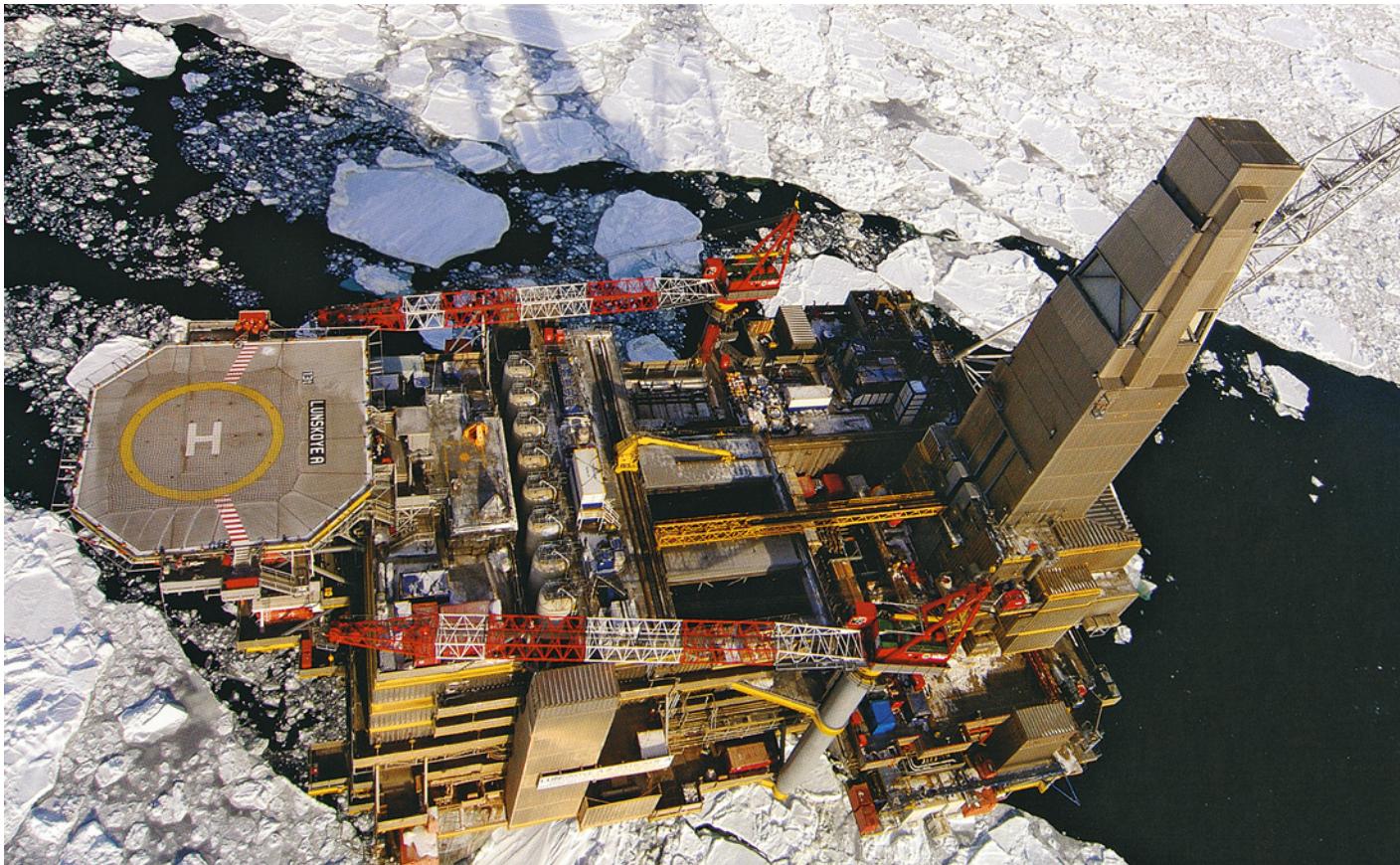


Андрей Конопляник\*

# Девять «Сахалинов» или один?

Консолидация активов и проектов сахалинского шельфа в единую региональную ВИНК с блокирующим государственным участием позволит максимально эффективно разрабатывать и монетизировать углеводородные ресурсы региона



«Сахалин-2». НОВЫЕ ИЗМЕРЕННИЯ БЛЮДЕЦ О САХАЛИНСКОМ ОСНОВАНИИ

Шельфовая добыча углеводородов в проекте «Сахалин-2» ведется с помощью трех стационарных морских платформ.

Платформа «Моликпак» («Пильтун-Астохская — А») — первая в России морская нефтедобывающая платформа. До Сахалина она использовалась в арктических водах у побережья Канады. В 1998 году платформа была отбуксирована из моря Баффорта в канадской Арктике через Тихий океан в Южную Корею, где была переоборудована для работы по проекту «Сахалин-2». Затем она была отбуксирована в Россию и установлена на стальное основание, изготовленное на Амурском судостроительном заводе. Промышленная добыча сахалинской нефти на «Моликпаке» началась в 1999 году.

Платформа «Пильтун-Астохская — Б» (ПА-Б) — самая крупная платформа проекта «Сахалин-2». Ее высота — 121 м (от морского дна до верхней точки палубы).

Платформа «Лунская-А» (ЛУН-А) — первая в России морская газодобывающая платформа.

Бетонное основание для ПА-Б и ЛУН-А гравитационного типа с четырьмя опорами спроектировано и построено в порту Восточный (Россия) норвежской Aker Kvaerner Technology AS и финской Quattrogemini OY. Интегрированная палуба платформ построена компанией Samsung Heavy Industries на судоверфях в Южной Корее.

Платформы ПА-Б и ЛУН-А запущены в промышленную эксплуатацию в конце 2008 года

**В** 1991 году Российской Федерации провела первый конкурс среди иностранных фирм на освоение углеводородных ресурсов недр сахалинского шельфа. По его итогам в 1994 году было подписано соглашение о разделе продукции (СРП) с консорциумом инофирм по проекту «Сахалин-2», а спустя год — с другим консорциумом по проекту «Сахалин-1» и также на условиях

СРП. В 1996-м, после принятия и вступления в силу Федерального закона «О соглашениях о разделе продукции», оба этих проекта с иностранным участием и соглашения по ним вступили в силу.

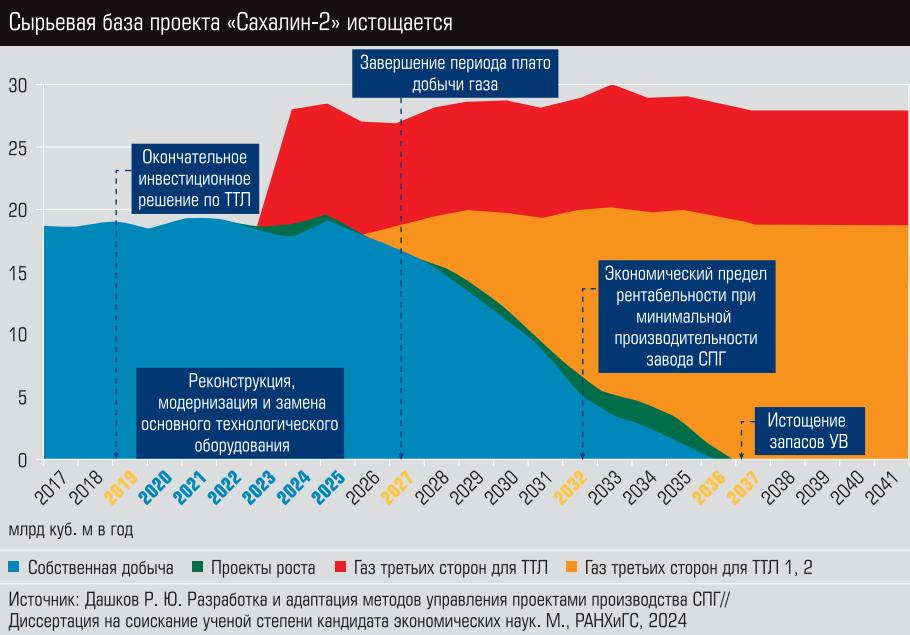
Всего же в программу лицензирования участков недр сахалинского шельфа для конкурсного предоставления их в пользование было включено девять участков, получивших порядковые номера от 1 до 9. Так в обиход вошло понятие «девять «Сахалинов»». В силу разных причин сегодня добыча ведется только на выше-названных двух лицензионных участках. Еще на трех («Сахалин-3», куда входят че-

тыре блока, «Сахалин-4» и «Сахалин-5») имеются недропользователи, уже только российские, и ведутся работы. Где-то открыты месторождения и есть заявленные сроки их ожидаемого ввода в эксплуатацию. На четырех участках («Сахалин 6–9») никаких работ и/или переговоров по лицензионным участкам не ведется (см. таблицу).

## Действующие «Сахалины»: до и после санкций

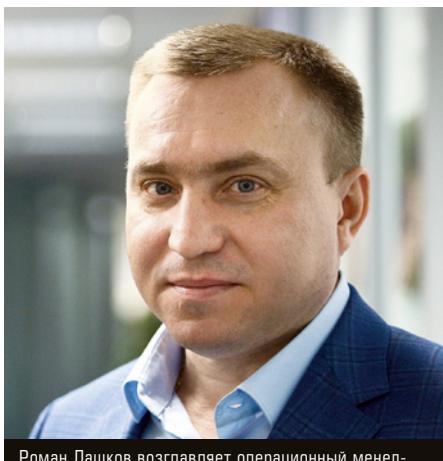
Четыре года санкционного противостояния Запада с Россией стали серьезным вызовом для работы двух международ-

\* Доктор экономических наук, профессор, член Научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике.



ных нефтегазовых проектов на Сахалине. Напомним вкратце, как развивались события.

**«Сахалин-1».** В марте 2022 года, во исполнение антироссийских санкций, введенных после начала СВО группой западных государств, компания — оператор проекта СРП «Сахалин-1» Exxon Neftegaz Ltd., «дочка» американской ExxonMobil, заявила о намерении выйти из проекта, а в апреле — о введении режима форс-мажора, в результате чего работа проекта была практически остановлена. В ответ на эти недружественные действия и для устранения рисков операционной деятельности при сохранении регистрации компании — оператора проекта в зарубежной юрисдикции (до октября 2022 года компания Exxon Neftegaz Ltd. была зарегистрирована на Багамских островах) президент России Владимир Путин издал указ, в соответствии с которым учреждается российский оператор проекта ООО «Сахалин-1», которому переходят все права и обязанности инвесторов — членов-консорциума, включая функции



АНДРЕЙ ГОРДЕЕВ/ВЕДОМОСТИ/TASS

оператора проекта, с сохранением структуры акционеров при их согласии на перерегистрацию своих долей в российскую юрисдикцию.

Двадцать процентов во вновь учрежденной компании получили «дочки» «Роснефти» — «РН-Астра» и «Сахалинморнефтегаз-шельф» (последняя стала фактическим оператором проекта), оставшиеся 80% были зарезервированы для иностранных участников СРП. Свое согласие на получение пропорциональной доли в новом операторе дали участники консорциума японская Sodeco (30%) и индийская ONGC (20%). ExxonMobil заявила, что прекращает участие в проекте и полностью уходит из России. Принадлежащая ExxonMobil доля в 30% перешла российскому государству и будет продана российскому акционеру.

Эта доля до сих пор остается невостребованной — по указу президента она может быть продана только российскому юридическому лицу. Установленный срок продажи постоянно переносился, в декабре 2024-го президент своим указом продлил его до 1 января 2026 года.



БОРИС САВАШКИН/TASS

Игорь Фархутдинов, губернатор Сахалинской области в 1995–2003 годах, — один из тех людей, благодаря энергии которых проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2» воплотились в жизнь

Однако в августе 2025-го, за несколько часов до встречи Владимира Путина и президента США Дональда Трампа в Анкоридже, президент России подписал указ, дающий возможность, при выполнении ряда условий, возобновления работы ExxonMobil в «Сахалине-1». Этот «жест доброй воли» остался безответным. 18 сентября генеральный директор ExxonMobil Даррен Вудс в интервью Financial Times заявил об отсутствии у корпорации намерений вернуться к участию в проекте «Сахалин-1». По его словам, компания ведет переговоры с российской стороной лишь о компенсации принадлежавших ей активов в размере 4,6 млрд долларов. ExxonMobil считает эту утрату активов экспроприацией и инициировала международный арбитраж против России о возмещении ей этой суммы. Но параллельно с арбитражем американская компания не оставляет попыток договориться с российской стороной. По сообщению агентства Reuters, в конце августа — начале сентября 2025 года ExxonMobil и «Роснефть» заключили необязывающее соглашение, которое задает рамки для обсуждения компенсации 4,6 млрд долларов, списанных Exxon в убытки после ухода из России, и потери доли в проекте. По данным агентства, документ лишь фиксирует намерение сторон продолжить диалог. Срок действия СРП «Сахалин-1» — до 2055 года.

**«Сахалин-2».** В конце июня 2022 года президент РФ подписал Указ о переводе в российскую юрисдикцию компании — оператора проекта «Сахалин-2». Во-первых, в ответ на фактический саботаж и увод с проекта всего своего управленческого и технического персонала англо-голландской Royal Dutch Shell. Во-вторых, для устранения рисков операционной



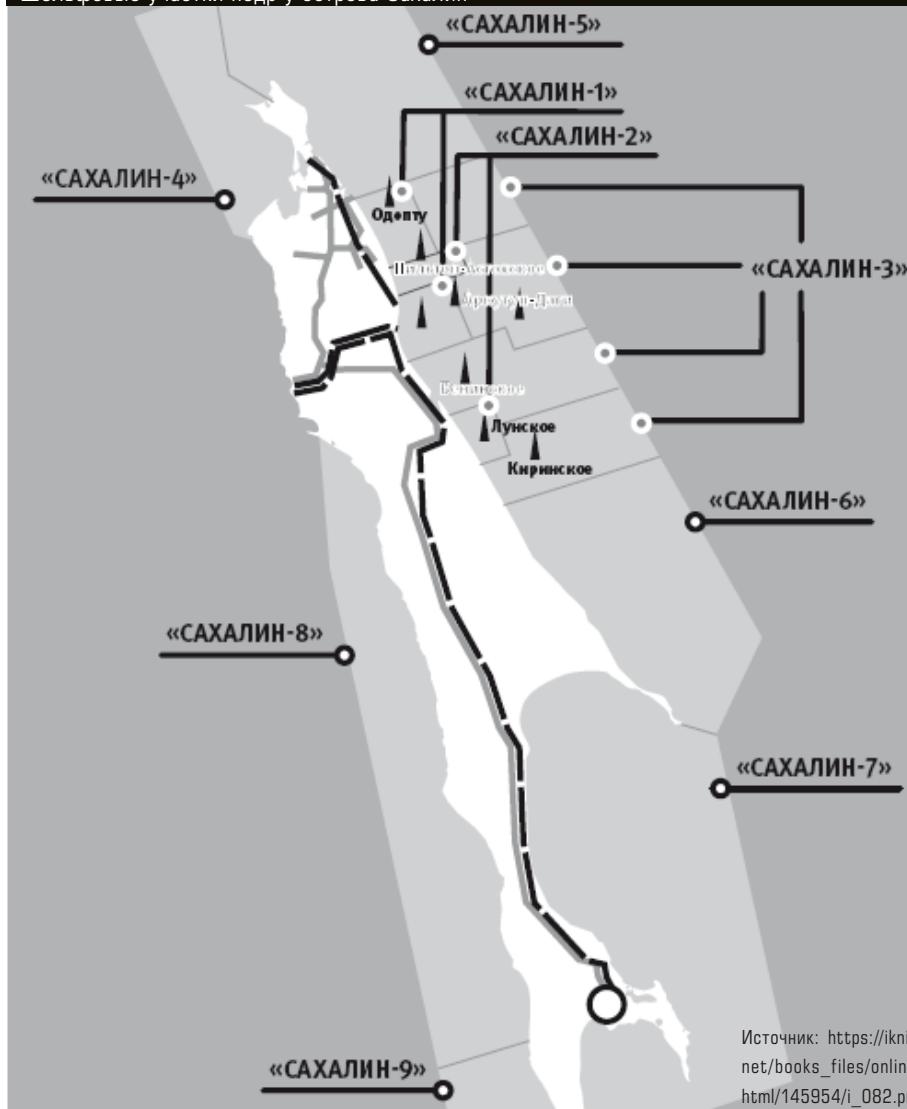
ВИТАЛИЙ СМОЛЕННИКОВ/TASS

деятельности: компания — оператор проекта «Сахалин-2» Sakhalin Energy Investment Company Ltd. была зарегистрирована на Бермудских островах и заменена на российское ООО «Сахалинская энергия». Первоначально на долю Royal Dutch Shell (27,5%) претендовал «Новат



«Ижорские заводы» первыми в России осваивают производство манифольдов — центральных узлов трубопроводной арматуры подводных добывающих комплексов, предназначенных для работы на глубоководных шельфовых месторождениях углеводородов. Это оборудование будет использовано при разработке глубоководного Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения

#### Шельфовые участки недр у острова Сахалин



ТЭК», но в итоге в 2024 году она досталась внучатой структуре «Газпрома», компании «Сахалинский проект», за 94,8 млрд рублей. Таким образом, доля «Газпрома» в проекте «Сахалин-2» увеличилась до 77,5%. Это означает получение им акционерного «конституционного пакета» (более 75%), дающего право на принятие фактически единоличных решений по проекту. Срок действия СРП «Сахалин-2» — до 2041 года.

#### Грядет дефицит ресурсной базы СРП-проектов?

Эти коллизии политического толка затмили не менее важные геологотехнологические обстоятельства. Речь идет о постепенном естественном истощении сырьевой базы сахалинских проектов СРП в рамках их лицензионных участков, а также об эффективном использовании уже созданной инфраструктуры и рациональном формировании новой.

Промышленная добыча нефти на проекте «Сахалин-1» началась в 2005 году, ее пик был достигнут в 2019-м на уровне 12,96 млн тонн, после чего началось снижение. В 2021 году, накануне закрытия официальной статистики добычи нефти в России, этот показатель снизился до 11,3 млн тонн. В 2022 году из-за недружественных действий Exxon результаты работы проекта снизились кратно. Ну а вторая стадия проекта «Сахалин-1», предполагавшая значительное увеличение добычи газа на месторождении Чайво, строительство магистрального газопровода через Татарский пролив в Де-Кастри и сооружение там завода по сжижению



«Сахалин-2». НОВЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ БУДУЩЕГО. SAKHALIN ENERGY INVESTMENT COMPANY LTD., 2008

Производственный комплекс «Пригородное» отгружает в среднем 55 стандартных партий нефти в год (одна партия — 700 тыс. баррелей), то есть примерно одна отгрузка в неделю. По СПГ частота отгрузок — раз в двое суток зимой и раз в трое суток летом (особенности технологии сжижения таковы, что в холодное время года производительность завода выше) — всего более 170 партий в год (одна стандартная партия — 65 тыс. тонн СПГ).

Сахалинская погода крайне неустойчива. Зимой часто бывают циклоны. Сильный ветер со снегом со скоростью до 25 м/с поднимает в заливе Анива семиметровые волны. В такие дни отгрузка нефти и СПГ на суда исключена. Во избежание переполнения резервуаров завод вынужден снижать мощность технологических линий

газа мощностью 5 млн тонн в год, давно уже даже не обсуждается.

Постепенно стареет и сырьевая база «Сахалина-2». По состоянию на 1 октября 2019 года здесь освоено 34% разведанных запасов всего газа и 41% всей нефти месторождений проекта. В июне 2023-го была запущена в эксплуатацию дожимная компрессорная станция на объединенном береговом технологическом комплексе «Лунское». За 15 лет промышленной эксплуатации сырьевая база проекта по газу — Лунское газоконденсатное месторождение — заметно истощилась, и для поддержания запланированного уровня добычи газа при падении устьевого давления в скважинах понадобилось газ «дожимать». Согласно расчетам генерального директора ООО «Сахалинская энергия» Романа Дацкова, представленным в его кандидатской диссертации, уже в 2027 году для обеспечения полной загрузки двух действующих технологических линий по сжижению газа завода СПГ в Пригородном понадобится привлекать газ третьих сторон — ресурсов

Лунского месторождения не хватит для поддержания добычи сырья на необходимом уровне (порядка 20 млрд кубометров в год). А еще через пять лет, в 2032-м, за девять лет до завершения срока действия СРП по проекту «Сахалин-2», своего газа не станет хватать даже для обеспечения рентабельной работы завода при минимальной производительности.

При этом обсуждавшаяся с 2014 года идея строительства в Пригородном третьей технологической линии (ТТЛ), которая потребует дополнительно порядка 10 млрд кубометров «входящего» газа, становится все менее осуществимой — в действующей конфигурации проекта «Сахалин-2» и при текущем развертывании событий в отношении направлений использования ресурсной базы сахалинского шельфа. Между тем при проектировании завода СПГ в Пригородном в пределах его территории изначально заложена площадка под ТТЛ.

В конце 2017 года сообщалось о предварительных договоренностях о поставках газа «Сахалин-1» для ТТЛ СПГ-завода

«Сахалин-2», однако переговоры по этому вопросу не были завершены. Дело осложнялось тем, что «Роснефть» и ExxonMobil планировали построить собственный завод «Дальневосточный СПГ» в Де-Кастри. Кроме того, «Роснефть» не хотела продавать газ проекта «Сахалин-1» для его сжижения в рамках проекта «Сахалин-2» по внутренней цене, а «Газпром» отказывался платить за покупаемый для сжижения газ экспортную цену. В результате переговоры о покупке газа проекта «Сахалин-1» для нужд завода СПГ проекта «Сахалин-2» заканчивались безрезультатно. Поэтому газ проекта «Сахалин-1», получаемый российской стороной в качестве уплаты роялти в натуральной форме, поступает в межрегиональную газотранспортную систему (ГТС) «Сахалин — Хабаровск — Владивосток» для доставки потребителям Хабаровского и Приморского краев. А часть добываемого газа на проекте «Сахалин-1» закачивается обратно в пласт для повышения нефтеотдачи.

Еще одним спорным моментом во взаимодействии двух консорциумов (двух

## Девять «Сахалинов»: основные характеристики

Проект (месторождения, глубины моря)	Консорциум/оператор (в настоящее время)	Ресурсы/запасы (дата открытия)	Начало добычи (фактическое или ожидаемое/план)
«Сахалин-1» (Чайво, 14–30 м; Одопту-море, 26–32 м; Аркутун-Даги, 15–40 м)	ExxonMobil — 30% (вышла из проекта, доля не реализована), «Роснефть» — 20% через свои родственные организации «РН-Астра» (8,5%) и «Сахалинмортегаз-шельф» (11,5%), Sodeco (Япония) — 30%, OGNC (Индия) — 20%/«Роснефть»	Совокупные извлекаемые запасы месторождений Чайво (1977 г.), Одопту (1979 г.), Аркутун-Даги (1989 г.) — 307 млн т нефти и 485 млрд куб. м природного газа	Чайво: 01.10.2005 Одопту: 07.08.1998 (горизонтальное бурение с берега) Аркутун-Даги: 19.01.2015
«Сахалин-2» (Пильтун-Астохское, 24–48 м; Лунское, 45–50 м)	«Газпром» — 77,5%; Mitsui (Япония) — 12,5%; Mitsubishi (Япония) — 10%/«Сахалинская энергия»	Совокупные извлекаемые запасы Пильтун-Астохского (1984 г.) нефтегазового и Лунского (1986 г.) газоконденсатного месторождений — 176 млн т нефти и конденсата и 600 млрд куб. м газа	Пильтун-Астохское: июль 1999 г. Лунское: январь 2009 г.
«Сахалин-3»:		Прогнозные извлекаемые ресурсы превышают 700 млн т нефти и 1,3 трлн куб. м природного газа (категории С1 + С2)	
3.1. Киринский блок (Киринское, 91 м; Южно-Киринское, 110–320 м; Мынгинское, 100–300 м; Южно-Лунское, 45–50 м)	«Газпром»/«Газпром добывающая шельф»	Киринское (1992 г.), запасы — 162 млрд куб. м газа по категории С1, извлекаемые запасы конденсата — 19,1 млн тонн. Южно-Киринское (2008 г.), запасы по категориям С1 + С2 — 563,9 млрд куб. м газа и 71,7 млн т газового конденсата. Мынгинское (2011 г.), запасы по категориям С1 + С2 — 19,8 млрд куб. м газа и 2,5 млн т газового конденсата. Южно-Лунское (2016 г.), извлекаемые запасы нефти — 7,7 млн тонн, газа — 48,9 млрд куб. м (категория С1)	Киринское: 2014 (ПДК) Южно-Киринское: 2028 г. Мынгинское: 2030 г. Южно-Лунское: после 2025 г.
3.2. Восточно-Одоптинский блок (55 м)	«Газпром»	Прогнозные извлекаемые запасы — 70 млн т нефти и 30 млрд куб. м газа	
3.3. Айашский блок (Нептун/Тритон, 60–90 м)	«Газпром» («Газпром нефть»)	Нептун (2017 г.), запасы (С1 + С2) увеличены до 415,8 млн т нефти (в 1,6 раза выше первоначальной оценки). Геологические запасы оцениваются в 255 млн т нефтяного эквивалента, извлекаемые — в 70–80 млн т. Тритон (2018 г.), геологические запасы — 137 млн т нефти	Нептун, Тритон: 2025–2026 гг., но скорее 2029–2030 гг.
3.4. Венинский блок (27–70 м)	«Роснефть» — 74,9%; Sinoprec (КНР) — 25,1%//«Роснефть»	Перспективные ресурсы — 163 млн т нефти и 312,6 млрд куб. м газа Северо-Венинское (2008 г.) с запасами (С1 + С2) 49,02 млрд куб. м газа и 1,21 млн т конденсата	
«Сахалин-4» (Западно-Шмидтовский, 100–300 м, и Астрахановский, 0–30 м, участки)	«Роснефть»		
«Сахалин-5» (Восточно-Шмидтовский, 105 м, и Кайганско—Васюканский, 90–120 м, участки)	«Роснефть»	Кайганско-Васюканское-море (2006 г.): начальные извлекаемые запасы (С1 + С2) — 41,6–56 млн т нефти и конденсата, 30–44 млрд куб. м газа	2036 г.
«Сахалин-6» (Восточно-Пограничный участок, до 150 м)	Никаких работ и/или переговоров по лицензионным участкам не ведется	Оценочные запасы — 1 млрд т нефти	
«Сахалин-7» (участок в заливах Терпения, до 50 м, и Анива (до 93–107 м))		По предварительным оценкам, до 563 млн т нефти	
«Сахалин-8» (Изыльметьевский участок, 100 м)		Прогнозные извлекаемые ресурсы — 642 млн т нефти	
«Сахалин-9» (Монеронский участок, 30–100 м)		Прогнозные извлекаемые ресурсы — 642 млн т нефти и 289 млн т газа в нефтяном эквиваленте	

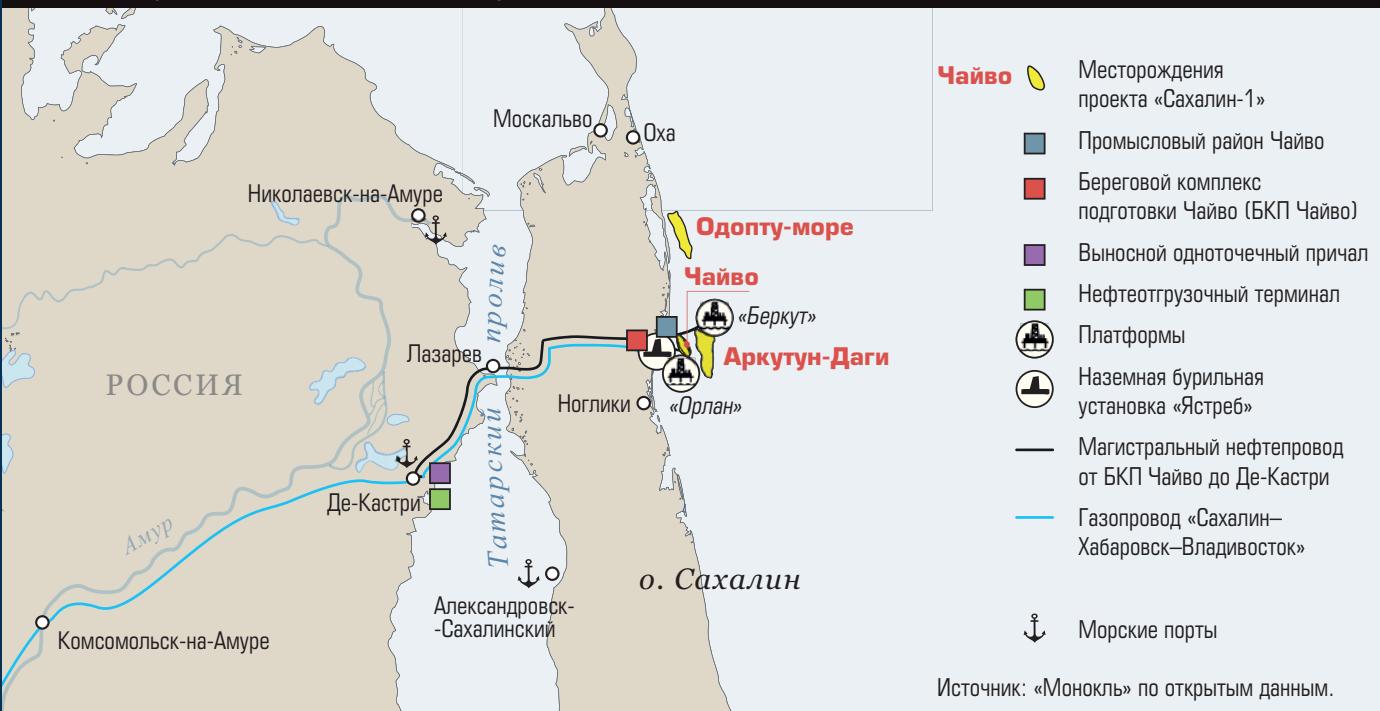
Источник: составлено автором по открытым данным

российских госкомпаний) стал вопрос о недискриминационном доступе газа проекта «Сахалин-1» к транссахалинскому газопроводу, построенному в рамках проекта «Сахал ин-2», который «Роснефть», по-видимому, посчитала «трубой “Газпрома”», а значит публичным газопроводом — частью единой ГТС страны. Это было в

начальный период проекта «Сахалин-1», когда его консорциум хотел построить свой собственный завод СПГ на юге острова. Дело дошло до судебных разбирательств между «Роснефтью» и «Газпромом», но добиться доступа к трубе «Роснефти» так и не удалось и консорциум «Сахалина-1» решил строить свой СПГ- завод в Де-Кастри.

«Газпром» рассчитывал, что источником газа для третьей очереди завода СПГ в Пригородном станут ресурсы его месторождений в проекте «Сахалин-3», прежде всего крупного нефтегазоконденсатного Южно-Киринского месторождения. Проектный уровень добычи на последнем оценивается в 21 млрд кубометров в год,

## Основные производственные объекты проекта «Сахалин-1»



В рамках проекта «Сахалин-1» разрабатываются три нефтегазовых месторождения — Чайво, Одопту и Аркутун-Даги — на шельфе Охотского моря у северо-восточной оконечности острова Сахалин. Общие запасы месторождений проекта оцениваются в 307 млн тонн нефти и 485 млрд кубометров природного газа.

В настоящее время ключевыми производственными объектами проекта являются две морские добычные платформы — «Орлан» и «Беркут», а также наземная буровая установка «Ястреб», позволяющая бурить сверхпротяженные скважины с большим отходом ствола от вертикали для разработки продуктивных пластов месторождения Чайво, с удалением от берега до 11 км. Максимальная достигнутая протяженность горизонтального участка пробуренной скважины с буровой установки «Ястреб» — 14129 м (скважина Z-44) при общей протяженности ствола скважины 15 км.

В береговом пункте подготовки Чайво происходят очистка и разделение углеводородов. Полученная нефть далее транспортируется через остров на запад и далее по дну Татарского пролива в Хабаровский край, где рядом с поселком Де-Кастри расположены нефтеотгрузочный терминал и выносной одноточечный причал — там происходит погрузка экспортной нефти (особый сахалинский сорт Sokol) на танкеры.

Промышленная добыча нефти на проекте началась в 2005 году. Пик добычи был достигнут в 2019-м (12,96 млн тонн в год), после чего показатели стали снижаться. В 2020 году было добыто 12,44 млн тонн, в 2021-м — 11,3 млн тонн. Данные об объемах добычи нефти на проекте в 2022–2025 годах не публиковались.

Вторая стадия проекта «Сахалин-1» предполагала значительное увеличение добычи газа на месторождении Чайво, строительство магистрального газопровода до Де-Кастри и сооружения там «Дальневосточного СПГ» — завода по сжижению газа мощностью 5 млн тонн в год. Однако после выхода из проекта ExxonMobil эти планы повисли в воздухе.

что сопоставимо с проектными уровнями добычи на Ковыктинском (27 млрд кубометров в год) и Чаяндинском (25 млрд кубометров в год) месторождениях, являющихся сырьевой базой «Силы Сибири», но дело серьезно осложнили санкции США, наложенные в 2015 году на Южно-Киринское месторождение. «Газпром» пока так и не смог самостоятельно запустить здесь промышленную добычу. Начать ее здесь планировалось еще в 2018-м, но сроки постоянно сдвигаются. В сентябре 2025 года губернатор Сахалинской области **Валерий Лимаренко** заявил, что эксплуатация «Сахалина-3» начнется в 2028 году. Глава региона сообщил, что газ, который планируется там добывать, пойдет (по трубе) на экспорт в Китай и для газоснабжения дальневосточных регионов России, а часть газового конденсата будет направлена на глубокую переработку: в Пригородном

планируется построить завод по выпуску нефтепродуктов — дизельного топлива, авиакеросина и нефти (она также пойдет на экспорт в Китай). О планах поставки газа с «Сахалина-3» на СПГ- завод в Пригородном г-н Лимаренко ничего не сказал.

Этот краткий исторический экскурс показывает, что действующие на шельфе Сахалина консорциумы во главе с «Роснефтью» и «Газпромом», двумя российскими госкомпаниями, ставят во главу угла каждый собственные корпоративные, а не общегосударственные интересы. Таким образом государственным интересам, на мой взгляд, отвечала бы консолидация ресурсной базы Сахалина для обеспечения максимальной загрузки существующего завода СПГ в Пригородном с учетом эффекта концентрации мощности, то есть строительство третьей очереди этого завода для обеспечения экспортного крупнотоннажного СПГ, и далеко не только в Китай.

Длящийся годами корпоративный конфликт между двумя государственными энергетическими компаниями — «Газпромом» и «Роснефтью» — контрпродуктивен и должен быть разрешен. И совсем недавно мы видели пример разрешения аналогичного серьезного корпоративного конфликта интересов в энергетической сфере. Президент России дал поручение «Газпрому» и «НоватЭКу» организовать взаимодействие в создании Мурманского центра СПГ на основе подключения будущего крупнотоннажного завода по сжижению газа к единой системе газоснабжения (ЕСГ), что обеспечит обеим компаниям синергетический эффект взаимной выгоды.

### Не только крупнотоннажный СПГ

Кроме строительства ТТЛ на заводе крупнотоннажного СПГ в Пригородном

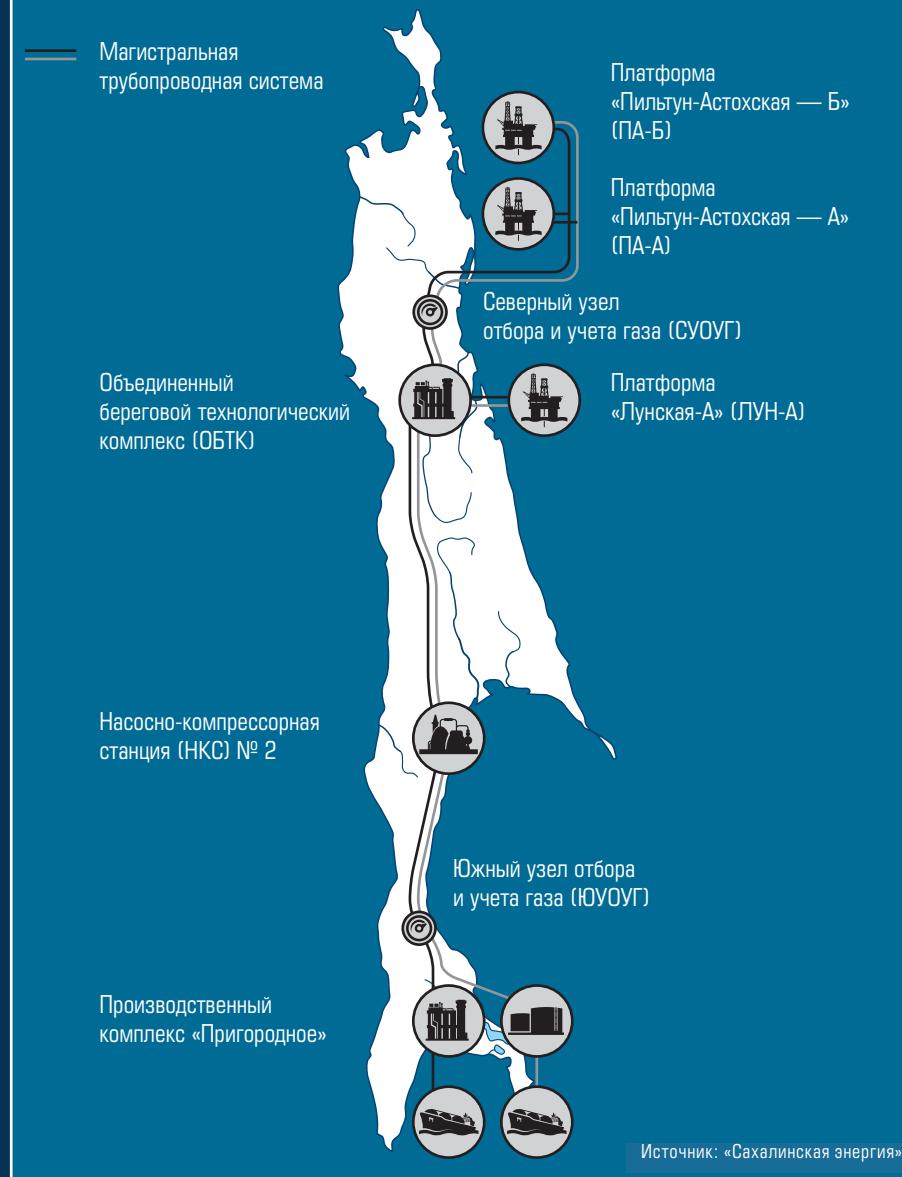
представляется целесообразным построить среднетоннажный СПГ- завод для децентрализованного газоснабжения островных и прибрежных дальневосточных территорий на основе заменяемых криоцистерн в танк-контейнерах, доставляемых судами-контейнеровозами потребителям, с перспективой их экспорта в Юго-Восточную Азию. В идеале в комплекте с модульными контейнерными газовыми электростанциями, чтобы экспортным товаром был не газ (СПГ), а электроэнергия. Совсем идеальная схема — развитие лизинга комплексных плавучих установок (на судах или гравитационных/полупогруженных платформах), включающих модульные газовые электростанции (с возможностью компоновки на судах/платформах, по принципу легко, генерирующих установок различной мощности) и системы их топливоснабжения за счет СПГ, поставляемого в сменяемых криоцистерах в танк-контейнерах судами-контейнеровозами.

Учитывая, что в ближайшие годы на мировом рынке СПГ грядет существенный избыток предложения (США и Катар вводят в эксплуатацию порядка 100 млн тонн новых мощностей), конкуренция на рынке СПГ ужесточится, что окажет понижающее давление на цены. Но при выстраивании вертикального газоэлектрического бизнеса это создает конкурентное преимущество для реализации не газа, но производимой на его основе электроэнергии. Особенно если она производится на месте у потребителя на основе своего же генерирующего оборудования. То есть описанных выше комплексных мобильных установок.

Для борьбы с «энергетической бедностью» густонаселенным островным и/или прибрежным азиатским экономикам нужна в первую очередь электроэнергия. В этих районах, испытывающих дефицит свободных площадей на суше, наиболее рациональным решением для электроснабжения будет использование мобильных модульных электростанций морского базирования. Более крупные решения — на основе плавучих мини-АЭС (аналогов ПАТЭС «Ломоносов»). Менее крупные решения — на основе вышеописанных судовых/платформенных модульных газовых электростанций на основе СПГ в криоцистерах в танк-контейнерах.

Отчасти это аналог той схемы энергоснабжения в рамках газоэлектрического бизнеса, которую «Газпром» попытался реализовать в свое время в Европе через более чем разумную схему «обмена активами». Но институты ЕС не дали ему получить это конкурентное преимущество на рынке электроэнергии, заставив остаться продавцом газа.

### Основные объекты технологической схемы проекта «Сахалин-2»



Источник: «Сахалинская энергия»

Проект «Сахалин-2» предусматривает разработку двух шельфовых месторождений — нефтяного Пильтун-Астохского и преимущественно газового Лунского. Общие запасы проекта составляют 182,4 млн тонн нефти и 633,6 млрд кубометров газа. Добыча ведется с помощью трех морских платформ — «Моликап» (Пильтун-Астохская-А), Пильтун-Астохская-Б и Лунская-А.

Потоки нефти, газового конденсата и природного газа с трех добывающих платформ на северо-востоке островного шельфа сходятся в Объединенный береговой технологический комплекс, где углеводороды проходят очистку, разделение на жидкую и газообразную фракции и отправляются по трубопроводам на юг Сахалина. В Пригородном, на берегу незамерзающего залива Анива, газ сжижается на первенце российской СПГ-индустрии и затем, как и нефть, уходит по морю на экспорт.

Промышленная добыча углеводородного сырья на проекте началась в 1999 году.

Завод по производству СПГ в Пригородном запущен в 2009 году, первым на территории РФ. Проектная мощность завода — 9,6 млн тонн, уже несколько лет он работает с превышением проектной мощности. 93% поступающего в ПК «Пригородное» природного газа идет на сжижение (остальное — на электроснабжение и работу технологических линий по сжижению газа). По этому показателю завод входит в лучший квартиль по эффективности среди СПГ- заводов компании Shell.

Участники проекта «Сахалин-2» много лет обсуждали строительство третьей очереди завода, однако инвестиционное решение так и не было принято. Главная причина — неопределенность с сырьевой базой.

### Сахалинский газ по трубе в Китай — плохой выбор

По итогам визита президента Путина в Китай в сентябре 2025 года «Газпром»

объявил о расширении «дальневосточного маршрута» поставок трубопроводного газа в Китай (Сахалин — Хабаровск — Владивосток с ответвлением на Ки-



**Крупнейшая в России морская нефтегазовая буровая платформа «Беркут» работает на месторождении Аркутун-Даги проекта «Сахалин-1» с июня 2014 года. Установлена в 25 км от берега на участке Охотского моря глубиной 34 м. Способна бурить и обслуживать до 45 скважин в круглогодичном режиме при температуре воздуха до  $-44^{\circ}\text{C}$  и давлении ледовых полей толщиной до двух метров. Верхняя часть платформы изготовлена в Южной Корее. Основание платформы построено в Находке**

тай, CXB) и о подписании соглашения с Китайской национальной нефтегазовой корпорацией (CNPC) об увеличении поставок газа по этому маршруту с 10 до 12 млрд кубометров в год. Запустить дальневосточный маршрут планируется в 2027 году. Сыревая база газопровода CXB — ресурсы углеводородного сырья сахалинского шельфа, а именно проекта «Сахалин-3».

У России сегодня как минимум пять действующих и планируемых/обсуждаемых маршрутов поставок трубопроводного газа в Китай:

1. «Сила Сибири-1» (заявлено, что мощность будет увеличена с 38 до 44 млрд кубометров в год), ресурсная база — месторождения Восточной Сибири: Ковыктинское, Чаяндинское и др., после соединения с «Силой Сибири-2» станет частью ЕСГ.

2. «Сила Сибири-2» (заявленная мощность — 50 млрд кубометров в год), ресурсная база — ЕСГ (по сути — месторож-

дения Ямала, перенаправление на Китай части утраченных объемов европейского экспорта).

3. Дальневосточный маршрут (заявлено, что мощность будет увеличена с 10 до 12 млрд кубометров в год), ресурсная база — месторождения Сахалина.

4. Возможный экспортный маршрут через Северо-Восточный Казахстан (10 млрд кубометров в год), ресурсная база — ЕСГ.

5. Замещение объемов экспортных поставок Узбекистана и Казахстана (в пределах 10 млрд кубометров в год) в трубопроводной системе Туркменистан — Узбекистан — Казахстан — Китай в связи с возникшими у этих двух стран трудностями с исполнением своих контрактных экспортных обязательств, для чего уже произведен реверс газотранспортной системы Средняя Азия — Центр, ресурсная база — ЕСГ.

Подчеркнем, что ресурсная база углеводородного сырья Сахалина меньше,

чем восточносибирских месторождений, являющихся ресурсной базой для «Силы Сибири-1», и Ямала, являющихся ресурсной базой для «Силы Сибири-2». Перенаправление части экспортных поставок газа с Сахалина по трубе на Китай может привести к возникновению проблем с загрузкой завода СПГ проекта «Сахалин-2» и будет означать фактический отказ от его третьей очереди. В конкуренции между экспортными поставками трубопроводного и сжиженного газа произойдет явный крен в пользу первых, что уменьшает гибкость поставок, их концентрацию на одном (китайском) рынке без возможности маневра потоками. Хотя ведь свеж в памяти реализовавшийся в 2022 году риск избыточной привязки к одному — тогда европейскому — рынку.

Не в пользу трубопроводных поставок окажется и ценообразование. При поставках по трубе на китайский рынок с ценообразованием FOB граница в качестве стоимости замещения для контрактной

цену трубопроводного газа наши китайские партнеры будут предлагать либо цену угля на внутреннем рынке Китая (поставляемый сухой российский газ, после того как из него на территории РФ будут извлечены все неметановые фракции, очевидно будет использоваться в электроэнергетике, конкурируя с углем), либо цену импортного СПГ на юго-восточном побережье Китая, где сосредоточены все основные приемные терминалы СПГ, приведенную методом нетбэк к пунктам сдачи-приемки (ПСП) на российско-китайской границе. Поэтому в этих ПСП экспортная цена российского трубопроводного газа всегда будет ниже, чем экспортная цена российского СПГ на приемном регазификационном терминале в Китае или в других странах Юго-Восточной Азии.

### Возможное решение проблемы конфликта интересов на Сахалине

Уход ключевых иностранных акционеров из проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» создает необходимые предпосылки для кардинального решения проблемы многочисленных конфликтов интересов вокруг рациональной схемы освоения ресурсов углеводородного сырья на шельфе Сахалина. В качестве такого решения я предлагаю создать региональную ВИНК для сахалинского кластера на основе существующих и будущих активов, охватывающих всю зону сахалинского шельфа. Желательно с блокирующим (прямым или опосредованным — через госдолю в двух госкомпаниях) государственным участием (25% + 1 акция), что будет давать государству возможность удерживать освоение ресурсов сахалинского шельфа в рамках государственных, а не узокорпоративных интересов.

Иностранные акционеры (японские и индийские в проекте «Сахалин-1» и японские в проекте «Сахалин-2») остаются в роли пассивных финансовых миноритарных инвесторов, основная цель которых — получать свою долевую часть добываемых нефти и газа, на которую они имеют право как участники соответствующих консорциумов, и преимущественный доступ к заключению контрактов на дополнительные поставки. Они, по всей вероятности, не будут блокировать очередную реорганизацию, на сей раз в виде консолидации корпоративной структуры. Равно как не блокировали они перевод управляющих компаний проектов в российскую юрисдикцию после выхода из состава акционеров ExxonMobil в «Сахалине-1» и Shell в «Сахалине-2», тем более если такая консолидация принесет всем участникам очевидную экономическую выгоду.

Поскольку доминирующими участниками всех сахалинских консорциумов сегодня являются две российские госкомпании — «Газпром» и «Роснефть», государство, как их основной акционер, может (должно) обязать их договориться о разработке ресурсов Сахалина на консолидированной основе в интересах государства — собственника этих недр. Это означает согласованную их разработку, нацеленную на максимально эффективную монетизацию ресурсов сахалинского шельфа с учетом существующей инфраструктуры и ее наиболее рационального дальнейшего развития.

Для этого полагаю целесообразным создать единую корпоративную структуру путем объединения всех существующих активов «девяти «Сахалинов»» («Сахалин-1» — «Сахалин-9», см. таблицу) в вертикально интегрированную региональную нефтегазовую компанию с пропорциональным долевым участием всех участников «девяти «Сахалинов»», обеспечив, прямо или опосредованно, блокирующий пакет для государства. Консолидирующим элементом такой компании должен стать завод по круп-

нотоннажному сжижению газа в Пригородном. Это означает ввод его третьей технологической линии и окончательный отказ от сооружения СПГ-завода в Де-Кастри. Гарантированная долгосрочная загрузка всех трех технологических линий завода СПГ в Пригородном должна стать приоритетом номер один в газовом бизнесе объединенной компании.

Приоритетом номер два должна стать региональная газификация (и электрификация на ее основе с использованием модульных электростанций разной крупности), причем не только самого Сахалина, но и Курильских островов и всего дальневосточного побережья на основе малотоннажного СПГ в сменяемых криоцистернах в танк-контейнерах, доставляемых с помощью судов-контейнеровозов (с перспективой дальнейшего ее использования в рамках островных и густонаселенных прибрежных экономик Юго-Восточной Азии). Эта технологическая схема представляется более рациональной по сравнению с наливом малотоннажного СПГ, который, судя по сообщениям СМИ, планируется использовать для газификации четырех Курильских островов. Завод по средне- или малотоннажному сжижению СПГ под такую технологическую схему его доставки и использования может быть размещен в Поронайске (такие планы имелись) либо там же, в Пригородном. Существующий завод малотоннажного СПГ неподалеку от Южно-Сахалинска нацелен на децентрализованное газоснабжение на основе криоцистерн, доставляемых потребителям острова автотранспортом.

В рамках сахалинского нефтегазового индустриального парка, который администрация области создает совместно с «Сахалинской энергией» (первая очередь запущена в 2024 году, в 2026-м планируется запустить вторую), можно наладить производство отечественных конкурентоспособных криоцистерн в танк-контейнерах и модульных энергоустановок.

Предложения по финансово-экономическим инструментам обеспечения и поддержания конкурентоспособности производимого отечественного оборудования имеются — по опыту ценообразования в рамках долгосрочных экспортных газовых контрактов, цена которых привязывается к стоимости замещения с дисконтом (в данном случае — к цене китайских аналогов). Такая цена гарантирует сбыт, а значит, долгосрочную загрузку создаваемых обрабатывающих производств. Это обеспечивает возможность организации проектного финансирования под обеспечение будущей гарантированной выручкой запускаемых проектов производства российского конкурентоспособного оборудования.

Длящийся годами корпоративный конфликт между «Газпромом» и «Роснефтью», двумя государственными компаниями, вокруг схем освоения углеводородных ресурсов Сахалина контролируем и должен быть разрешен путем создания региональной ВИНК с блокирующим государственным участием