности запасов и сокращения их доли в структуре НСР. Необходимо планировать программы геологоразведочных работ и прирост запасов газа для поддержания обеспеченности добычей созданных транспортной и перерабатывающей инфраструктуры за пределами 2050 г.

Наиболее крупные месторождения открыты в Ангаро-Ленской НГО (Ковыктинское, Ангаро-Ленское, Чиканское и Атовское) и в Непско-Ботуобинской НГО (Чаяндинское, Среднеботуобинское, Верхневиллючанское, Верхнечонское, Тас-Юряхское и др.) (рис. 3).

Лено-Виллюйская нефтегазоносная провинция

Начало освоения ресурсного потенциала Лено-Виллюйской НГП также, как и Лено-Тунгусской НГП, связано с развитием локальных систем в Республике Саха (Якутия) и, в частности, с организацией газоснабжения г. Якутска. Для этой цели создана газотранспортная система (ГТС), получившая в последующем название Центральная. Первым газопроводом, введенным в эксплуатацию в 1967 г., стал газопровод «Таас–Тумус (поселок Промышленный)–Якутск–Покровск», который заложил фундамент для строительства последующей сети газопроводов центральной части республики [Филимонова и др., 2024].

Нужно подчеркнуть, что в сложнейших природно-климатических условиях Республика Саха (Якутия) выступила пионером газификации в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке,

последовательно создавая ряд локальных систем газообеспечения. Центральная ГТС стала первой из них. В настоящее время в республике действуют четыре ГТС.

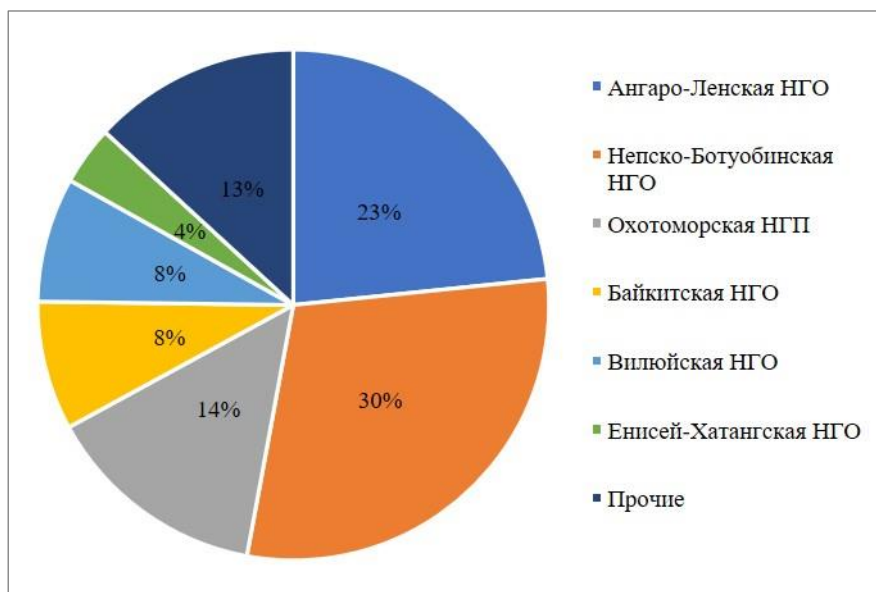


Рис. 3. Диаграмма структуры текущих запасов газа свободного и газовых шапок Восточной Сибири и Дальнего Востока по нефтегазоносным областям

Центральная ГТС обеспечена газом с Средневилуйского и Мастахского газоконденсатных месторождений, последнее находится на завершающей стадии освоения. Подготовка газа на месторождениях осуществляется на установках комплексной подготовки газа. Осушка и подготовка газа к транспорту производится методом низкотемпературной сепарации, после чего поставляется в магистральные газопроводы. Годовой объем поставок газа составляет 1,7 млрд. м³.

Средневилуйское месторождение относится к Вилуйской НГО, введено в разработку в 1975 г., оператором является ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания». Несмотря на то, что месторождение находится в эксплуатации порядка 47 лет, присутствуют перспективы роста добычи в связи с низкой степенью выработанности.

К 1989 г. добыча газа на Средневилуйском месторождении вышла на уровень 693 млн. м³, в 1995-2014 гг. характеризуется устойчивым ростом добычи газа до уровня 1706 млн. м³. В последующие годы уровень добычи стабилизировался в пределах 1660-1736 млн. м³ газа в год, а в 2020 г. добыча выросла до рекордных 1901 млн. м³. Добыча газа на Средневилуйском месторождении в 2022 г. составила 1,86 млрд. м³, выработанность запасов по состоянию на 01.01.2023 г. – 17,2% (табл. 1). Первоначальный проект разработки Средневилуйского месторождения рассчитан на добычу газа до 4 млрд. м³ газа в год.

Таблица 1

**Сырьевая база свободного газа месторождений, обеспечивающих газотранспортную систему Республики Саха (Якутия),
по состоянию на 01.01.2023 г.**

Месторождение	Недропользователь	Добыча и потери с начала освоения, млн м ³	Запасы, млн. м ³	Выработанность, %	Годовой объем потребления через ГТС, млн. м ³
Республика Саха (Якутия)		71 773	812 421	8,12	1 929
Центральная ГТС		63 113	520 757	10,81	1 700
Средневилуйское ГК	ПАО «ЯТЭК»	48 497	233 844	17,18	-
Мастахское ГК		14 605	99 752	12,77	-
Толонское ГК		11	187 161	0,01	-
Среднетюнгская ГТС		334	199 486	0,17	4
Среднетюнгское ГК	ПАО «Газпром», АО «Сахатранснефтегаз»	334	199 486	0,17	-
Мирнинская ГТС		7 730	45 950	14,40	46
Среднеботуобинское НГК	АО «Алроса-Газ»	7 730	45 950	14,40	-
Ленская ГТС		596	46228	1,27	179
Отрадинское ГК	ООО «ГДК Ленск-газ»	596	46 228	1,27	-

Мастахское месторождение введено в разработку в 1973 г., до 1986 г. являлось базовым объектом газоснабжения Республики Саха (Якутия), обеспечивая около 90% потребностей в энергоносителях Центрального промышленного района республики. Оператором месторождения является ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания». С вводом в разработку Средневилюйского газоконденсатного месторождения Мастахское месторождение выполняет второстепенную функцию для поддержания баланса добычи газа в регионе. Ранее добыча газа на месторождении велась 35 эксплуатационными скважинами. В апреле 2004 г. общий эксплуатационный фонд скважин составлял 18 единиц, но на сегодняшний день добыча газа производится только четырьмя скважинами. Для подключения остальных скважин проводятся плановые работы по их капитальному ремонту. В 2022 г. добыча газа на месторождении не осуществлялась, однако ПАО «ЯТЭК» прирастили 72,6 млрд. м³ запасов, при этом степень выработанности составила 12,8%.

Транспортировка газа с месторождений до г. Якутска осуществляется по магистральному газопроводу «Кысыл-Сыр–Мастах–Берге–Якутск» с протяженностью 470 км, от которого подается газ в 12 населенных пунктов Вилюйского улуса, 12 населенных пунктов Кобяйского улуса, 17 населенных пунктов Намского улуса и к пригородам г. Якутска. Транспортировка газа в Верхневилюйский улус проходит по магистральному газопроводу «Вилюйск–Верхневилюйск» с протяженностью 60 км [Гайворонская, 2020]. Газифицированы 8 населенных пунктов Верхневилюйского улуса. По магистральному газопроводу к селу Бердигестях с протяженностью 152 км осуществляется транспортировка газа до сел Бясь-Кюель, Кюерелях, Асыма, Бердигестях Горного улуса. Транспортировка газа в Хангаласский улус проходит по магистральному газопроводу «Покровск–Булгунняхтах–Улахан-Ан» с протяженностью 60 км, от которого газифицированы 9 населенных пунктов Хангаласского улуса. Построены две нитки подводного перехода через р. Лена: основная нитка – 14,4 км, резервная – 16,3 км. Транспортировка газа к заречным улусам осуществляется по магистральному газопроводу «Майя–Табага–Чурапча–Ытык-Кюель» с протяженностью 140 км. Газификацией охвачен 21 населенный пункт в Мегино-Кангаласском и Чурапчинском улусах.

По мере износа веток газопровода построена третья ветка в том же коридоре для обеспечения бесперебойного газоснабжения улусов республики во время ремонтных работ на других нитках газопровода.

В последние годы в целях газификации удаленных от газопровода поселений до г. Якутска построена еще одна, локальная газотранспортная система, соединяющая Среднетюнгское газоконденсатное месторождение с селами Усун, Тылгыны, Тербяс и Кюбеинде.

Поставки газа в систему осуществляются оператором разработки Среднетюнгского газоконденсатного месторождения с 2007 г. АО «Сахатранснефтегаз». Месторождение открыто в 1976 г., введено в разработку в 2007 г. На протяжении всего периода освоения месторождения добыча газа не превышала 4 млн. м³, поскольку разработка связана с газификацией ближайших поселений, потребности в увеличении отсутствовали. В 2022 г. добыча газа на Среднетюнгском месторождении составила 4 млн. м³, степень выработанности запасов – 0,2%. Добываемый газ поставляется в 4 заречных населенных пункта Вилюйского улуса – села Кюбяинде, Усун, Тербяс и Тылгыны.

Газоснабжение центральных районов Республики Саха (Якутия) в ближайшие десятилетия будет осуществляться преимущественно за счёт газа на Средневилюйского и Среднетюнгского месторождений.

Потребности в газе центрального региона Якутии будут обеспечены в полном объёме добычей газа на Средневилюйском месторождении, поступающей в Центральную ГТС на уровне 1700 млн. м³. Состояние запасов и производственные мощности месторождения (до 4 млрд. м³) дают возможность поддерживать текущий уровень добычи на протяжении длительного периода времени. По прогнозу к 2050 г. степень выработанности запасов газа на Средневилюйском месторождении составит 40,7% при условии сохранения текущего уровня потребления населением и промышленных объектов газифицированных районов. При росте потребления газа в регионе до 2 млрд. м³ выработанность месторождения к 2050 г. составит 43,2%.

Среднетюнгское месторождение разрабатывается с целью газификации ближайших поселений, текущий уровень добычи в 4 млн. м³ при существующих запасах несущественно влияет на выработанность запасов месторождения. Степень выработанности месторождения к 2050 г. практически не изменится.

В 2021 г. подписано соглашение о сотрудничестве между Республикой Саха (Якутия) и ПАО «АЛРОСА» по реализации проекта строительства газопровода-отвода к производственной площадке Накынского рудного поля. Соглашение решает такие важные задачи, как перевод производственных энергетических объектов ПАО «АЛРОСА» на производственной площадке Накынского рудного поля на газовое топливо и увеличение объема добычи на Среднетюнгском ГКМ.

Таким образом, современное состояние запасов и выработанности месторождений республики свидетельствуют о надёжности обеспечения запасами прогнозных уровней добычи газа (табл. 2). Факторами роста газопотребления могут быть рост численности населения, развитие газомоторного транспорта, газификация новых улусов и развитие промышленности, в том числе горнорудной. Перспективы обеспечения более высоких

уровней потребления газа связаны не столько с приростом новых запасов, но и с интенсификацией добычи на уже открытых месторождениях и расширением транспортной инфраструктуры.

Таблица 2

Динамика добычи свободного газа на месторождениях, обеспечивающих газотранспортную систему Республики Саха (Якутия), млн. м³

Месторождение / Год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Республика Саха (Якутия)	1 910	1 985	2 002	1 917	2 088	2 007	2 170	2 111
Центральная ГТС	1 666	1 715	1 736	1 660	1 838	1 773	1 901	1 861
Средневилюйское ГК	1 663	1 715	1 736	1 660	1 838	1 773	1 901	1861
Среднетюнговская ГТС	4	0	4	4	4	4	5	4
Среднетюнговское ГК	4	0	4	4	4	4	5	4
Мирнинская ГТС	197	220	212	204	197	186	213	199
Среднеботуобинское НГК	197	220	212	204	197	186	213	199
Ленская ГТС	43	50	50	49	49	44	51	47
Отрадинское ГК	43	50	50	49	49	44	51	47

Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция

Непско-Ботуобинская НГО

Начало освоения Лено-Тунгусской НГП в 1950-60-е гг. XX в., так же как и Лено-Вилюйской НГП, связано с формированием локальных систем газоснабжения в Республике Саха (Якутия).

Мирнинская ГТС. Газификация потребителей Мирнинского района обеспечивается с 1998 г. через систему магистральных и распределительных газопроводов, эксплуатируемых АО «АЛРОСА-Газ», с участка Среднеботуобинского НГКМ. Основная функция Мирнинской ГТС – снабжение газом населения и промышленных объектов Западной Якутии.

В 1954 г. открыта первая кимберлитовая трубка «Зарница», в 1955 г. – трубка «Мир» и «Удачная», в 1960 г. – трубка «Айхал», освоение месторождений способствовало образованию населенных пунктов и развитию инфраструктуры. Градообразующим предприятием стало ПАО «АЛРОСА». Именно ПАО «АЛРОСА» поставило вопрос о создании локальной системы добычи и транспорта газа для обеспечения газом производства и населения.

Сырьевой базой для Мирнинской ГТС служит Среднеботуобинское НГКМ, открытое в 1970 г. Оператором разработки является ПАО «НК «Роснефть». Однако газ для нужд алмазной промышленности поставляется с залежей свободного газа на севере месторождения, введенных в разработку в 1990 г. и разрабатываемых АО «АЛРОСА-Газ»,

Объем добычи свободного газа на Среднеботуобинском месторождении к 1993 г. составил 239 млн. м³, в 1996 г. достиг максимума (268 млн. м³), после чего объемы добычи начали снижаться (199 млн. м³ - в 2022 г.). Уровень добычи газа обусловлен устойчивым уровнем потребления газа в объеме 178 млн. м³. Добычу и транспортировку на данный момент осуществляет АО «АЛРОСА-Газ». Транспортировка газа проходит по магистральным газопроводам «Таас-Юрях–Мирный» и «Мирный–Айхал–Удачный» в одноконтурном исполнении с протяженностью 616,3 км. В настоящее время реализация газа осуществляется в следующие населенные пункты Мирнинского района: г. Мирный, поселки Светлый, Моркока, Заря, села Арылах, Таас-Юрях, поселки Алмазный, Айхал, из них в поселках Светлый и Заря газифицированы промышленные объекты.

Добыча газа на северных залежах Среднеботуобинского месторождения будет полностью обеспечивать потребность в газе Мирнинского района на уровне 218 млн. м³.

Ленская ГТС. Газоснабжение промышленных и коммунальных объектов г. Ленск осуществляется с 2009 г. с Отрадинского газоконденсатного месторождения. Годовой объем потребления газа составляет 46 млн. м³. Природный газ подается потребителям г. Ленск по магистральному газопроводу «Отрадинское–Ленск» в одноконтурном исполнении диаметром 219 мм, протяженностью 60 км.

Отрадинское газоконденсатное месторождение открыто в 1993 г., промышленная разработка началась в 2009 г., оператором которой является ООО «Газодобывающая компания Ленск-газ». С момента ввода в эксплуатацию добыча газа на месторождении планомерно росла, достигнув 47 млн. м³ в 2022 г., что обусловлено постепенным подключением объектов инфраструктуры города к сетевому газу. Эксплуатация магистральных и внутрипоселковых газопроводов г. Ленска осуществляется Ленскими участками линейного производственного управления магистральных газопроводов (ЛПУМГ) и управления газораспределительных систем (УГРС) АО «Сахатранснефтегаз».

Добыча газа на Отрадинском месторождении будет надежно обеспечивать потребность в газе Ленской ГТС на уровне 51 млн. м³ к 2050 г.

Все четыре ГТС Республики Саха (Якутия) (Центральная, Среднетюнговская, Мирнинская и Ленская) функционируют независимо друг от друга, ориентированы на удовлетворение нужд жилищно-коммунального хозяйства в тепле и электрической энергии. Дальнейшее развитие ГТС связано с ростом численности населения республики, появлением крупных промышленных потребителей, расширением рынка газомоторного топлива.

В Непско-Ботуобинской НГО на территории Республики Саха (Якутия) крупные запасы свободного газа содержатся также на НГКМ ПАО «Сургутнефтегаз» – Талаканском, Алинском, Восточно-Алинском, Южно-Талаканском и Северо-Талаканском (табл. 3). На

перечисленной группе месторождений в основном ведется добыча нефти, которая поступает в магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан».

Таблица 3

Сырьевая база свободного газа и газа газовых шапок месторождений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область, ПАО «Сургутнефтегаз») по состоянию на 01.01.2023 г.

Месторождение	Недропользователь	Накопленная добыча и потери, млн. м ³	Запасы, млн. м ³	Выработанность, %
Талаканское НГК	ПАО «Сургутнефтегаз»	1 703	48 128	3,4
Алинское НГК		504	871	36,7
Восточно-Алинское НГК		145	24 701	0,6
Южно-Талаканское НГК		51	9 129	0,6
Северо-Талаканское ГН		64	8 833	0,7
Всего		2 467	91 662	2,6

Магистральная газотранспортная инфраструктура и, как следствие, возможность реализации газа газовых шапок и свободного газа, а также растворенного в нефти газа этих месторождений отсутствуют. Запуск газопровода «Сила Сибири» не изменил ситуацию, поскольку ориентирован пока только на газ Чаяндинского и Ковыктинского месторождений. Поэтому добытый газ потребляется на промысле или закачивается обратно в пласт (табл. 4).

Таблица 4

Динамика добычи свободного газа и газа газовых шапок месторождений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область, ПАО «Сургутнефтегаз»), млн. м³

Месторождение / Год	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Талаканское НГК	82	94	115	141	136	152	173	174	214
Алинское НГК	40	40	52	52	66	62	57	69	77
Восточно-Алинское НГК	6	9	7	9	14	22	19	25	30
Южно-Талаканское НГК	-	-	-	-	-	13	14	12	12
Северо-Талаканское ГН	9	10	9	7	6	7	5	6	5
Всего	137	153	183	209	222	256	268	286	338

К югу от Талаканской группы месторождений расположено крупное Среднеботуобинское месторождение. Запасы свободного газа и газа газовых шапок на месторождении осваивают АО «АЛРОСА-Газ», ПАО «Роснефть» (ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча») и АО «РНГ». Промышленная добыча свободного газа и газа газовых шапок компаниями ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» и АО «РНГ» не ведётся, 92,3% добываемого газа являются потерями при добыче. Свободный газ добывает только АО «АЛРОСА-Газ» на севере месторождения для нужд алмазной промышленности. К 2028 г.

планируется увеличить добычу газа из пластов, разрабатываемых АО «АЛРОСА-Газ», до 800-1000 млн. м³ для обеспечения сырьём строящейся Новоленской ТЭС. Потребителями электроэнергии станут Ковыктинское газоконденсатное месторождение ПАО «Газпрома», Иркутский завод полимеров ООО «Иркутская нефтяная компания» (ИНК), месторождение золота Сухой Лог ПАО «Полюс», а также Восточный полигон ОАО «РЖД».

В непосредственной близости от Чаяндинского месторождения на севере Иркутской области расположено еще одно крупное разрабатываемое месторождение – Верхнечонское. В 2019 г. на месторождении введено в эксплуатацию подземное хранилище газа вместимостью 15,5 млрд. м³ газа. За 2019-2020 гг. в хранилище закачано 2,5 млрд. м³ в основном растворённого газа.

Важно заметить, что на Среднеботуобинском и Верхнечонском месторождениях сосредоточены крупные запасы свободного газа, 430 млрд. м³, но в проекте развития газопровода «Сила Сибири» их подключение не предусмотрено, по крайней мере, до 2050 г.

Иная ситуация складывается вблизи газопровода «Сила Сибири» к северу от г. Усть-Кут и трассы БАМ на юге Непско-Ботуобинской антеклизы. На территории Иркутской области ИНК реализует крупный инвестиционный проект, благодаря наличию независимой логистической схемы. Компания разработала автономный проект и организует Усть-Кутский газохимический кластер, который будет включает объекты по добыче, подготовке, транспортировке и переработке газа, а также Иркутский завод полимеров и два гелиевых завода.

Ресурсной базой для реализации проекта ИНК является в основном растворённый газ месторождений южной части Непско-Ботуобинской НГО (Иркутская область) – Ярактинского, Марковского и Западно-Аянского (табл. 5, 6). Для растворенного газа именно этих месторождений характерно очень высокое содержание фракций C₂⁺ и гелия по сравнению с другими месторождениями на востоке страны. Это создаёт исключительно благоприятные предпосылки для организации производств по переработке газа и нефтегазохимии. Усть-Кутский газохимический кластер реализуется с 2014 г.

Однако долгосрочная перспектива работы Усть-Кутского газохимического кластера из-за ограниченности сырьевой базы остается неясной. По оценке ИНГГ СО РАН добыча свободного газа и газа газовых шапок на Ярактинском НГКМ достигнет максимума в 2024 г. и будет удерживаться на уровне 3726 млн. м³ до 2030 г. и к 2050 г. снизится до 453 млн. м³. Объем добычи растворенного в нефти газа в 2022 г. прогнозируется на уровне 191 млн. м³ и далее будет уменьшаться - к 2030 г. до 32 млн. м³. На Марковском НГКМ добыча свободного газа и газа газовых шапок достигнет максимума в 2024 г. и составит 868 млн. м³ с последующим снижением к 2050 г. до 130 млн. м³.

Таблица 5

Сырьевая база свободного газа и газа газовых шапок месторождений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область) по состоянию на 01.01.2023 г.

Месторождение	Недропользователь	Накопленная добыча и потери, млн. м ³	Запасы, млн. м ³	Выработанность, %
Ярактинское НГК	ООО «ИНК-НефтеГазГеология», ООО «Иркутская нефтяная компания», ООО «Тихоокеанский терминал», АО «ИНК-Запад»	19 594	91 065	17,71
Марковское НГК	ООО «Иркутская нефтяная компания»	1 319	18 088	6,8
Западно-Аянское НГК	ООО «ИНК-НефтеГазГеология»	1 136	9 246	10,9
Всего ООО «ИНК»		22 049	118 399	15,7
Верхнечонское НГК	ПАО «НК «Роснефть», ООО «Газпромнефть-Ангара», ПАО «Верхнечонскнефтегаз», ООО «КрасГеоНАЦ»	4 055	198 856	2,0
Дулисьминское НГК	ООО «Иркутская нефтяная компания», АО «НК Дулисьма»	8 882	96 556	8,4
Всего Непско-Ботуобинская НГО		34 986	413 811	7,8

Таблица 6

Динамика добычи свободного газа и газа газовых шапок месторождений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область), млн. м³

Месторождение / Год	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ярактинское НГК	727	590	527	922	953	1 440	1 084	1 203	2 309
Марковское НГК	13	10	10	11	8	5	9	10	169
Всего ООО «ИНК»	740	600	537	933	961	1 445	1 097	1 213	2 478
Верхнечонское НГК	25	30	35	42	67	368	364	364	489
Дулисьминское НГК	33	34	41	61	67	911	-		209
Всего Непско-Ботуобинская НГО	798	664	613	1 036	1 095	2 724	1 461	1 577	3 176

Текущее состояние сырьевой базы не позволяет полностью обеспечить потребности в газовом сырье Усть-Кутского газохимического кластера для переработки. По прогнозу ИНГТ СО РАН суммарная потребность в газе сверх объёмов добычи на Ярактинском и Марковском месторождениях составит 54 млрд. м³ до 2050 г.

Для эффективного функционирования крайне перспективного Усть-Кутского газохимического кластера за пределами 2030 г. необходимо либо подготовить новые запасы

газа для ввода в разработку новых месторождений, либо предусмотреть строительство магистральных газопроводов от уже открытых месторождений в Непско-Ботуобинской или Ангаро-Ленской НГО.

Сырьевая база газопровода Сила Сибири

В последнее десятилетие в Лено-Тунгусской НГП (Республика Саха (Якутия), Иркутская область) и Амурской области на базе двух уникальных месторождений – Чаяндынского НГКМ (Непско-Ботуобинская НГО) и Ковыктинского газоконденсатного месторождения (Ангаро-Ленская НГО) (табл. 7) формируется крупный центр по добыче и переработке природного газа [Kontorovich et al., 2018].

Таблица 7

Сырьевая база свободного газа Чаяндынского и Ковыктинского месторождений по состоянию на 01.01.2023 г.

Месторождение	Нефтегазоносная область	Накопленная добыча и потери, млн. м ³	Запасы, млн. м ³	Выработанность, %
Чаяндынское НГК	Непско-Ботуобинская	34 968	1 046 792	3,2
Ковыктинское ГК	Ангаро-Ленская	3 345	1 651 056	0,2
Всего		38 313	2 697 848	1,4

Чаяндынское НГКМ открыто в 1983 г. Крупномасштабная добыча газа в регионе долгое время сдерживалась отсутствием магистральной газотранспортной инфраструктуры. С вводом в эксплуатацию в декабре 2019 г. магистрального газопровода «Сила Сибири» начался новый этап освоения газового потенциала Республики Саха (Якутия). Месторождение находится в Непско-Ботуобинской НГО Лено-Тунгусской НГП. Оператором разработки является ПАО «Газпром». Месторождение определено как ресурсная база магистрального газопровода «Сила Сибири». Особенностью свободного газа Чаяндынского месторождения является высокая концентрация углеводородных газов C₂-C₄ и гелия.

Уникальное Ковыктинское газоконденсатное месторождение расположено в Ангаро-Ленской НГО в Иркутской области. Оно открыто в 1987 г. Ковыктинское месторождение вместе с Чаяндынским являются ресурсной базой магистрального газопровода «Сила Сибири». Особенность Ковыктинского месторождения, как и Чаяндынского, - высокая концентрация газов C₂-C₄ и гелия в свободном газе.

В 2011 г. ПАО «Газпром» получил лицензию на разработку Ковыктинского газоконденсатного месторождения, предназначенного для подачи газа в магистральный газопровод «Сила Сибири». Месторождение также включено в программу газификации Иркутской области для газоснабжения населённых пунктов вдоль газопровода «Ковыкта–Саянск–Иркутск». Планируемый проектный уровень добычи – до 27 млрд. м³ газа в год.

В октябре 2022 г. на Ковыктинском месторождении начались пусконаладочные работы, в декабре 2022 г. планируется ввод месторождения в эксплуатацию.

Динамика добычи свободного газа на Чаяндинском НГКМ и Ковыктинском ГКМ (табл. 8) связана со сроками ввода в эксплуатацию газотранспортной инфраструктуры и строительства газоперерабатывающих и газохимических мощностей в Амурской области. Газ Чаяндинского и Ковыктинского месторождений, нормированный по содержанию гелия, является сырьевой базой для Амурского газоперерабатывающего завода.

Таблица 8

Динамика добычи свободного газа на Чаяндинском и Ковыктинском месторождениях, млн. м³

Месторождение / Год	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Чаяндинское НГК	-	-	-	-	-	831	4 424	11 600	16 319
Ковыктинское ГК	-	-	-	-	-	4	44	50	176
Всего	-	-	-	-	-	835	4 468	11 650	16 495

Мощность переработки Амурского газоперерабатывающего завода составляет 42 млрд. м³ газа в год, при этом выпуск очищенной метановой фракции - 38 млрд. м³. Поставки метана в Китай в 2023 г. достигли 22,7 млрд. м³. Выход на проектный уровень экспортных поставок в 38 млрд. м³ запланирован на 2027 г., обсуждаются вопросы увеличения поставок газа в Китай.

Добыча газа на Чаяндинском месторождении по проекту выйдет на максимальный проектный уровень в 2024 г. Добыча газа составит 25 млрд. м³ и будет стабилизирована на этом уровне до 2050 г. [Конторович и др., 2016].

Добыча газа на Ковыктинском газоконденсатном месторождении предусматривает в 2022-2027 гг. монотонный рост до 27 млрд. м³. Такие объемы добычи газа позволят удерживать достигаемый уровень добычи и после 2050 г.

Байкитская НГО

Подготовленные запасы и ресурсы газа имеются также в Красноярском крае в Ванаварском и Нижнеангарском самостоятельных нефтегазоносных районах. На территории Байкитской антеклизы открыты гигантские Юрубчено-Тохомское и Куюмбинское НГКМ. Юрубчено-Тохомское НГК выявлено в 1984 г., ввод в эксплуатацию состоялся в 2016 г., оператором является АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания» (структура ПАО «НК «Роснефть»). Куюмбинское НГКМ введено в эксплуатацию в 2016 г. Оператором разработки является ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» (совместное предприятие ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром нефть»). На месторождениях ведётся преимущественно добыча нефти с поставкой в магистральный нефтепровод Куюмба-Тайшет, который соединен с

нефтепроводом ВСТО.

Юрубчено-Тохомское и Куюмбинское месторождения не имеют и, судя по проработкам «Энергетической стратегии России» и ПАО «Газпром», не будут иметь доступа к системам магистральных газопроводов, по крайней мере, до 2050 г., что делает невозможным промышленное освоение запасов свободного и растворенного в нефти газа. Полезное использование газа ограничивается нуждами промыслов, а также закачкой в пласт, при этом неизбежны большие потери газа [Бочкарёв и др., 2021].

Месторождения Байкитской НГО имеют большой ресурсный потенциал для освоения запасов свободного газа и газа газовых шапок, а также газа, растворенного в нефти. В случае расширения пропускной способности нефтепровода «Куюмба–Тайшет» на Юрубчено-Тохомском и Куюмбинском месторождениях можно ожидать рост добычи нефти и растворенного газа (табл. 9, 10).

Таблица 9

Сырьевая база свободного газа и газа газовых шапок месторождений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Байкитская нефтегазоносная область) по состоянию на 01.01.2023 г.

Месторождение	Недропользователь	Накопленная добыча и потери, млн. м ³	Запасы, млн. м ³	Выработанность, %
Юрубчено-Тохомское НГК	ПАО «НК «Роснефть», ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания»	15 991	658 399	2,4
Куюмбинское НГК	ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»	1 759	103 147	1,7
Всего		17 750	761 546	2,3

Таблица 10

Динамика добычи свободного газа и газа газовых шапок месторождений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Байкитская нефтегазоносная область), млн. м³

Месторождение / Год	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Юрубчено-Тохомское НГК	-	-	-	5	28	51	239	1 425	2 048
Куюмбинское НГК	8	4	1	3	4	4	30	45	57
Всего	8	4	1	8	32	55	269	1470	2 105

В настоящее время имеющаяся инфраструктура позволяет использовать до 2 млрд. м³ растворенного газа в год. Реализация второй очереди газовой программы позволит ежегодно использовать до 5 млрд. м³ газа. Согласно проекту разработки месторождения, газ необходим для обеспечения генерации электроэнергии и закачки обратно в пласт с целью поддержания

пластового давления. Реализация запланированных мероприятий газовой программы позволит довести уровень использования растворенного газа до 95%.

Такое использование газа, растворенного в нефти, нельзя считать эффективным. Необходимо срочно разработать программу переработки, транспорта и использования газа, растворенного в нефти, как Куюмбинского, так и Юрубчено-Тохомского месторождений, подобно тому, как это сделано ИНК.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция

В пределах Западно-Сибирской НГП сформировано два центра газодобычи на севере Красноярского края:

- для газоснабжения Норильского промышленного узла и г. Норильска, где сетевой природный газ поступает с начала 60-х гг. XX в.;
- для снабжения газом промыслов и электростанций Ванкорского нефтедобывающего района (Туруханский административный район), а также для поставок в ЕСГ.

Норильская группа

Газоснабжение и эксплуатацию газовых объектов и инфраструктуры на севере Красноярского края осуществляют газовые компании АО «Норильскгазпром» и АО «Норильсктрансгаз», которые являются дочерними компаниями ПАО «Норникель» и не входят в Группу Газпром.

В Норильском промышленном районе газ подаётся для нужд энергетики, включающей выработку тепловой и электрической энергии. Основными потребителями газа являются АО «Норильско-Таймырская энергетическая компания», предприятия Заполярного филиала ПАО «ГМК «Норильский никель» и г. Дудинка. Газоснабжение населения не проводится, поскольку ранее при строительстве городской инфраструктуры принято решение о применении в домохозяйствах электрических плит. Бытовые нужды населения обеспечиваются за счёт централизованного электроснабжения и теплоснабжения жилья.

Все разрабатываемые месторождения находятся вблизи границ Таймырского Долгано-Ненецкого района Красноярского края и Ямало-Ненецкого автономного округа. Запасы Мессояхского и Северо-Соленинского месторождений (табл. 11) учтены в балансах двух субъектов федерации: в Красноярском крае и в Ямало-Ненецком автономном округе. Протяженность газопровода от этих месторождений до г. Норильска – 300 км. Большая его часть проходит по территории Красноярского края. Транспортировку газа по газопроводу «Пеляткинское ГKM–Северо-Соленинское ГKM–Южно-Соленинское ГKM–Мессояхское ГM», протяжённостью 939 км, и «Мессояхское ГM–Норильск», протяжённостью 263 км, осуществляет АО «Норильсктрансгаз».

Таблица 11

Сырьевая база газа свободного и газовых шапок месторождений, обеспечивающих Норильский промышленный комплекс, по состоянию на 01.01.2023 г.

Месторождение	Нефтегазоносная область	Накопленная добыча и потери, млн. м ³	Запасы, млн. м ³	Выработанность, %
Мессояхское Г	Енисей-Хатангская, Пур-Тазовская	13 197	7 260	64,5
Пеляткинское ГК		33 722	122 495	21,6
Северо-Соленинское ГК		89 426	43 264	67,4
Южно-Соленинское ГК		60 167	92 897	39,3
Всего		196 512	265 916	42,5

Разработка Северо-Соленинского, Южно-Солённого и Мессояхского месторождений АО «Норильскгазпром» находится на стадии падающей добычи (табл. 12). Для устойчивого обеспечения спроса Норильского промышленного района на природный газ возникла необходимость ввода в разработку Пеляткинского газоконденсатного месторождения, поставки газа с которого начались в 2003 г. В связи с реорганизацией АО «Таймыргаз» лицензия на разработку Пеляткинского месторождения в 2019 г. передана АО «Норильскгазпром». Одновременно АО «Норильскгазпром» ведет работы по повышению эффективности отбора низконапорного газа на месторождениях с падающей добычей.

Таблица 12

Динамика добычи газа свободного и газовых шапок месторождений, обеспечивающих газом Норильский промышленный комплекс, млн. м³

Месторождение / Год	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Мессояхское Г	72	72	69	54	51	50	43	38	40
Пеляткинское ГК	2 460	2 149	2 387	2 086	2 027	1 971	2 125	2 125	2 166
Северо-Соленинское ГК	1 084	864	770	723	677	642	467	417	488
Южно-Соленинское ГК	160	146	136	151	142	141	93	84	122
Всего	3 776	3 231	3 362	3 014	2 897	2 804	2 728	2 664	2 816

Проектная мощность Норильской региональной ГТС рассчитана на транспортировку 5,2 млрд. м³ газа в год. В 2021 г. по газопроводу прокачано 2,9 млрд. м³ газа, что обеспечило выработку энергии в Норильском промышленном районе. Основная часть поставок природного газа в г. Норильск и Таймырский, Долгано-Ненецкий муниципальные районы осуществляется для нужд электроэнергетики (81,17%) и промышленности (18,79%). Относительно небольшие объемы поставок предназначаются коммунально-бытовым и прочим видам потребителей (0,04% от общего объема поставок). Поставки природного газа населению не ведутся.

По прогнозу ИНГГ СО РАН основная доля потребления газа в регионе до 2050 г. будет обеспечиваться за счет Пеляткинского газоконденсатного месторождения, что обусловлено

низкой выработанностью запасов этого месторождения и низким уровнем добычи на остальных месторождениях Енисей-Хатангской НГО. Суммарная добыча природного газа на рассмотренных месторождениях сохранится на уровне 2,0-2,5 млрд. м³ до 2050 г.

Ванкоро-Сузунская группа

Промышленная добыча свободного газа и газа газовых шапок осуществляется на Ванкорском месторождении, который используется на промышленные нужды (в том числе питает Ванкорскую газотурбинную электростанцию. Газ также закачивается в пласты для поддержания пластового давления. Избыток газа после подготовки поступает в газопровод «Ванкор–Хальмерпаютинское» мощностью 5,8 млрд. м³ и далее в ЕСГ.

Сузунское, Тагульское и Лодочное месторождения располагают запасами свободного газа и газа газовых шапок (табл. 13), месторождения только вовлекаются в промышленную разработку. Добыча газа по итогам 2022 г. составила 223, 342 и 310 млн. м³ соответственно.

Таблица 13

Сырьевая база газа свободного и газовых шапок месторождений Ванкоро-Сузунской группы по состоянию 01.01.2023 г.

Месторождение	Недропользователь	Накопленная добыча и потери, млн. м ³	Запасы, млн. м ³	Выработанность, %
Ванкорское НГК	АО «Ванкорнефть»	62 407	66 015	48,6
Сузунское НГК	АО «Сузун»	367	31 264	1,2
Тагульское НГК	ООО «Тагульское»	3 290	112 310	2,8
Лодочное НГК	АО «Самотлорнефтегаз», ООО «Тагульское»	2 494	51 143	4,6
Всего		68 558	260 732	20,8

В связи со снижением объемов добычи свободного газа и газа газовых шапок на Ванкорском месторождении (табл. 14) и наличием свободных мощностей по дозагрузке газопровода «Ванкор–Хальмерпаютинское месторождения», возможно вовлечение в разработку газовых залежей соседних месторождений Ванкоро-Сузунской группы – Сузунского, Тагульского и Лодочного месторождений. По прогнозу продолжится снижение темпов добычи газа на Ванкорском месторождении к 2030 г. до 1401 млн. м³, к 2050 г. - до 136 млн. м³.

На Сузунском месторождении завершено строительство газопровода «Сузунское-Ванкорское», проектная мощность газопровода составляет 2,2 млрд. м³ газа в год, при этом по оценке добыча свободного газа и газа газовых шапок на месторождении выйдет на максимум в 2025 г. (1,2 млрд. м³), такой уровень сохранится до 2034 г., затем добыча будет монотонно снижаться (в 2050 г. добыча газа - 528 млн. м³).

Таблица 14

Динамика добычи свободного и газовых шапок месторождений Ванкоро-Сузунской группы, млн. м³

Месторождение / Год	2014	2015	2016	2017	2017	2019	2020	2021	2022
Ванкорское НГК	5541	7300	6803	6858	5700	4542	3971	4239	4420
Тагульское НГК	-	-	-	3	28,5	54	77	179	342
Лодочное НГК	-	-	-	-	0,5	1	18	201	310
Сузунское НГК	-	-	-	1	0,5	-	2	13	223

Добыча нефтяного газа на месторождениях Ванкоро-Сузунской группы ведется с 2009 г. с началом разработки Ванкорского месторождения. Газ в основном закачивается в пласты для поддержания пластового давления, но часть его после предварительной подготовки также поступает в ЕСГ.

Охотоморская нефтегазоносная провинция*Сахалин-1*

В рамках проекта «Сахалин-1» разрабатываются НГКМ: Чайво, Одопту-море (Центральный и Южный купола), Одопту-море (Северный купол), Аркутун-Даги, Лебединское. До октября 2022 г. оператором проекта являлась американская компания «Еххон Neftegas». В состав участников проекта входили Еххон Neftegas (30%), ПАО «НК «Роснефть» (20%), «ONGC» (20%), «Sodeco» (30%). В настоящее время все участники проекта, кроме Еххон Neftegas, подтвердили своё согласие войти в уставной капитал нового оператора ООО «Сахалин-1» пропорционально старым долям.

Низкая выработанность запасов газа (табл. 15) обусловлена отсутствием возможности реализации свободного газа и газа газовых шапок на экспорт и низкой доходностью внутреннего рынка, поэтому как следствие компания в основном закачивает газ обратно в пласт.

Месторождение Чайво введено в разработку в 2005 г. Добыча газа в 2014 г. составляла 8 млрд. м³, затем достигла объема 9,8 млрд. м³ в 2021 г. и снизилась в 2022 г. до 5,6 млн. м³, из которых 3,5 млрд. м³ газа закачано в пласт (табл. 16).

Месторождение Одопту-море (Центральный и Южный купол) введено в разработку в 2011 г. По итогу 2021 г. добыто 1,8 млрд. м³, однако в следующий 2022 г. добыча газа упала более чем в 2 раза до 0,7 млн. м³, при этом закачка газа в пласт составила 0,8 млн. м³.

Месторождение Одопту-море (Северный купол) введено в разработку в 1998 г. Месторождение находится на завершающей стадии разработки, за 2022 г. добыто 3 млн. м³ свободного газа и газа газовых шапок.

Таблица 15

**Сырьевая база свободного газа и газа газовых шапок на месторождениях проекта «Сахалин-1»
(Охотоморская нефтегазоносная провинция) по состоянию на 01.01.2023 г.**

Месторождение	Недропользователь	Накопленная добыча и потери, млн. м ³	Запасы, млн. м ³	Выработанность, %
Чайво НГК	ПАО «НК «Роснефть», Консорциум «Эксон Нефтегаз лтд»	21 029*	196 508	39,8
Одопту-море (Центральный и Южный купола) НГК	Консорциум «Эксон Нефтегаз лтд»	0*	105 607	8,7
Одопту-море (Северный купол) НГК	ПАО «НК «Роснефть»	396	126	75,9
Аркутун-Даги НГК	Консорциум «Эксон Нефтегаз лтд»	1 712	56 571	2,9
Лебединское НГК	ПАО «Газпром», Консорциум «Эксон Нефтегаз лтд», ПАО «НК «Роснефть»	398	1 376	22,4
Всего		142 588	360 188	28,4

* без учёта объёма газа, закаченного в пласт.

Таблица 16

**Динамика добычи свободного газ и газа газовых шапок на месторождениях
проекта «Сахалин-1» (Охотоморская нефтегазоносная провинция), млн. м³**

Месторождение / Год	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Чайво НГК	8 047	7 919	8 578	8 429	9 234	8 293	9 556	9 801	5 596
Одопту-море (Центр.+Южный купола) НГК	473	408	470	653	1 200	1 674	1 659	1 752	703
Одопту-море (Северный купол) НГК	48	55	50	26	21	15	10	0	3
Аркутун-Даги НГК	0	0	203	1	132	624	238	307	149
Лебединское НГК	0	0	0	0	0	0	155	186	52
Всего	8 568	8 382	9 301	9 109	10 587	10 606	11 618	12 046	6 503

Месторождение Аркутун-Даги введено в разработку в 2015 г. В последнее время на месторождении происходят колебания в уровне добычи газа, в 2016 г. – 203 млн. м³, в 2017 г. промышленная добыча не осуществлялась. В 2019 г. объем добычи достиг 624 млн. м³, затем снова снизился до уровня 149 млн. м³ в 2022 г.

Месторождение Лебединское введено в разработку в 2020 г. Объем добычи газа и газовых шапок в первый год эксплуатации месторождения составил 155 млн. м³, а по итогу

2022 г. добыто всего 52 млн. м³.

В рамках проекта «Сахалин-1» велась добыча свободного и растворённого нефтяного газа на четырех месторождениях. Однако в связи с отсутствием инфраструктуры по экспорту природного газа большая его часть закачивалась обратно в пласт. Так из 7,3 млрд. м³ газа, добытого в 2022 г., 4,4 млрд. м³ закачано обратно в пласт. Поставки газа с месторождений проекта «Сахалин-1» осуществлялись преимущественно потребителям в Хабаровский край по газопроводу «Оха–Комсомольск-на-Амуре», протяженностью 556 км. Подача газа в Сахалинскую область с месторождений проекта «Сахалин-1» возможна в два муниципальных образования («Городской округ Ногликский», городской округ «Охинский»). Эксплуатация газопровода «Оха–Комсомольск-на-Амуре», согласно проекту, предполагается до 2025 г., после чего этот газопровод будет законсервирован. После 2025 г. газоснабжение Хабаровского и Приморского краев должно осуществляться полностью за счет газопроводной системы «Сахалин–Хабаровск–Владивосток» на основе месторождений проекта «Сахалин-3». ПАО «Газпром» в декабре 2021 г. завершены строительные-монтажные работы по расширению мощностей магистрального газопровода «Сахалин–Хабаровск–Владивосток» на участке от Комсомольска-на-Амуре до Хабаровска. Протяженность участка с учетом резервных ниток и подводных переходов составила 390,8 км. Это позволило начать переподключение потребителей от газопровода «Оха–Комсомольск-на-Амуре» [Голстиков и др., 2020].

После завершения контракта на поставку газа по газопроводу Оха–Комсомольск-на-Амуре в 2025 г. ожидается прекращение поставок газа потребителям. Весь добытый газ будет закачиваться в пласт для поддержания давления.

Для роста добычи газа по проекту «Сахалин-1» рассматривалась возможность поставки сырья для загрузки, проектируемой 3-ей очереди завода СПГ проекта «Сахалин-2» в объёме 5,4 млн. т в год. Однако ПАО «НК «Роснефть» отдало приоритет строительству Дальневосточного СПГ в Хабаровском крае в порту Де-Кастри на собственной сырьевой базе, мощностью 6,2 млн. т. С 2022 г. реализация проекта приостановлена, но планы по строительству завода сохраняются.

Сахалин-2

В рамках проекта «Сахалин-2» разрабатываются Лунское и Пильтун-Астохское НГКМ, введенные в разработку в 2009 г. До августа 2022 г. оператором проекта являлась Sakhalin Energy. В состав участников входили ПАО «Газпром» (50% плюс 1 акция), Shell (27,5% минус 1 акция), Mitsui & Co. Ltd (12,5%), Mitsubishi Corporation (10%). В августе 2022 г. создана российская компания ООО «Сахалинская энергия», которой переданы функции оператора проекта. При этом японские Mitsui и Mitsubishi сохранили участие в проекте, а Shell отказалась от участия. Поэтому в марте 2024 г. по распоряжению Правительства РФ, оставшиеся 27,5%

оператора проекта ООО «Сахалинская энергия» приобретет ПАО «Газпром».

Добыча газа на Лунском месторождении имеет тенденцию к росту с 2014 г. по 2022 г., годовой объем добычи газа увеличился с 16,6 млрд. м³ до 18,2 млрд. м³ (табл. 17).

Таблица 17

Динамика добычи свободного газа и газа газовых шапок на месторождениях проекта «Сахалин-2» (Охотоморская нефтегазоносная провинция), млн. м³

Месторождение / Год	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Лунское НГК	16 620	16 504	16 996	17 787	17 658	17 593	18 425	16 553	18 218
Пильтун-Астохское НГК	422	435	409	361	347	217	201	240	183
Всего	17 042	16 939	17 405	18 148	18 005	17 810	18 626	16 793	18 401

Добыча на Пильтун-Астохском месторождении находится на завершающей стадии разработки, так ежегодный объем добычи газа уменьшился с 422 млн. м³ в 2014 г. до 183 млн. м³ в 2022 г.

Добыча газа осуществляется на морских добывающих платформах «Лунская-А» и «Пильтун-Астохская-Б», самой крупной платформе, установленной на проекте «Сахалин-2». С конца 2008 г. на платформе ведется добыча нефти и растворённого газа на Пильтунской площади Пильтун-Астохского нефтяного месторождения.

Поставки газа осуществляются по транссахалинскому газопроводу, протяженностью около 800 км, по маршруту до завода СПГ на юге острова. Природный газ используется для газоснабжения Сахалинской области, однако большая часть поставляется на экспорт.

С 2009 г. на Сахалине работает первый в России завод по производству СПГ. Проектная производительность двух технологических линий завода - 9,6 млн. т СПГ в год. При этом в последние годы объем производства превосходит проектный уровень. По итогам 2022 г. производство составило 11,5 млн. т СПГ, а по итогам 2023 г. несколько снизилось - до 10 млн. т. Крупнейшим покупателем СПГ по данным 2020 г. являлась Япония, отгружено 6 млн. т СПГ. В настоящее время японские компании подтвердили контракты на поставку СПГ с новым оператором в объёме 4,6 млн. т СПГ в год на срок 20-24 года.

Осенью 2022 г. новый оператор проекта «Сахалинская энергия» принял решение перейти от сценария разработки «максимальные отборы» к «рациональной разработке» с целью снизить геолого-технологические риски, обеспечить стабильность производства СПГ и продлить период добычи на зрелом Лунском месторождении.

В соответствии с прогнозом, добыча газа по проекту «Сахалин-2» будет сохраняться на

текущем уровне до 2024 г. В дальнейшем в связи с высокой выработанностью запасов (табл. 18) прогнозируется планомерное сокращение добычи природного газа. Поставки газа будут направляться на газоснабжение Сахалинской области, а также на завод СПГ. В настоящее время потребление природного газа Сахалинской области составляет 1,1 млрд. м³, к 2030 г. спрос вырастет до 1,8 млрд. м³. На завод СПГ направляется около 18 млрд. м³ газа в год. Поставки газа на завод СПГ будут снижаться по мере выработанности запасов месторождения. Компенсировать снижение поставок газа на завод СПГ планируется за счет газа Южно-Кириинского месторождения (Сахалин-3), разработка которого начнется в 2025 г. Вместе с этим в рамках проекта «Сахалин-2» планируется к строительству 3-я очередь СПГ завода, которая рассчитана на 5,4 млн. т СПГ, ввод в эксплуатацию ожидается в 2026 г.

Таблица 18

Сырьевая база свободного газа и газа газовых шапок на месторождениях проекта «Сахалин-2» (Охотоморская нефтегазоносная провинция) по состоянию на 01.01.2023 г.

Месторождение	Недропользователь	Накопленная добыча и потери, млн. м ³	Запасы, млн. м ³	Выработанность, %
Лунское НГК	Сахалин Энерджи Инвестмент компани L	225 692	175 524	56,3
Пильтун-Астохское НГК		7 203	63 245	10,2
Всего		232 895	238 769	49,4

Сахалин-3

В рамках проекта «Сахалин-3» осваиваются Южно-Кириинское и Ново-Венинское НГКМ; Кириинское, Северо-Венинское, Мынгинское, Южно-Лунское газоконденсатные месторождения, лицензия на разработку которых принадлежит ПАО «Газпром». В проект входят нефтяные месторождения Нептун и Тритон, оператором которых является ООО «Газпром нефть шельф». В проект также входит Венинское газовое месторождение, лицензия принадлежит ООО «Венинефть» (совместному предприятию компаний ПАО «НК «Роснефть» и китайской Sinopec). На 01.01.2023 г. суммарные запасы на месторождениях проекта «Сахалин-3» составляют 821165 млн. м³ (табл. 19).

Добыча свободного газа и газа газовых шапок на Венинском Южно-Кириинском Северо-Венинском Ново-Венинском Мынгинском и Южно-Лунском месторождениях не осуществляется.

В рамках лицензионных участков ПАО «Газпром» промышленная добыча газа началась в 2014 г. на Кириинском месторождении. В настоящее время добываемый газ поставляется потребителям Приморского и Хабаровского края. Добыча газа в 2022 г. составила 1,5 млрд. м³ (табл. 20).

Таблица 19

Сырьевая база свободного газа и газа газовых шапок на месторождениях проекта «Сахалин-3» (Охотоморская нефтегазоносная провинция) по состоянию на 01.01.2023 г.

Месторождение	Недропользователь	Накопленная добыча и потери, млн. м ³	Запасы, млн. м ³	Выработанность, %
Венинское Г	Департамент по недропользованию	0	1 488	0,0
Кириновское ГК	ПАО «Газпром»	7 059	103 244	6,4
Южно - Кириновское НГК	ПАО «Газпром»	0	611 739	0,0
Северо - Венинское ГК	ООО «Венинефть» (СП Роснефть и китайской Синопек)	0	35 446	0,0
Ново - Венинское НГК	Департамент по недропользованию	0	486	0,0
Мынгинское ГК	ПАО «Газпром»	0	19 854	0,0
Южно - Лунское ГК	ПАО «Газпром»	0	48 908	0,0
Всего		7 059	821 165	0,9

Таблица 20

Динамика добычи свободного газа и газа газовых шапок на месторождениях проекта «Сахалин-3» (Охотоморская нефтегазоносная провинция), млн. м³

Месторождение / Год	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Кириновское ГК	98	605	679	636	682	771	793	1 257	1 517

Особенностью разработки является использование подводного добычного комплекса без использования добывающих платформ. Добываемый газ и газовый конденсат собирается на манифольде, откуда по морскому трубопроводу доставляются на береговой технологический комплекс. С берегового технологического комплекса природный газ поставляется в газопроводную систему «Сахалин–Хабаровск–Владивосток», протяженностью 1830 км. В рамках первой очереди мощность газопровода «Сахалин–Хабаровск–Владивосток» составляет 5,5 млрд. м³ в год. При реализации экспортных проектов планируется увеличить мощность газопровода до 20 млрд. м³ газа в год.

Можно выделить четыре ключевых направления реализации газа в рамках проекта «Сахалин-3»:

1. Увеличение *внутреннего потребления* природного газа потребителями Хабаровского и Приморского края. Потребление природного газа в Хабаровском крае составляет около 2,8 млрд. м³, в Приморском крае – 1,5 млрд. м³.

2. Строительство газопровода «*Сила Сибири-3*» (газопровод-отвод от «Сахалин–Хабаровск–Владивосток» в Китай), мощностью до 10 млрд. м³ в год.

3. Строительство среднетоннажного завода по производству *СПГ* в г. Владивосток,

мощностью 1,5 млн. т СПГ в год.

4. Поставки на завод СПГ на Сахалине, компенсирующие будущее снижение добычи газа в рамках проекта «Сахалин-2».

С 2025 г. планируется начало промышленной добычи газа на Южно-Кирином месторождении. На первом этапе планируемый объем добычи 5 млрд. м³, в перспективе – 10 млрд. м³. Газ Южно-Кирином месторождения является сырьевой базой для экспортных поставок в Китай по газопроводу «Сила Сибири-3».

Добыча газового конденсата в рамках проекта «Сахалин-3» ведется на Кирином месторождении. Добытый конденсат подается в нефтепровод компании «Сахалинская энергия» (Сахалин-2).

В рамках проекта «Сахалин-3» также предполагается освоение Аяшского блока (нефтяные месторождения Нептун и Тритон). Начало добычи запланировано на 2030 г., на первом этапе она составит 3 млн. т, в перспективе – до 10 млн. т нефти.

Прогноз добычи природного газа определяется темпами строительства газотранспортной и экспортной инфраструктуры, а также спросом на внутреннем и мировом рынке. Газ проекта «Сахалин-3» поставляется по магистральному газопроводу Сахалин–Хабаровск–Владивосток потребителям Приморского и Хабаровского краев с возможностью подключения экспортной инфраструктуры. До 2025 г. добыча газа будет осуществляться на Кирином месторождении, объем добычи определяется спросом со стороны потребителей Хабаровского и Приморского краев.

С 2023 г. прогнозируется рост добычи газа на Кирином месторождении в связи с планомерным переключением потребителей Хабаровского края с газа проекта «Сахалин-1» на газ с проекта «Сахалин-3».

В 2025 г. прогнозируется начало промышленной добычи газа на Южно-Кирином месторождении. Выход на проектный уровень добычи в 21 млрд. м³ ожидается в 2036 г.

Месторождения проекта «Сахалин-3» являются ресурсной базой для поставок газа в Китай по газопроводу-отводу от магистрального газопровода «Сахалин–Хабаровск–Владивосток» (Сила Сибири-3). На первом этапе экспорт составит 5 млрд. м³ в год с перспективой увеличения до 10 млрд. м³ в год. Также газ будет поставляться на планируемый среднетоннажный завод Владивосток–СПГ, мощностью 1,5 млн. т в год.

Газ Южно-Кирином месторождения планируется также поставлять на существующий завод СПГ на Сахалине, компенсируя падение добычи в рамках проекта «Сахалин-2».

Прогнозируется увеличение спроса на природный газ со стороны потребителей. Так, в 2020 г. потребление газа в Хабаровском крае составило 2,8 млрд. м³, в Приморском крае – 1,5 млрд. м³. К 2030 г. прогнозируется рост потребления соответственно до 4,9 и 2,6 млрд. м³.

При этом после 2025 г. газоснабжение потребителей будет происходить только за счет газа проекта «Сахалин-3».

Сахалин-5

В рамках проекта «Сахалин-5» разрабатывается Кайгано-Васюканское НГКМ. В настоящее время промышленная добыча на месторождении не осуществляется.

Сахалинская область (суша)

Добыча свободного газа и (или) газа газовых шапок также осуществляется на 53 месторождениях Сахалинской области. Прогнозируется дальнейшее снижение добычи газа на территории Сахалинской области, что обусловлено высокой выработанностью запасов месторождений в среднем около 50-60%. Основными операторами являются ПАО «НК «Роснефть» и АО «Сахалинская нефтяная компания». Текущие запасы составляют 39,9 млрд. м³, накопленная добыча и потери – 55,1 млрд. м³ (табл. 21). В динамике добычи на месторождениях просматривается тенденция к сокращению добычи (табл. 22).

Таблица 21

**Сырьевая база свободного газа и газа газовых шапок на месторождениях
Охотоморской нефтегазоносной провинции (Суша) по состоянию на 01.01.2023 г.**

Месторождение	Недропользователь	Накопленная добыча и потери, млн. м ³	Запасы, млн. м ³	Выработанность, %
Сахалинская область		55 291	38 295	59,1
им. Р.С. Мирзоева НГК	ПАО «НК «Роснефть»	9 007	2 295	79,7
Усть-Эвай ГК		5 059	3 095	62,0
Южно-Луговское Г	АО «Сахалинская нефтяная компания»	491	1 651	22,9
Восточно-Луговское Г		130	279	31,8
Шхунное НГ	ПАО «НК «Роснефть»	1 560	254	86,0
Монги НГК		9 817	2 095	82,4
Набиль ГН		199	1 565	11,3
Благовещенское Г	АО «Сахалинская нефтяная компания»	64	144	30,8
Заречное Г		20	327	5,8
Тунгор НГК	ПАО «НК «Роснефть»	9 217	387	96,0
Узловое ГК		2 699	2 735	49,7
Усть-Томи ГК		2 660	870	75,4
Кыдыланьи НГ		2 969	1 715	63,4
Прочие (40 шт.)		11 399	20 883	35,3

Суммарная добыча газа в Сахалинской области и на шельфе о-ва Сахалин составляет 18,2 млрд. м³, к 2025 г. добыча вырастет до 23,3 млрд. м³. В период 2025-2035 гг. прогнозируется планомерный рост добычи природного газа по мере строительства экспортной инфраструктуры. После 2035 г. добыча газа стабилизируется на уровне 38 млрд. м³.

Таблица 22

**Динамика добычи свободного газа и газа газовых шапок на месторождениях
Охотоморской нефтегазоносной провинции (Суша), млн. м³**

Месторождение / Год	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Сахалинская область	215	200	138	135	114	93	100	150	77
им. Р.С. Мирзоева НГК	39	61	25	16	23	21	35	59	26
Усть-Эвай ГК	58	70	56	59	32	34	20	28	22
Южно-Луговское Г	28	24	25	13	21	16	13	17	8
Восточно-Луговское Г	-	-	-	8	11	12	12	9	5
Шхунное НГ	13	9	6	3	1	2	8	15	6
Монги НГК	23	16	16	29	18	-	7	15	-
Набиль ГН	4	4	4	4	4	4	3	3	3
Благовещенское Г	-	-	-	-	-	2	2	2	1
Заречное Г	1	1	1	-	2	2	-	2	-
Тунгор НГК	10	3	5	3	2	-	-	-	6
Узловое ГК	22	7	-	-	-	-	-	-	-
Усть-Томи ГК	16	5	-	-	-	-	-	-	-
Кыдыланьи НГ	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие (40 шт.)	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Перспективы добычи и прироста запасов газа

Прогноз прироста запасов газа будет определяться современным и прогнозируемым состоянием внутреннего и внешнего рынков газа в краткосрочном, среднесрочном и долгосрочном периодах, современным состоянием и перспективой наращивания сырьевой базы газовой промышленности в целом, прогнозом развития газификации регионов России, современным состоянием и прогнозом развития систем транспорта газа, прогнозом развития систем производства СПГ, перспективами развития переработки и газохимии, экспорта газа, состоянием и законодательным окружением системы недропользования, темпами технологического перевооружения газовой отрасли на базе импортозамещения.

Анализ состояния сырьевой базы распределенного и нераспределенного фондов недр регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока серьезных ограничений на прирост запасов газа не выявил, несмотря на то, что на этой территории могут быть и не открыты новые гигантские газовые или нефтегазовые месторождения газа с запасами, как на Ковыктинском, Чаяндинском или Среднеботуобинском и Юрубчено-Тохомском месторождениях.

Следует отметить, что, хотя на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока лицензионные участки получили более 70 недропользователей, реально проводило геологоразведочные работы и осуществляло прирост запасов нефти и газа ограниченное число недропользователей [Филимонова и др., 2019]. На территории Республики Саха (Якутия), в Иркутской области и в Красноярском крае вдоль трасс магистральных нефте- и газопроводов

«Восточная Сибирь–Тихий океан», «Сила Сибири», «Куюмба–Тайшет» и в некоторых других районах геологоразведочные работы проводили и осуществляло прирост запасов нефти и газа всего несколько недропользователей – ПАО «Газпром» и его дочерние предприятия, ПАО «Роснефть», ПАО «Сургутнефтегаз», АО «Иркутская нефтяная компания» [Кузнецова и др., 2023]. Скорее такое положение дел сохранится и в перспективе, поскольку, в связи со значительной удалённостью месторождений от центров внутреннего скромного потребления газа, отсутствием правовой основы для экспорта газа и доступа к газотранспортной инфраструктуре, недропользователи не ведут добычу из газовых шапок и тем более из пластов со свободным газом.

Одним из факторов, сдерживающих прирост запасов газа также может быть то, что до 2050 г., а в значительной степени и позднее добыча газа для полного и устойчивого обеспечения газопровода «Сила Сибири» будет обеспечена разработкой только двух месторождений: Чаюдинского и Ковыктинского. Запасы газа Талаканской группы месторождений, Среднеботуобинского, Верхнечонского, Ангара-Ленского, Юрубчено-Тохомского месторождений будут заморожены на долгие десятилетия. В этой связи, проводить геологоразведочные работы для прироста запасов газа на территории за пределами этих месторождений недропользователи не заинтересованы и проводить не будут.

Вместе с тем, на разрабатываемых газовых и нефтегазовых месторождениях, на которых проводится или планируются разработка в ходе эксплуатационного, а также, возможно, ограниченного по объёму, поисково-разведочного бурения будет осуществляться перевод запасов из категорий C_2 и B_2 в категории А, B_1 и C_1 . Только этот прирост запасов и может быть предусмотрен в настоящее время. Можно также предполагать, что на нефтегазовых месторождениях, на которых ведется или планируется добыча нефти эксплуатационным бурением, также будет осуществляться перевод запасов растворённого газа из категорий C_2 и B_2 в категории А, B_1 и C_1 .

При выполнении прогноза добычи природного газа в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока на период до 2050 г. были рассмотрены действующие и находящиеся в фазе развития проекты экспорта газа, в том числе по газопроводу «Сила Сибири», газопроводу «Сахалин–Хабаровск–Владивосток», а также существующие и вновь создаваемые локальные системы газообеспечения, газопереработки и газохимии в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия), включая системы транспорта, возможности сырьевой базы, а также существующие и прогнозируемые к строительству объекты транспортной инфраструктуры (магистральные трубопроводы и соединительные, отводы). Месторождения были сгруппированы в локальные центры, характеризующиеся едиными системами сбора и транспортировки углеводородов до конечных потребителей. Среди последних особую роль

будет играть проект, реализуемый ИНК на месторождениях Ярактинское, Марковское, прилегающих к ним территориях и в г. Усть-Кут.

Уровень добычи свободного газа и газа газовых шапок Восточной Сибири и Дальнего Востока в 2030 г. может составить 85,9 млрд. м³ в 2030 г. и к 2050 г. – 95,8 млрд. м³, накопленная добыча газа за 2023-2050 гг. составит 2538 млрд. м³, в том числе в Лено-Тунгусской НГП – 1454 млрд. м³.

Основной вклад в добычу свободного газа на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока будут вносить месторождения Лено-Тунгусской НГП, где в 2030 г. добыча газа на месторождениях составит 53,5 млрд. м³ и сохранится до 2050 г.

Прогноз добычи свободного газа на месторождениях Западно-Сибирской НГП в 2030 г. составит 5 млрд. м³, в 2050 г. – 2,9 млрд. м³. Газ будет направлен на поддержание стабильного газоснабжения и эксплуатации газовых объектов на севере Красноярского края (Норильский горнопромышленный комплекс и г. Норильск) через газопровод «Пеляткинское ГКМ–Северо-Соленинское ГКМ–Южно-Соленинское ГКМ–Мессояхское ГМ–Норильск». Вероятно, будут продолжены поставки газа с месторождений Ванкор-Сузунской зоны через газопровод «Ванкор–Хальмерпаютинское» в ЕСГ.

Прогноз добычи свободного газа и газа газовых шапок на месторождениях Лено-Вилуйской НГП (Вилуйской НГО) на протяжении всего прогнозного периода сохранится на уровне 1779-1796 млн. м³. Газ будет направлен потребителям Республики Саха (Якутия) через разветвлённую локальную систему газоснабжения, крупнейшим элементом которой является Центральная ГТС, включающая газопровод «Средневилуйское ГКМ–Мастах–Берге–Якутск».

Добыча газа на месторождениях Охотоморской НГП составит: в 2030 г. – 25,6 млрд. м³, в 2050 г. – 37,7 млрд. м³. Газ будет поставляется потребителям Приморского края, Хабаровского края и Сахалинской области, а также на завод СПГ и в Китай через проектируемую магистральную ГТС «Сила Сибири-3». К 2025 г. снижение добычи газа на месторождениях проекта «Сахалин-2» (Лунском и Пильтун-Астохском месторождениях) будет компенсироваться ростом добычи на Южно-Киринском месторождении. Результирующие оценки будущей добычи свободного газа и газовых шапок Восточной Сибири и Дальнего Востока в разрезе НГП представлены в табл. 23.

Природный газ месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока содержит высокие концентрации этана, пропана, бутана и гелия, что создаёт благоприятные предпосылки для развития переработки газозимии на востоке страны. Поэтому целесообразно предполагать превышение прогнозных уровней добычи газа в случае строительства новых мощностей по переработке газа и развитию геохимических производств. Многие частные компании проявляют интерес к организации средне- и малотоннажной химии на востоке

страны. Факторами, сдерживающими эту инициативу, являются ограничение доступа к газовому сырью, а также слабая разветвлённость и плотность автомобильной и железнодорожной инфраструктуры, низкая оснащённость портов.

Таблица 23

Прогноз добычи свободного газа и газа газовых шапок Восточной Сибири и Дальнего Востока в разрезе нефтегазоносных провинций, млн. м³

НГП / Год	2023	2024	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Лено-Тунгусская	31 894	42 052	45 994	53 463	53 463	53 463	53 463	53 463
Лено-Вилуйская	1 793	1 794	1 796	1 796	1 796	1 796	1 796	1 796
Западно-Сибирская	6 361	6 223	6 235	4 988	4 227	3 575	3 153	2 875
Охотоморская	19 171	18 963	23 463	25 635	37 720	37 711	37 700	37 700
Всего Восточная Сибирь и Дальний Восток	59 218	69 032	77 488	85 882	97 206	96 545	96 112	95 834

Заключение

Главными проблемами газового комплекса Восточной Сибири являются отсутствие четкой и согласованной программы газификации центральных и южных районов Красноярского края, юга Иркутской области и юга Республики Саха (Якутия), отсутствие программы освоения свободного гелийсодержащего и жирного газа Эвенкии и Нижнеангарского региона Красноярского края, отсутствие программы эффективного использования растворенного в нефти газа, программы развития газохимии и нефтехимии на востоке страны, отсутствие газификации мощных Олимпиадинского золотоносного и Горевского свинцово-цинкового горно-обогатительных комплексов, развитие газовой, газохимической и гелиевой промышленности, неясность программы газификации Восточной Сибири и Дальнего Востока за пределами 2025 г. Ограничение доступа в газопровод «Сила Сибири» газа месторождений кроме Ковыктинского и Чаяндинского делает нецелесообразным на долгие десятилетия проведения геологоразведочных работ большого числа недропользователей. Это, в свою очередь, ведет к замораживанию прироста запасов, что особенно опасно с точки зрения деятельности геологоразведочных предприятий, развития кадрового потенциала и привлечения молодежи по профессиям геолога и геофизика.

В соответствии с Энергетической стратегией России до 2030 г., рядом Законов РФ, Указами Президента, документами Правительства Российской Федерации ускоренная газификация регионов России является одной из ключевых задач топливно-энергетического комплекса. Расширение использования газа на внутреннем рынке позволит значительно повысить уровень жизни и обеспечить комфортные бытовые условия граждан страны, положительно повлияет на социально-экономическое развитие регионов.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-78-10156 и проекта ИНГГ СО РАН № FWZZ-2022-0013 по программе ФНИ.

Литература

Бочкарёв А.В., Лобусев А.В., Скоробогатов В.А., Хабибуллин Д.Я. Нерешенные проблемы нефтегазовой геологии Восточной Сибири и Дальнего Востока России и пути их решения // Вести газовой науки. - 2021. - № 3 (48). - С. 101-111.

Гайворонская М.С. Исследование проблемы газификации в Сибири и на Дальнем Востоке РФ // Инфраструктура пространственного развития РФ: транспорт, энергетика, инновационная система, жизнеобеспечение. - 2020. - С. 222-237.

Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз // Энергетическая политика. - 2016. - № 2. - С. 34-43.

Кузнецова Е.Н., Моисеев С.А., Белова Е.В., Гордеева А.О. Оценка современного состояния недропользования Иркутской области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2023. - Т.18. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/2023/31_2023.html EDN: [NWVJHS](https://www.ngtp.ru/rub/2023/31_2023.html)

Лапаева О.Ф., Овчаренко Е.В. Развитие газовой промышленности в России // Вестник Оренбургского государственного университета. - 2009. - № 8. - С. 68-74.

Посошков П.И. Кластерная инфраструктура в обеспечении экономической безопасности Дальнего Востока // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. - 2015. - № 5 (95). - С. 134-137.

Толстиков А.В., Астафьев Д.А., Кабалин М.Ю., Наумова Л.А., Шаров С.А. Новые направления поисково-разведочных работ на северо-восточном шельфе о. Сахалин // Вести газовой науки. - 2020. - № 3 (45). - С. 3-15.

Филимонова И.В., Моисеев С.А., Кузнецова Е.Н., Гордеева А.В., Константинова Л.Н., Фомин А.М. Кто освоит новый регион? Анализ недропользования в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) // Нефтегазовая вертикаль. - 2019. - № 13 (457). - С. 8-17.

Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Карташевич А.А. Возможности и ограничения газификации восточных регионов России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2023. - № 5 (221). - С. 18-23.

Филимонова И.В., Проворная И.В., Карташевич А.А., Новиков А.Ю. Прогноз добычи газа в Республике Саха (Якутия) с учетом структуры сырьевой базы, транспортной обеспеченности, потребностей внутреннего и внешнего рынков // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2024. - № 2 (187). - С. 46-56.

Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V., Nikitenko S.M. Key problems in the development of the Power of Siberia project // Regional Research of Russia. - 2018. - V. 8. - № 1. - С. 92-100.

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 07.05.2024

Published 14.06.2024

Filimonova I.V., Kartashevich A.A., Provornaya I.V., Nemov V.Yu., Samatova A.P.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (INGG SB RAS); Novosibirsk State University (NSU), Novosibirsk, Russia, filimonovaiv@ipgg.sbras.ru, kartashevichaa@ipgg.sbras.ru, provornayaiv@ipgg.sbras.ru, nemovvu@ipgg.sbras.ru, a.samatova@g.nsu.ru

PROSPECTS FOR NATURAL GAS PRODUCTION IN EASTERN SIBERIA AND THE FAR EAST, TAKING INTO ACCOUNT THE PECULIARITIES OF THE STRUCTURE AND LOCALIZATION OF RESERVES

Structural transformations in the global gas market under the influence of the geopolitical situation are among the most important challenges to Russia energy security. There is a reorientation of export flows to the east, a revision of strategic state and corporate documents of the gas industry with a focus on expanding domestic supplies and gasification. At the same time, the role of the natural gas resource base of Eastern Siberia and the Far East, characterized by a high content of methane and helium homologues, has increased, which is a favorable factor in strengthening gas processing and gas chemistry in Russia.

Systematized data on the structure and localization features of gas reserves in the east of the country, assessed the supply of transport infrastructure with reserves, and substantiated the prospects for gas production taking into account the growing demand for energy from domestic consumers and Asia-Pacific countries. When constructing a gas production forecast, the fields were grouped into local centers characterized by unified systems for collecting and transporting hydrocarbons to end consumers. The level of production of free gas and gas from gas caps in Eastern Siberia and the Far East in 2030 may reach 85.9 billion m³ in 2030 and by 2050 – 95.8 billion m³. The main contribution to the production of free gas will be made by the fields of the Leno-Tunguska oil and gas pipeline, where in 2030 gas production from the fields will amount to 53.5 billion m³ and will continue until 2050.

Keywords: *gas production forecast, gas resource base, structure and localization of gas reserves, gasification, Eastern Siberia, Far East.*

For citation: Filimonova I.V., Kartashevich A.A., Provornaya I.V., Nemov V.Yu., Samatova A.P. Perspektivy dobychi prirodnogo gaza v Vostochnoy Sibiri i na Dal'nem Vostoke s uchetom osobennostey struktury i lokalizatsii zapasov [Prospects for natural gas production in Eastern Siberia and the Far East, taking into account the peculiarities of the structure and localization of reserves]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2024, vol. 19, no. 2, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2024/16_2024.html EDN: VPDDDV

References

Bochkarev A.V., Lobusev A.V., Skorobogatov V.A., Khabibullin D.Ya. Nereshennye problemy neftegazovoy geologii Vostochnoy Sibiri i Dal'nego Vostoka Rossii i puti ikh resheniya [Unsolved problems of the oil and gas geology of Eastern Siberia and the Russian Far East and ways to solve them]. *Vesti gazovoy nauki*, 2021, no. 3 (48), pp. 101-111. (In Russ).

Filimonova I.V., Moiseev S.A., Kuznetsova E.N., Gordeeva A.V., Konstantinova L.N., Fomin A.M. Kto osvoit novyy region? Analiz nedropol'zovaniya v Vostochnoy Sibiri i Respublike Sakha (Yakutiya) [Who will master the new region? Analysis of subsurface use in Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia)]. *Neftegazovaya vertikal'*, 2019, 13 (457), no. 8-17. (In Russ).

Filimonova I.V., Nemov V.Yu., Provornaya I.V., Kartashevich A.A. Vozmozhnosti i ogranicheniya gazifikatsii vostochnykh regionov Rossii [Opportunities and limitations of gasification in the eastern regions of Russia]. *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom*, 2023, no. 5 (221), pp. 18-23. (In Russ).

Filimonova I.V., Provornaya I.V., Kartashevich A.A., Novikov A.Yu. Prognoz dobychi gaza v Respublike Sakha (Yakutiya) s uchetom struktury syr'evoy bazy, transportnoy obespechennosti, potrebnoy vnutrennego i vneshnego rynkov [Forecast of gas production in the Republic of Sakha (Yakutia), taking into account the structure of the raw material base, transport security, and the needs of domestic and foreign markets]. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*, 2024, no. 2 (187), pp. 46-56. (In Russ).

Gayvoronskaya M.S. Issledovanie problemy gazifikatsii v Sibiri i na Dal'nem Vostoke RF [Investigation of the problem of gasification in Siberia and the Far East of the Russian Federation]. *Infrastruktura prostranstvennogo razvitiya RF: transport, energetika, innovatsionnaya sistema, zhizneobespechenie*, 2020, pp. 222-237. (In Russ).

Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V., Mishenin M.V. Rol' unikal'nykh i krupnykh mestorozhdeniy v neftyanoy promyshlennosti Rossii: retrospektiva, sovremennoe sostoyanie, prognoz [The role of unique and large fields in the Russian oil industry: retrospective, current state, forecast]. *Energeticheskaya politika*, 2016, no. 2, pp. 34-43. (In Russ).

Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V., Nikitenko S.M. Key problems in the development of the Power of Siberia project. *Regional Research of Russia*, 2018, vol. 8, no. 1, pp. 92-100.

Kuznetsova E.N., Moiseev S.A., Belova E.V., Gordeeva A.O. Otsenka sovremennogo sostoyaniya nedropol'zovaniya Irkutskoy oblasti [Assessment of the present state of subsoil use of the Irkutsk region]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2023, vol. 18, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2023/31_2023.html (In Russ). EDN: [NWVJHS](#)

Lapaeva O.F., Ovcharenko E.V. Razvitie gazovoy promyshlennosti v Rossii [Development of the gas industry in Russia]. *Vestnik Orenburgskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2009, no. 8, pp. 68-74. (In Russ).

Pososhkov P.I. Klasternaya infrastruktura v obespechenii ekonomicheskoy bezopasnosti Dal'nego Vostoka [Cluster infrastructure in ensuring the economic security of the Far East]. *Izvestiya Sankt-Peterburgskogo gosudarstvennogo ekonomicheskogo universiteta*, 2015, no. 5 (95), pp. 134-137. (In Russ).

Tolstikov A.V., Astaf'ev D.A., Kabalin M.Yu., Naumova L.A., Sharov S.A. Novye napravleniya poiskovo-razvedochnykh rabot na severo-vostochnom shel'fe o. Sakhalin [New directions of exploration activity on the northeastern shelf of the island Sakhalin]. *Vesti gazovoy nauki*, 2020, no. 3 (45), pp. 3-15. (In Russ).