

УДК 665.725

**СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ
РЫНКА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА**



**CURRENT STATE AND DEVELOPMENT PROSPECTS
OF THE LIQUEFIED NATURAL GAS MARKET**

Гойда Артём Николаевич

ведущий инженер по ремонту и обслуживанию
технологического оборудования,
ПАО «НК «Роснефть-Ямалнефтепродукт»
pto@yamal-np.ru

Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук,
доцент кафедры Оборудования нефтяных
и газовых промыслов,
Кубанский государственный технологический университет
akngs@mail.ru

Шаблий Илья Игоревич

ведущий специалист,
ООО «РН – Морской терминал Туапсе»
ashabliy0209@gmail.com

Аннотация. Природный газ является одним из важнейших видов топлива, занимая значимое место в структуре потребления наравне с нефтью и углём. В последние годы в мировой экономике и в структуре потребления первичных энергоносителей произошли существенные изменения. Наиболее важным из них можно назвать растущее значение природного газа, энергетическая и экологическая эффективность которого предопределяет его роль как доминирующего энергоресурса XXI века. В статье приведена история развития рынка сжиженного природного газа, его современное состояние и перспективы развития, рассмотрена технология производства и транспортировки СПГ, а также перспективные проекты по созданию заводов по сжижению газа в России.

Ключевые слова: история развития рынка сжиженного природного газа; современное состояние рынка сжиженного природного газа; перспективы развития рынка сжиженного природного газа; технология производства и транспортировки сжиженного природного газа; перспективные проекты по созданию заводов по сжижению газа; производство сжиженного природного газа.

Goyda Artyom Nikolaevich

Leading Engineer for the Repair and
Maintenance of Technological Equipment,
PJSC «NK «Rosneft-Yamalnefteprodukt»
pto@yamal-np.ru

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Oil and Gas Field Equipment,
Kuban State Technological University
akngs@mail.ru

Shabliy Ilya Igorevich

Leading Specialist,
«Rosneft – Morskoy terminal Tuapse» LLC
ashabliy0209@gmail.com

Annotation. Natural gas is one of the most important types of fuel, occupying a significant place in the consumption structure along with oil and coal. In recent years, significant changes have taken place in the world economy and in the structure of primary energy consumption. The most important of these is the growing importance of natural gas, the energy and environmental efficiency of which predetermines its role as the dominant energy resource in the 21st century. The article describes the history of the development of the liquefied natural gas market, its current state and development prospects, considers the technology of production and transportation of liquefied natural gas, as well as promising projects for the creation of plants for liquefied natural gas in Russia.

Keywords: history of the development of the liquefied natural gas market; current state of the liquefied natural gas market; development prospects of the liquefied natural gas market; technology for the production and transportation of liquefied natural gas; promising projects for the creation of gas liquefaction plants; liquefied natural gas production.

В **ведение**

Природный газ является одним из важнейших видов топлива, занимая значимое место в структуре потребления наравне с нефтью и углём.

Основными потребителями природного газа являются такие отрасли как промышленность и производство электроэнергии (44 % и 31 % соответственно). Другими важными сферами его потребления является коммунально-бытовой сектор и транспорт.

В последние годы в мировой экономике и в структуре потребления первичных энергоносителей произошли существенные изменения. Наиболее важным из них можно назвать растущее значение природного газа, энергетическая и экологическая эффективность которого предопределяет его роль как доминирующего энергоресурса XXI века. Так, если за последние 20 лет мировое потребление энергии выросло на 48 %, то газа – на 70 %, в то время как нефти – на 33 %, угля – на 46 %.

С развитием технологий и ежегодно растущими объемами потребления природного газа в России было налажено производство сжиженного природного газа. Газ в сжиженном состоянии имеет следующие преимущества по сравнению с другими видами топлива:

- сжижение природного газа увеличивает его плотность в 600 раз, что упрощает транспортировку и хранение;
- появляется возможность создания запасов и их использования по мере необходимости;
- в своей жидкой форме сжиженный природный газ не имеет способность взрываться или воспламеняться;
- возможность газификации удалённых объектов;
- экономия денежных средств на покупку топлива, так как цена эквивалентного количества сжиженного газа ниже, чем бензина или дизельного топлива;
- высокая энергоёмкость и большое октановое число;
- наиболее экологически чистое топливо.

Сжиженный природный газ (СПГ) – криогенная жидкость с содержанием метана не менее 86 % об. (ТУ 05-03-03-85) и температурой кипения от минус 162 °С – является перспективным энергоносителем и обеспечивает экономическую и экологическую эффективность по отношению к другим видам топлива.

Сжиженный природный газ, по мнению экспертов-энергетиков, – один из наиболее перспективных видов топлива. Природный газ уже получил титул топлива XXI века, поскольку его запасы по сравнению с запасами нефти достаточно велики. Динамика роста мирового рынка СПГ составляет примерно 7 % в год. Ожидается, что к 2022 году этот показатель удвоится и достигнет 14 %. В настоящее время наблюдается увеличение объёмов международной торговли сжиженным природным газом, на его долю приходится свыше 24 % мировых внешнеторговых поставок природного газа.

По прогнозам, объём мировой торговли сжиженным природным газом может возрасти к 2022 году до 150 млрд м³ и более. Уже сейчас в США и странах Западной Европы доля СПГ в общем газопотреблении составляет более 20 %. Япония импортирует до 85 % (45 млрд м³) природного газа в сжиженном состоянии.

Крупнейшие мощности по производству сжиженного природного газа в настоящее время сосредоточены в Юго-Восточной Азии, однако наиболее динамичное их расширение наблюдается в Африке и на Ближнем Востоке. Россия пока в этих списках не значится, хотя с началом нового тысячелетия интерес к использованию СПГ в нашей стране постоянно растёт.

История производства сжиженного природного газа

Первый в истории завод по сжижению природного газа был построен в 1905 году, функционировать он начал пять лет спустя. Завод носил экспериментальный характер и не подходил для коммерческого использования. Лишь в 1941 году в Огайо был построен первый полноценный завод СПГ, что стало началом развития этого сегмента рынка энергоносителей. Однако завод проработал немногим более трёх лет, когда страшная катастрофа прекратила его существование. Произошёл разрыв резервуара, и 4000 кубометров сжиженного газа вытекло, испарилось и вспыхнуло. При аварии погибло 128 человек, 400 было ранено. Четыре дня бушевал пожар. Он причинил огромный материальный ущерб.

В 1959 году в Луизиане был создан первый танкер, пригодный для транспортировки СПГ. Это позволило доставлять сжиженный природный газ потребителям за пределы США (первым импортёром СПГ стала Япония в конце 1960-х гг.).

Начало применения СПГ в нашей стране относится к 50-м годам прошлого века. В 1954 году на Московском заводе сжижения природного газа ввели в эксплуатацию установку, рассчитанную на производство 25 тыс. тонн СПГ в год. Тогда же был предпринят опыт применения жидкого метана для газоснабжения сельских районов и топлива для автомобильного и железнодорожного транспорта. Впоследствии интерес к СПГ заметно снизился, сначала из-за открытия месторождения природного газа в Западной Сибири и строительства магистральных газопроводов, а затем из-за сложной экономической ситуации конца 80-х и 90-х годов.

В 2006 году в посёлке Пригородное на острове Сахалин в рамках проекта «Сахалин-2» началось строительство первого российского СПГ завода. Его запуск был произведён 18 февраля 2009 года. Строительство этого масштабного объекта началось в августе 2003 года. В период наибольшей интенсивности строительных работ в них было задействовано около 10 тысяч рабочих и специалистов из более чем 40 стран. На построенном на Сахалине заводе СПГ используется специально разработанная технология сжижения газа с применением двойного смешанного хладагента, повышающая энергоэффективность производства за счёт использования преимуществ холодного сахалинского климата.

Повышенный спрос на СПГ привёл к тому, что продукция предприятия была законтрактована на основе долгосрочных договоров (сроком действия от 20 лет и более) ещё до окончания строительства объекта. Заказчиками выступили Япония, Южная Корея и Северная Америка. Реализация этого проекта позволила начать регулярные поставки российского СПГ на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

Плановой мощностью завода «Сахалин-2» должно было стать производство 9,6 млрд м³ СПГ. В 2009 году предприятие произвело 5,5 млрд м³. В 2010 году производство было увеличено почти вдвое, и составило более 10 млрд м³.

Следующим шагом развития сферы производства сжиженного природного газа в России станет создание СПГ-проекта на базе месторождений полуострова Ямал.

ПАО «Газпром» в рамках стратегии развития компании ставит перед собой цель добиться производства 80–90 млн тонн сжиженного природного газа в год, что при текущих темпах развития производства в других странах составит около 20 % мирового рынка. Развитие производства по выработке СПГ стало одним из приоритетных направлений развития промышленности в России.

Технология производства сжиженного природного газа

Крупномасштабное производство сжиженного природного газа

Преобразование природного газа в жидкое состояние осуществляется в несколько этапов. Сначала удаляются все примеси – прежде всего, двуокись углерода, а иногда и минимальные остатки соединений серы. Затем извлекается вода, которая в противном случае может превратиться в ледяные кристаллы и закупорить установку сжижения.

Как правило, в последнее время для комплексной очистки газа от влаги, углекислого газа и тяжёлых углеводородов используют адсорбционный способ глубокой очистки газа на молекулярных ситах.

Следующий этап – удаление большинства тяжёлых углеводородов, после чего остаются главным образом метан и этан. Затем газ постепенно охлаждается, обычно с помощью двухциклического процесса охлаждения в серии теплообменников (испарителей холодильных машин). Очистка и фракционирование реализуются, как и основная доля охлаждения, под высоким давлением. Холод производится одним или несколькими холодильными циклами, позволяющими снизить температуру до – 160 °С. Тогда он и становится жидкостью при атмосферном давлении (рис. 1).



Рисунок 1 – Процесс сжижения природного газа (получение СПГ)

Сжижение природного газа возможно лишь при охлаждении его ниже критической температуры. Иначе газ не сможет быть превращён в жидкость даже при очень высоком давлении. Для сжижения природного газа при температуре, равной критической ($T = T_{кр}$), давление его должно быть равным или больше критического, т.е. $P > P_{кр}$. При сжижении природного газа под давлением ниже критического ($P < P_{кр}$) температура газа также должна быть ниже критической.

Для сжижения природного газа могут быть использованы как принципы внутреннего охлаждения, когда природный газ сам выступает в роли рабочего тела, так и принципы внешнего охлаждения, когда для охлаждения и конденсации природного газа используются вспомогательные криогенные газы с более низкой температурой кипения (например, кислород, азот, гелий). В последнем случае теплообмен между природным газом и вспомогательным криогенным газом происходит через теплообменную поверхность.

При промышленном производстве СПГ наиболее эффективными являются циклы сжижения с использованием внешней холодильной установки (принципы внешнего охлаждения), работающей на углеводородах или азоте, при этом сжижается почти весь природный газ. Широкое распространение получили циклы на смесях хладагентов, где чаще других используется однопоточный каскадный цикл, у которого удельный расход энергии составляет 0,55–0,6 кВт · ч/кг СПГ.

В установках сжижения небольшой производительности в качестве холодильного агента используется сжижаемый природный газ, в этом случае применяют более простые циклы: с дросселированием, детандером, вихревой трубой и др. В таких установках коэффициент сжижения составляет 5–20 %, а природный газ необходимо предварительно сжимать в компрессоре.

Сжижение природного газа на основе внутреннего охлаждения может достигаться следующими способами:

- изоэнтальпийным расширением сжатого газа (энтальпия $i = \text{const}$), т.е. дросселированием (использование эффекта Джоуля-Томсона); при дросселировании поток газа не производит какой-либо работы;
- изоэнтропийным расширением сжатого газа (энтропия $S = \text{const}$) с отдачей внешней работы; при этом получают дополнительное количество холода, помимо обусловленного эффектом Джоуля-Томсона, так как работа расширения газа совершается за счёт его внутренней энергии.

Как правило, изоэнтальпийное расширение сжатого газа используется только в аппаратах сжижения малой и средней производительности, в которых можно пренебречь некоторым перерасходом энергии. Изоэнтропийное расширение сжатого газа используется в аппаратах большой производительности (в промышленных масштабах).

Сжижение природного газа на основе внешнего охлаждения может достигаться следующими способами:

- использованием криогенераторов Стирлинга, Вюлемье-Такониса и т.д.; рабочими телами данных криогенераторов являются, как правило, гелий и водород, что позволяет при совершении замкнутого термодинамического цикла достигать температуры на стенке теплообменника ниже температуры кипения природного газа;
- использованием криогенных жидкостей с температурой кипения ниже, чем у природного газа, например, жидкого азота, кислорода и т.д.;
- использованием каскадного цикла с помощью различных холодильных агентов (пропана, аммиака, метана и т.д.); при каскадном цикле газ, легко поддающийся сжижению путём компримирования, при испарении создаёт холод, необходимый для понижения температуры другого трудносжижаемого газа.

После сжижения СПГ помещается в специально изолированные резервуары хранения, а затем загружается в танкеры-газовозы для транспортировки. За время транспортировки небольшая часть СПГ неизменно «выпаривается» и может использоваться в качестве топлива для двигателей танкера. По достижении терминала потребителя сжиженный газ разгружается и помещается в резервуары хранения.

Прежде чем пустить СПГ в употребление, его вновь приводят в газообразное состояние на станции регазификации. После регазификации природный газ используется так же, как и газ, транспортируемый по газопроводам.

Приёмный терминал СПГ – менее сложное сооружение, чем завод сжижения, и состоит главным образом из пункта приёма, сливной эстакады, резервуаров хранения, установок обработки газов испарения из резервуаров и узла учёта.

Технология сжижения газа, его транспортировки и хранения уже вполне освоена в мире. Поэтому производство СПГ – довольно стремительно развивающаяся отрасль в мировой энергетике.

Маломасштабное производство сжиженного природного газа

Современные технологии позволяют решить проблему автономного энергоснабжения небольших промышленных, социальных предприятий и населённых пунктов путём создания энергетических объектов на базе мини-энергетики с использованием СПГ.

Автономные объекты мини-энергетики с применением сжиженного природного газа не только помогут ликвидировать проблему энергообеспечения отдалённых регионов, но и являются альтернативой для прекращения зависимости потребителей от крупных поставщиков электрической и тепловой энергии. На данный момент маломасштабное производство СПГ является привлекательной сферой для инвестиций в объекты энергетики со сравнительно коротким сроком окупаемости капитальных вложений.

Существует технология сжижения природного газа с использованием энергии перепада давления газа на ГРС с внедрением детандер-компрессорных агрегатов, реализованная на ГРС «Никольская» (Ленинградская область). Расчётная производительность установки по СПГ равна 30 тонн/сут.

Установка сжижения природного газа состоит из блока теплообменников вымораживателей, системы охлаждения компримированного газа, блока сжижения, двухступенчатого турбодетандер-компрессорного агрегата, автоматизированной системы контроля и управления работой установки (АСКУ), арматуры, в том числе управляемой, и КИП.

Принцип работы установки заключается в следующем (рис. 2).

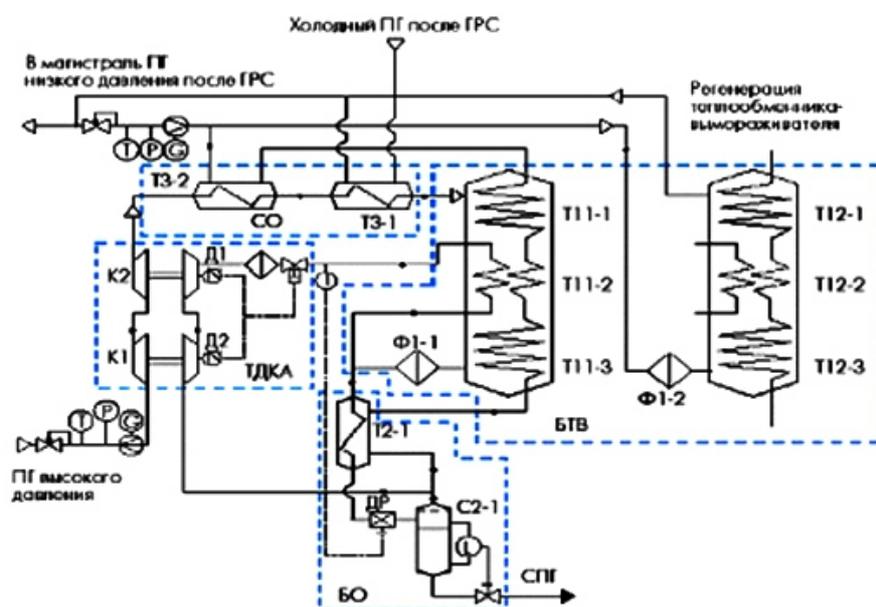
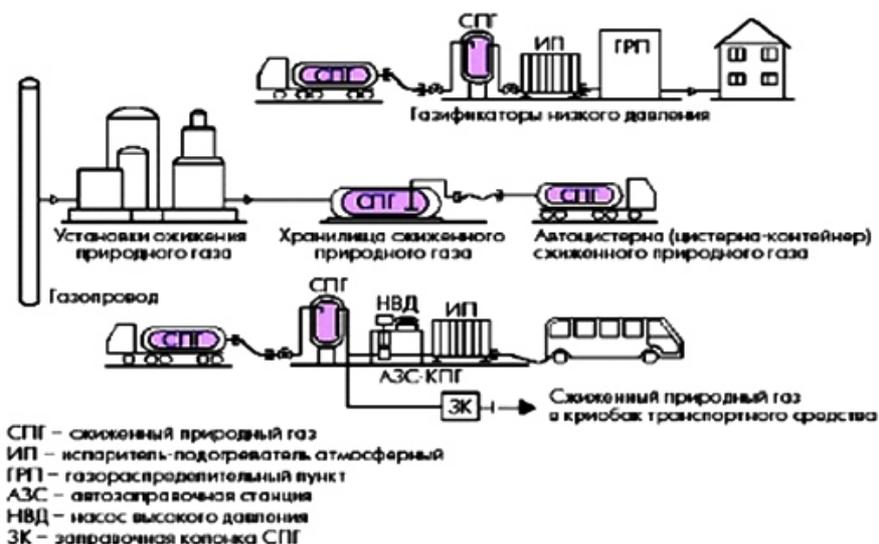


Рисунок 2 – Схема установки сжижения ПГ

Природный газ с расходом 8000 м³/ч и давлением 3,3 МПа поступает на турбокомпрессоры К1 и К2, работающие на одном валу с турбодетандерами Д1 и Д2.

В установке по сжижению природного газа в связи с достаточно высокой чистотой природного газа (содержание СО₂ не более 400 ppm) предусматривается только осушка газа, которую с целью снижения стоимости оборудования предусмотрено проводить способом вымораживания влаги.

В двухступенчатом турбокомпрессоре давление газа повышается до 4,5 МПа, затем сжатый газ последовательно охлаждается в теплообменниках Т3-2 и Т3-1 и поступает в вымораживатель, состоящий из трёх теплообменников Т11-1, Т11-2 и Т11-3 (или Т12-1, Т12-2 и Т12-3), где за счёт использования холода обратного потока газа из теплообменника Т2-1 происходит вымораживание влаги. Очищенный газ после фильтра Ф1-2 разбивается на два потока.

Один поток (большую часть) направляют в вымораживатель для рекуперации холода, а на выходе из вымораживателя через фильтр подают последовательно на турбодетандеры Д1 и Д2, а после них направляют в обратный поток на выходе из сепаратора С2-1.

Второй поток направляют в теплообменник Т2-1, где после охлаждения дросселируют через дроссель ДР в сепаратор С2-1, в котором производят отделение жидкой фазы от его паров. Жидкую фазу (сжиженный природный газ) направляют в накопи-

тель и потребителю, а паровую фазу подают последовательно в теплообменник Т2-1, вымораживатель Т11 или Т12 и теплообменник Т3-2, а после него в магистраль низкого давления, расположенную после газораспределительной станции, где давление становится равным 0,28–0,6 МПа.

Через определённое время работающий вымораживатель Т11 переводят на отопление и продувку газом низкого давления из магистрали, а на рабочий режим переводят вымораживатель Т12.

В нашей стране имеется значительное количество ГРС, где редуцируемый газ бесполезно теряет своё давление, а в отдельных случаях в зимний период приходится подводить ещё энергию для подогрева газа перед его дросселированием.

В то же время, используя практически бесплатную энергию перепада давления газа, можно получить общественно полезный, удобный и экологически безопасный энергоноситель – сжиженный природный газ, с помощью которого можно газифицировать промышленные, социальные объекты и населённые пункты, не имеющие трубопроводного газоснабжения.

Российские проекты заводов по сжижению природного газа

Проект «Сахалин-2»

Один из крупнейших в мире интегрированных нефтегазовых проектов «Сахалин-2» (рис. 3) является масштабным техническим комплексом принципиально нового для России типа. Впервые в истории страны применяется метод сжижения природного газа, причём технологический процесс сжижения газа с применением двойного смешанного хладагента (Double Mixed Refrigerant – DMR) был разработан специально для этого проекта. Эта технология, являющаяся самой передовой на сегодняшний день, была адаптирована таким образом, чтобы обеспечить максимальную эффективность производства в условиях холодных сахалинских зим при оптимальном режиме работы компрессоров.



Рисунок 3 – Проект «Сахалин-2»

Проект создан «с нуля» и включает освоение двух нефтегазовых месторождений на северо-восточном шельфе острова Сахалин (Пильтун-Астохское и Лунское), добычу нефти и производство сжиженного природного газа и их экспорт.

Впервые в истории российской нефтегазовой отрасли в удалённом регионе с ограниченной инфраструктурой и сложными природно-климатическими условиями одновременно были реализованы шесть крупномасштабных подпроектов. Установлены три крупные добывающие платформы на северо-восточном шельфе Сахалина,

построены объединённый береговой технологический комплекс, первый в России завод по производству сжиженного природного газа на юге острова, терминал отгрузки нефти и система многокилометровых наземных и морских трубопроводов, соединяющих эти объекты.

Суммарные извлекаемые запасы этих двух месторождений составляют порядка 150 млн тонн (свыше 1 млрд баррелей) нефти и 500 млрд м³ (18 трлн куб. футов) газа.

На данный момент акционерами «Сахалин Энерджи», под началом которой находится весь проект, являются:

- Gazprom Sakhalin Holdings B.V. (дочернее предприятие ПАО «Газпром», 50 % плюс одна акция);
- Shell Sakhalin Holdings B.V. (дочернее предприятие Royal Dutch Shell plc., 27,5 % минус одна акция);
- Mitsui Sakhalin Holdings B.V. (дочернее предприятие компании Mitsui & Co. Ltd., 12,5 % акций);
- Diamond Gas Sakhalin B.V. (дочернее предприятие компании Mitsubishi Corporation, 10 % акций).

Ещё до окончания строительства вся продукция завода была законтрактована на основе долгосрочных договоров (сроком действия 20 и более лет). Около 65 % сахалинского СПГ поставляется покупателям в Японию, являющуюся крупнейшим в мире рынком сбыта СПГ. Остальные объёмы СПГ предназначены для потребителей Южной Кореи и Северной Америки.

По результатам работы в 2010 году завод по производству СПГ вышел на проектную производственную мощность. Компания «Сахалин Энерджи» стала полноправным и надёжным источником энергии на мировом рынке СПГ, доля компании на нём – 5 %.

История осуществления проекта

Говоря об истории создания проекта, нужно отметить, что переговоры по проекту «Сахалин-2» начались в 1988 году. В 1991 году был объявлен победитель тендера на право разработки технико-экономического обоснования (ТЭО), им стал консорциум компаний «McDermott» (США) и «Mitsui» (Япония), к которым в 1992 году присоединились «Royal Dutch Shell» и «Mitsubishi». После утверждения в марте 1993 года ТЭО российским правительством начались переговоры по конкретным условиям проекта. В июне 1994 года между российским правительством и компанией «Сахалин Энерджи» было подписано соглашение о разработке проекта. Реализация проекта началась в 1996 году после принятия соглашения о разделе продукции (СРП). В 1998 году на сахалинском шельфе была установлена платформа ПА-А («Моликпак»), добыча нефти с которой была начата в июле 1999 года.

В ходе второго этапа проекта были построены и введены в эксплуатацию две другие морские платформы, подводные трубопроводы длиной 300 км, соединяющие все три платформы с берегом, наземные нефте- и газопроводы длиной 800 км, объединённый береговой технологический комплекс, терминал отгрузки нефти и первый в России завод по производству СПГ.

В апреле 2007 года ОАО «Газпром» и акционеры компании «Сахалин Энерджи» подписали Соглашение о купле-продаже, в соответствии с которым «Газпром» приобрёл 50 % плюс одну акцию «Сахалин Энерджи».

18 февраля 2009 года президент Российской Федерации Д.А. Медведев принял участие в торжественной церемонии запуска первого в России завода по производству сжиженного природного газа, построенного компанией «Сахалин Энерджи» на юге острова Сахалин. О стратегической важности проекта «Сахалин-2» для всего Азиатско-Тихоокеанского региона свидетельствует высокий уровень официальных лиц, собравшихся на торжественную церемонию. Среди них – премьер-министр Японии Таро Асо, британский принц Эндрю, герцог Йоркский, министр экономики Королевства Нидерландов Мариа ван дер Хувен, другие высокопоставленные государственные деятели из России и стран-партнёров по реализации проекта (Великобритании, Нидерландов и Японии).

29 марта 2009 года первая плановая партия российского сжиженного природного газа, произведённого в рамках проекта «Сахалин-2», была успешно отгружена с завода СПГ на специализированное судно-газовоз «Энерджи Фронтierer». Эта партия была доставлена двум основным покупателям сахалинского газа – компаниям «Tokio Gas» и «Tokio Electric».

В январе 2011 года «Сахалин Энерджи» стала первой и единственной российской компанией, выбранной ООН для участия в новой платформе устойчивого корпоративного лидерства – LEAD, запущенной в рамках Глобального договора ООН.

В феврале 2012 года отгружена 200-я партия сахалинской нефти с начала круглогодичной добычи с производственного комплекса «Пригородное».

В марте 2012 года «Сахалин Энерджи» стала победителем премии «HR-бренд 2011». Это наиболее авторитетная и широко известная российская награда в области управления персоналом.

В апреле 2012 года главный исполнительный директор «Сахалин Энерджи» Андрей Петрович Галаев назначен членом Правления Глобального Договора ООН. Это высший консультативный орган ООН, состоящий из представителей бизнеса, гражданского общества, международных организаций труда и профсоюзов.

Технологии, применяемые на проекте «Сахалин-2»

«Сахалин-2» – один из крупнейших в мире проектов комплексного освоения нефтяных и газовых месторождений, созданный «с нуля» на Дальнем Востоке России в тяжёлых субарктических условиях.

Компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» («Сахалин Энерджи») является оператором проекта «Сахалин-2» в соответствии с Соглашением о разделе продукции, заключённым с Российской Федерацией. Компания была учреждена в 1994 году с целью разработки Пильтун-Астохского нефтяного и Лунского газового месторождений в Охотском море на шельфе острова Сахалин, расположенного на Дальнем Востоке России.

В процессе реализации запущены в эксплуатацию три морских добывающих платформы, две из которых являются самыми тяжеловесными конструкциями, установленными на море за всю историю мировой нефтегазовой отрасли. Сооружена система морских и наземных трубопроводов, построены объекты для переработки, транспортировки, хранения и отгрузки углеводородов. Источниками природного газа на проекте являются морские месторождения. Для бурения скважин на таких месторождениях используются специальные морские буровые установки. Они устанавливаются на добывающих платформах или на буровых судах. Различают самоподъёмные, полупогружные платформы и платформы гравитационного типа.

К настоящему времени на шельфе Сахалина в рамках проекта «Сахалин-2» установлены 3 платформы гравитационного типа. Они оборудованы буровыми окнами и буровыми вышками.

Буровая вышка представляет собой металлическую конструкцию, поддерживающую буровое оборудование и бурильные трубы для скважин. Вышка, расположенная на платформе, в отличие от большинства обычных, защищена от ветра специальным покрытием. Буровые окна – это отверстия в бетонном основании платформы, ведущие к морскому дну. Вышка может перемещаться между ними.

В буровое окно из буровой вышки опускается бур (буровое долото), за которым следуют трубы: долото бурит породу и двигается вниз, трубы опускаются вслед за ним: так формируется скважина. Она необязательно должна быть строго вертикальной: в процессе бурения ствол можно отклонять и достигать таким образом достаточно удалённых участков месторождения.

Одной скважины недостаточно: для правильного обеспечения процесса добычи необходимо пробурить серию добывающих скважин и несколько водонагнетательных скважин. Газ и нефть в пласте находятся под давлением, превышающем атмосферное: при достижении скважиной месторождения сырьё начинает вырываться через неё

наружу (фонтанировать). Чтобы этот процесс не прекращался, необходимо поддерживать исходное давление в пласте: для этого бурятся дополнительные водонагнетательные скважины, через которые воду закачивают в пласт, что обеспечивает необходимое пластовое давление.

В соответствии с требованиями законодательства компания «Сахалин Энерджи» приняла на себя обязательства по экологически безопасному ведению работ в ходе освоения Пильтун-Астохского и Лунского месторождений. Для достижения поставленной цели на платформах в первую очередь были пробурены скважины для закачки отходов бурения и технологических жидкостей. В ходе выполнения программ бурения отработанные буровые отходы (отделённые от углеводородов с помощью специального оборудования) закачиваются в пласты горных пород. Таким образом, исключается загрязнение акватории Охотского моря как в ходе буровых работ, так и в процессе эксплуатации морских платформ.

В перспективе для освоения удалённых участков месторождений планируется осуществлять бурение новых скважин со сверхбольшим отходом от вертикали (более 12 км) с имеющихся платформ, а также с помощью самоподъёмных буровых установок в арктическом исполнении, что позволит не прекращать процесс строительства скважин в ледовый период.

Основное место добычи газа для проекта «Сахалин-2» – Лунское месторождение, где установлена ледостойкая платформа гравитационного типа «Лунская-А» (ЛУН-А). Добыча газа на ней началась в январе 2009 года.

На других платформах добывается попутный газ, который используется как для производства электричества, так и поступает в систему трубопроводов (рис. 4).

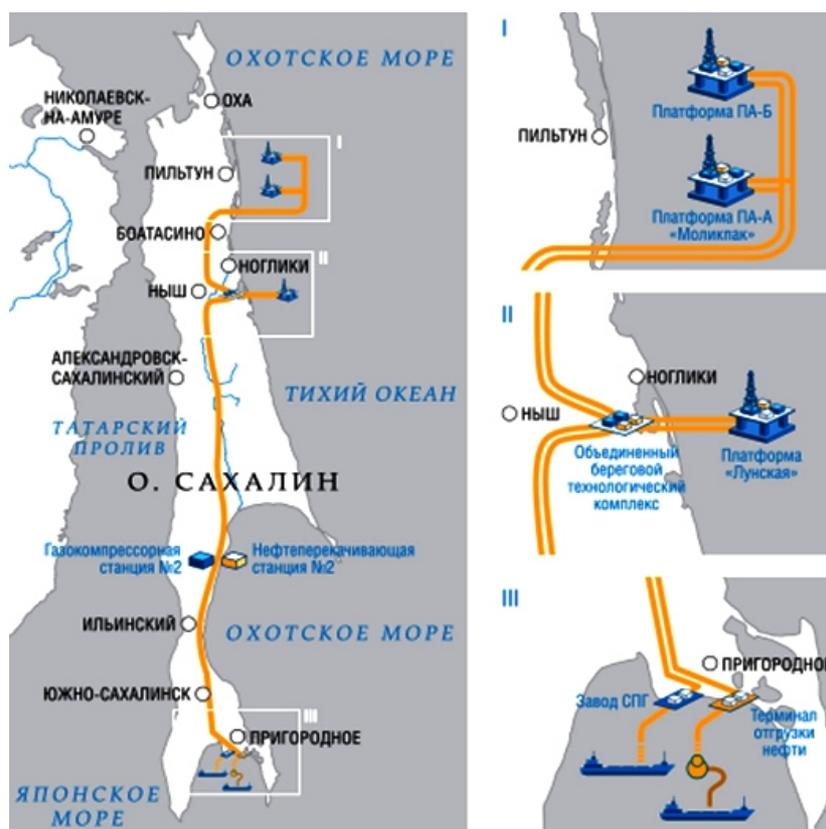


Рисунок 4 – Проект «Сахалин-2»

На каждой платформе находятся центры оперативного управления производством и строительством скважин. Работа всей комплексной системы добычи в режиме реального времени с помощью высокоскоростных каналов спутниковой и оптоволоконной связи передаётся в центр управления производством, находящийся в штаб-квартире компании в Южно-Сахалинске.

Скважины Лунского месторождения – самые большие по диаметру среди всех добывающих скважин в России: колонны насосно-компрессорных труб имеют диаметр 244 мм. Применение подобных скважин позволяет значительно снизить эксплуатационные и капитальные затраты и увеличить объёмы добычи. Проектная производительность каждой скважины Лунского месторождения составляет 9-10 млн м³ газа в сутки.

В месторождении имеются скопления слабосцементированных пород: это означает, что с добываемыми углеводородами может происходить вынос песка. Это создаёт значительный дополнительный риск для работоспособности добывающего оборудования платформы.

Поступивший вместе с сырьём на платформу песок отделяется с помощью специального устройства – сепаратора. Далее он закачивается обратно в пласт через скважину для закачки буровых отходов. Предусматривается три ступени сепарации и рассчитано на подготовку нефти и газа к транспортировке.

Очищенный от песка газ отправляется на берег к Объединённому береговому технологическому комплексу. Это специальное предприятие, предназначенное для подготовки углеводородов к отправке на юг Сахалина по Транссахалинской трубопроводной системе.

Транспортировка в южную часть Сахалина необходима для обеспечения круглогодичного производства. В северной части острова, где ведётся добыча, слишком суровые климатические условия, препятствующие доступу обычных видов транспорта. Поэтому была сооружена Транссахалинская трубопроводная система – мощная сеть трубопроводов, включающая в себя подводную и наземную части, по которой сырьё через весь остров перекачивается на берег залива Анива на юге острова, практически незамерзающего зимой, которая обеспечивает возможность круглогодичного поступления сырья.

Один из главных элементов трубопроводной системы – Объединённый береговой технологический комплекс (ОБТК). ОБТК – это специализированное перерабатывающее предприятие, имеющее несколько назначений. Общая протяжённость подводных трубопроводов, проложенных в местах со сложной ледовой обстановкой, составляет 300 км. Прежде всего, оно предназначено для первичной очистки углеводородов, их разделению по видам (сепарации), последующего компримирования (сжатия) и отправки под давлением в пункт назначения. Кроме того, ОБТК производит из части поступившего газа электроэнергию для себя и для платформы ЛУН-А. Для этого в состав комплекса входит энергоустановка мощностью 100 МВт.

На юге Сахалина находится центральная часть всей системы – завод по производству СПГ, терминал отгрузки нефти. Пройдя под давлением 800-километровую дистанцию от ОБТК до этого комплекса, природный газ поступает на завод по производству СПГ.

Ключевым элементом системы безопасности завода является факельная установка. Сжигание на факеле представляет собой процесс, с помощью которого избыточный газ быстро и безопасно подаётся от завода через вертикальную трубу высотой 125 м (факельный ствол) для незамедлительного воспламенения с помощью «пилотной горелки» – постоянного источника открытого огня, который свидетельствует о нормальной работе.

Основная причина сжигания газа состоит в том, что при этом процессе на окружающую среду оказывается меньшее воздействие по сравнению с выбросами невоспламенённого углеводородного газа.

Резервуар СПГ состоит из нескольких элементов. Внешний резервуар – бетонный, толщина его стен – около 1 м у основания и до 0,5 м вверху. Второй резервуар играет роль пароизоляционного барьера. Он сделан из углеродистой стали и примыкает к внешнему резервуару. Внутренняя ёмкость построена из специальной 9 %-ной никелевой стали, рассчитанной на криогенные температуры. Основное назначение пароизоляционного барьера – препятствовать попаданию кислорода или влаги в резервуар СПГ, а также не допустить попадание испаряющегося газа из резервуара СПГ в атмосферу.

Проект «Ямал СПГ»

«Ямал СПГ» – масштабный проект по производству сжиженного природного газа на Ямале, реализуемый ОАО «НОВАТЭК» на базе Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения.

Ямал характеризуется наличием выявленных и подготовленных к освоению месторождений с уникальными и крупными запасами газа и высокими оценками прогнозируемых ресурсов по перспективным структурам (рис. 5). Сырьевые ресурсы региона столь значительны, что только часть запасов газа, относящихся на сегодняшний день к категории достоверных, позволяют планировать на перспективу добычу газа в объеме 200–250 млрд м³ в год.

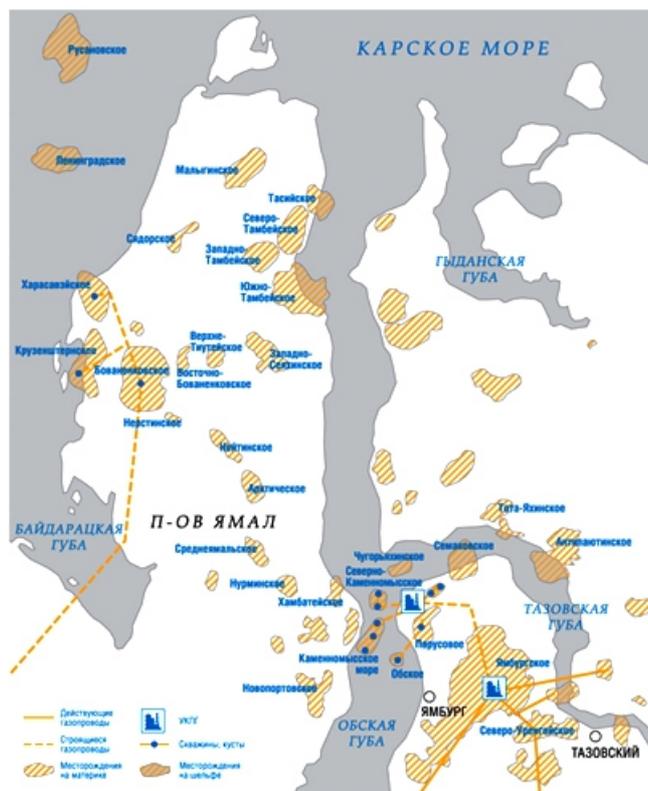


Рисунок 5 – Месторождения природного газа на Ямале

Оценка сырьевой базы Ямала и перспектив её развития говорит о том, что Ямал является стратегической базой развития газодобычи, альтернативы которой в России пока нет. Здесь также имеется мощная сырьевая база для организации добычи жидких углеводородов. Для начала освоения запасов необходимо опережающее развитие транспортной и перерабатывающей инфраструктуры: строительство магистральных трубопроводов, заводов по переработке и сжижению газа, терминалов по отгрузке СПГ, нефти и конденсата с береговыми и выносными технологическими комплексами, расширение ледокольного флота, строительство танкеров ледового класса (в том числе метановозов), формирование опорной сети авто- и железных дорог, создание объектов энергетики.

В рамках проекта предусмотрено строительство завода по сжижению газа рядом с посёлком Сабетта (первая очередь запущена в 2016 году), а также создание морского порта в Сабетте и строительство танкерного флота ледового класса. Российское правительство, как сообщается, инвестирует в строительство порта и прилегающей инфраструктуры 47 млрд 200 млн рублей (1 млрд 150 млн евро), а частные инвестиции в объекты инфраструктуры составят до 25,9 млрд рублей (640 млн евро).

«НОВАТЭК» приобрёл 51 % пакет акций в ОАО «Ямал СПГ» в июне 2009 года. В сентябре 2011 года доля «НОВАТЭКа» в уставном капитале общества была увеличена до 100 %. В октябре того же года 20 % доли «Ямал-СПГ» приобрела французская

нефтегазовая компания «Total», которая стала стратегическим партнёром «НОВАТЭКа» по проекту. После завершения строительства завода СПГ (планируемая мощность – 16 млн тонн в год) компания «Ямал-СПГ» будет оператором проекта. Крупнейшие нефтегазовые компании Китая изъявляют желание не только закупать российский СПГ, но и также участвовать в его производстве в рамках проекта, будучи готовыми профинансировать 25 % строительства завода СПГ, что соответствует 5 млрд долларов. Компания «НОВАТЭК» заключила взаимовыгодное партнёрское соглашение с китайскими представителями, что гарантирует компании «НОВАТЭК» рынок сбыта.

На данный момент ПАО «НОВАТЭК» приступил к строительству свайных оснований для производственного комплекса «Ямал СПГ», закончено строительство вахтового городка на 3,5 тыс. мест, включающего в себя полную инфраструктуру.

21 марта 2013 года компанией «Ямал СПГ» получено положительное заключение государственной экологической экспертизы на проектную документацию и результаты инженерных изысканий «Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского месторождения». Также компании выдано разрешение на строительство предприятия от Ямальского управления по недропользованию. Получение указанных документов позволяет перейти к следующему этапу реализации проекта «Ямал СПГ», а именно обустройству Южно-Тамбейского месторождения и строительству завода СПГ в порту Сабетта.

2 апреля были подведены итоги тендера на выбор подрядчиков для строительства завода по сжижению газа для проекта «Ямал СПГ», реализуемого «НОВАТЭКом» и «Total». Предприятие будет строить консорциум французской компании «Technip» и японской «JGC».

Консорциум выполнит проектирование, поставку оборудования, материалов и комплектующих, а также строительство комплекса и ввод его в эксплуатацию. «Technip France» и «JGC» входят в число ведущих международных инжиниринговых и строительных компаний, имеющих большой опыт в выполнении интерфейсного проектирования (FEED) и EPC контрактов заводов СПГ по всему миру.

По данным региональных властей, постройка идёт с опережением графика, что имеет большое значение для развития арктического региона. В 2012 году при постройке было удалено 1,5 миллиона кубических метров морского дна в водах проектируемого морского порта Сабетта, что на 50 % больше, чем ранее планировалось. В 2013 году снимет ещё 10 миллионов кубических метров морского дна, сообщает сайт правительства Ямало-Ненецкого АО.

Расположенный на берегу Обской губы, на восточном побережье полуострова Ямал, порт Сабетта является ключевым компонентом проекта строительства завода СПГ. После завершения строительства порт будет принимать специально разработанные для работы в Арктике суда, которые будут доставлять СПГ с месторождения на европейские, южноамериканские и азиатские рынки.

По словам экспертов, проект будет способствовать росту добычи сжиженного природного газа в России с 11 до 27,5 млн тонн и увеличит интенсивность грузооборота по Северному морскому пути до 20 млн тонн в год.

Порт Сабетта сможет обрабатывать более 30 млн тонн грузов в год. Он будет связан с Южно-Тамбейским месторождением и проектируемым заводом по производству СПГ. Новый порт планируется ввести в круглогодичную эксплуатацию, несмотря на очень сложную ледовую обстановку в Обской губе.

На первом этапе строительства (к лету 2014 года) порт сможет принимать поставки модулей для строительства завода СПГ. На втором этапе порт сможет уже принимать танкеры для перевозки СПГ.

Развитие порта Сабетта тепло приветствуется региональными властями. Однако, в то же время, проект не может не вызвать озабоченность в связи с серьёзными экологическими последствиями для уязвимых экосистем Арктики. На недавней встрече компания-оператор согласилась выплатить региональным властям 526 млн рублей (13 млн евро) в качестве компенсации за экологический ущерб. Среди объектов, которые нарушат местную экосистему, также можно упомянуть 50 километровый канал, соединяющий порт с Обской губой.

По данным компании, все снятые при углублении дна части морского дна будут перенесены в другие части Обской губы. Кроме того, около 53 тыс. тонн отходов, которые, как ожидается, будут собраны в период постройки порта, перевезут в Екатеринбург и Тюмень на специальное хранение и переработку.

Проект строительства производства СПГ на Ямале разработан акционерным обществом в тесном сотрудничестве с Федеральным бюро морского и речного транспорта и Росморпортом.

Проект «Владивосток СПГ»

Завод сжиженного природного газа будет построен на мысе Ломоносова в районе бухты Перевозная в Приморском крае. Мыс Ломоносова – наиболее подходящая площадка, в том числе и с точки зрения транспортной доступности.

Договорённость по данному проекту была достигнута ещё весной 2010 года. Данный проект будет реализован ПАО «Газпром» самостоятельно, концерн не планирует привлекать партнёров для строительства этого завода, хотя ранее рассматривался вариант привлечения в проект японского консорциума «Japan Far East Gas Co».

Завод будет состоять из трёх технологических линий. Мощность каждой из них составит 5 млн тонн СПГ в год. Сырьё будет поступать на предприятие с Сахалинского, а также Якутского и Иркутского центров газодобычи.

На данный момент утверждены план мероприятий по реализации проекта строительства завода СПГ и план работ по подготовке ресурсной базы для проекта, и начинается инвестиционная стадия реализации. Разработка обоснования инвестиций в проект «Владивосток СПГ» завершена «Газпромом» в начале февраля 2013 года. Капитальные вложения в строительство объектов завода СПГ составили 620 млрд рублей (20 млрд долларов) в течение 12 лет. Официально сообщается, что первая очередь строительства завода завершится в 2018 году, вторая – в 2020 году, а окончание строительства запланировано на 2025 год. Будучи крупнейшим проектом в регионе, строительство завода окажет огромное влияние на многие отрасли в регионе, в том числе на развитие промышленной инфраструктуры, объектов электроснабжения, связи и т.д.

В ходе прошедшего недавно в Санкт-Петербурге международного экономического форума ПАО «Газпром» подписал с администрацией Приморского края соглашение о сотрудничестве, в рамках которого планируется реализация проектов газоснабжения и газификации края, переработки газа, производства компримированного, сжиженного газа, перевозки газа и продуктов его переработки морским транспортом. Также среди основных направлений сотрудничества – использование СПГ для автономной газификации и в качестве моторного топлива.

Реализация проекта также будет иметь большое значение для развития восточной системы газоснабжения России и увеличения поставок российского газа на рынки стран АТР, в том числе в Китай. Проблем с поставками СПГ в страны АТР у Газпрома не будет, считают эксперты. Концерн сможет легко найти покупателей на 15 млн тонн СПГ. Это дополнительные объёмы газа, на которые, кроме Японии, возможен спрос со стороны Китая, Индии, Вьетнама, Таиланда.

Проекты мини-заводов по сжижению природного газа

Англо-голландский концерн «Royal Dutch Shell» рассматривает возможность строительства в России мини-заводов по производству сжиженного природного газа с применением технологии мобильного производства.

Мобильная модульная система сжижения природного газа концерна «Shell» (Shell MMLS) – это установка, которая позволяет осуществлять производство СПГ в небольших объёмах. Система предлагает низкочувствительные решения для монетизации

небольших труднодоступных ресурсов, либо производство СПГ из трубопроводного газа с целью его реализации потребителям в небольших объёмах. Мощность системы составляет 0,10–0,25 млн тонн в год. Такие установки уже функционируют на территории США. Российская судоходная компания «Совкомфлот» предлагает Shell изучить возможность строительства плавучих СПГ-заводов для работы на шельфе России.

Председатель «Shell» в России Оливье Лазар отмечает, что сейчас проект по строительству мини-заводов по производству СПГ пока «находится на самой ранней стадии проработки, в качестве идеи».

Перспективы развития отрасли СПГ

В период 2000–2007 гг. мировой объём производства/потребления СПГ увеличился более чем на 60 %. В 2007 году СПГ экспортировали 15 стран, в числе которых крупнейшим экспортёром впервые становится Катар. Катар экспортировал порядка 38 млрд м³ природного газа в виде СПГ или 17 % от объёма мировой торговли СПГ. В последующие пять лет с пуском новых мощных технологических линий СПГ, которые находятся уже на этапе строительства, его производственный потенциал более чем удвоился. Вторым по величине экспортёром является Малайзия, лишь немного опережая Индонезию.

С точки зрения спроса, 17 стран импортировали в 2007 году в общей сложности 226 млрд м³ природного газа в виде СПГ. Крупнейшим импортёром являлась Япония, на долю которой приходилось 89 млрд м³ или 39 % от общего объёма мировой торговли.

По прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА), торговля природным газом будет развиваться более быстрыми темпами, чем добыча или потребление, ввиду географических несоответствий между ресурсами и спросом. Данные МЭА позволяют предположить, что рост объёмов торговли СПГ будет опережать торговлю газом, поставляемым по трубопроводам. Объёмы межрегиональной торговли СПГ в 2021 году увеличатся до 270 млрд м³ и в 2030 году – до 470 млрд м³ и сравняются с объёмами торговли газом, перекачиваемым по трубопроводам, к 2030 году. В общемировом потреблении газа на долю торговли СПГ в 2030 году придётся 30 %, что представляет собой увеличение на 24 процентных пункта по сравнению с нынешним уровнем. Доля российских проектов по производству СПГ к 2021 году составит порядка 8–9 %.

Основными причинами, которые обеспечивают развитие отрасли производства СПГ, являются:

1. *Истощение запасов.* Месторождения природного газа в Европе и Северной Америке не в состоянии обеспечить естественных темпов прироста потребления газа во многих областях, которое вызвано ростом экономики. Нехватка и истощение запасов ведёт к увеличению импорта газа во всех формах.

2. *Диверсификация поставщиков.* Поставки сжиженного природного газа выступают как альтернатива трубопроводному транспорту. Так, например, испанские потребители газа исследуют вопрос диверсификации поставок газа по газопроводу из Алжира за счёт строительства дополнительных СПГ-терминалов.

3. *Диверсификация источников энергии.* Эта тенденция обусловлена двумя причинами: повышением устойчивости развития в целом, а также высокими ценами на нефть.

4. *Естественные темпы роста потребления природного газа.* Рост потребления СПГ обусловлен общим ростом потребления природного газа в развитых странах, который связан в первую очередь с ростом потребления электроэнергии и заменой электростанций, работающих на жидких и твёрдых углеводородах, на газотурбинные электростанции комбинированного цикла, являющиеся в настоящий момент наиболее дешёвыми, эффективными и экологически безопасными источниками электроэнергии. Эффективность – отношение получаемой электрической энергии к тепловой энергии – для вновь устанавливаемых электростанций комбинированного цикла достигла 60 % и продолжает расти (теоретический предел эффективности – 75 %).

5. *Законодательство стран-потребителей в сфере экологии.* Важную роль здесь играет Киотское соглашение, смысл которого заключается в том, чтобы снизить количество выбросов в атмосферу CO₂ за счёт увеличения доли потребления природного газа. Существуют также и местные законодательные акты, стимулирующие промышленные предприятия переходить на более чистое топливо и/или использовать природный газ совместно с углём, мазутом и пр. При совместном сжигании расход газа в тепловом выражении составляет не более 20 % к расходу основного топлива. При этом значительно снижаются выбросы диоксида серы, оксидов азота и сажи.

6. *Конкурентные преимущества морских перевозок СПГ.* Имеется несколько аспектов преимуществ по сравнению с газопроводным транспортом:

- основные запасы газа значительно удалены от его основных импортёров, что делает доставку газа морским транспортом более выгодной, чем по газопроводам;
- возможность поставщиков обходить дорогостоящие европейские газораспределительные сети, осуществляя поставки напрямую в крупные центры потребления;
- возможность поставщиков диверсифицировать поставки в регионы с более перспективными рынками.

7. *Происходящая в мире реструктуризация (либерализация) газовой и электроэнергетической индустрии.* Цели реструктуризации:

- добиться снижения цен на энергоносители и электроэнергию путём усиления конкуренции поставщиков и транспортных компаний;
- уменьшить зависимость рынка газа от рынка сырой нефти. Создание независимого рынка газа позволит формироваться ценам на газ в краткосрочной перспективе на основе только соотношения спрос-предложение;
- обезопасить экономику стран от диктата и давления производителей и транспортных компаний-монополистов.

Заключение

Сжиженный природный газ – природный газ, переведённый в жидкое состояние при температуре минус 161,5 °С, который после регазификации имеет те же свойства, что и обычный природный газ. При сжижении объём газа уменьшается в 600 раз, что позволяет организовать его транспортировку, не прибегая к помощи газопроводов.

Использование СПГ позволяет решать проблему обеспечения различных объектов, в том числе промышленных предприятий, не имеющих централизованного газоснабжения, бытовым газом, теплом и электричеством посредством установки автономных теплоэлектростанций.

Технологическая цепочка СПГ состоит из трёх основных этапов:

- 1) добыча природного газа и его сжижение;
- 2) транспортировка СПГ в специальных танкерах-метановозах;
- 3) хранение СПГ в специальных криогенных терминалах с последующей регазификацией, т.е. перевод СПГ в газообразное состояние для транспортирования по газопроводам до конечных потребителей.

На мировом газовом рынке последние несколько лет наблюдается стремительный рост внимания к сжиженному газу. Совершенствуются технологии, в результате чего удешевляется производство, а, главное, транспортировка СПГ. Сжиженный природный газ становится реальным конкурентом газу трубопроводному.

На данный момент в России реализован только один крупномасштабный проект по производству сжиженного природного газа – «Сахалин-2», и ещё два на стадии реализации – «Ямал СПГ» и Штокмановский СПГ. В перспективе к 2022 году производство СПГ в России должно вырасти почти в 4 раза – до 38 млн тонн. Гарантированность спроса обуславливается спросом на СПГ со стороны стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Воплощение задуманных проектов идёт на пользу не только регионам, где они реализуются, но и стране в целом.

Литература

1. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
2. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов: учебное пособие / Е.П. Запорожец [и др.] – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – 620 с.
3. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа: учебное пособие / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
4. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
5. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.] – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
6. Брижань В.В., Шиян С.И. Оценка экономической эффективности от перевода грузового автотранспорта на компримированный природный газ в качестве моторного топлива // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 300–314.
7. Григулецкий В.Г. О дебите фонтанирующей газовой скважины в море // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 1. – С. 50–57.
8. Диоманде Бле Хьюге, Савенок О.В. Характеристика системы сбора и подготовки скважинной продукции на морском месторождении Блок 63 // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 47–57.
9. Газификация удалённых населённых пунктов регионов России с применением передвижных автогазозаправщиков / В.И. Дунаев [и др.] // Материалы Международной научно-практической конференции, посвящённой 75-летию Победы в Великой Отечественной войне «Наука. Новое поколение. Успех» (28 марта 2020 года, г. Краснодар). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2020. – С. 33–36.
10. Кусов Г.В., Богатырёв В.С., Савенок О.В. Классификация отказов и анализ работы технологического нефтепромыслового оборудования в условиях Крайнего Севера // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 7. – С. 64–68.
11. Кусов Г.В., Бекетов С.Б., Савенок О.В. Исследование надёжности блочных автоматизированных технологических установок // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 1. – С. 47–50.
12. Кусов Г.В. Проведение экологической экспертизы проектов в Российской Федерации и правовые аспекты реализации предложенного механизма // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 207–230.
13. Кусов Г.В., Поварова Л.В. Анализ состояния рынка нефти и возможные пути его развития в современном мире // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 2. – С. 164–177.
14. Кусов Г.В., Поварова Л.В. Экологическая экспертиза, экологическое аудирование и оценка воздействия на окружающую среду // Наука и технологии в нефтегазовом деле: сборник тезисов докладов II Международной научно-практической конференции (31 января – 01 февраля 2020 года, г. Армавир). Секция 5 «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе». – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГУ», 2020. – С. 338–342.
15. Кусов Г.В. Анализ технологических решений утилизации попутного нефтяного газа // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 1. – С. 158–182.
16. Кусов Г.В., Савенок О.В. Низконапорный нефтяной газ: объёмы добычи и осложнения, возникающие при его сборе и подготовке // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 69–76.
17. Кусов Г.В., Савенок О.В. Принцип сбора и подготовки низконапорного нефтяного газа с применением гидроприводных струйных компрессорных агрегатов // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 77–82.
18. Кусов Г.В., Савенок О.В. Технологии сбора и подготовки низконапорного нефтяного газа с применением гидроприводных струйных компрессорных агрегатов на примере нефтесборного пункта «Романово» (г. Калининград) // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 83–88.
19. Кусов Г.В., Диоманде Бле Хьюге. Анализ основных типов нефтяных контрактов в России и за рубежом // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 160–177.
20. Линская С.В. Современные технологии транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 97–99.
21. Романько В.А., Григулецкий В.Г. Об одной проблеме добычи низконапорного газа (часть 1) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 4. – С. 27–33.
22. Романько В.А., Григулецкий В.Г. Об одной проблеме добычи низконапорного газа (часть 2) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 5. – С. 31–38.

23. Савенок О.В. Перспективы рационального использования попутного нефтяного газа в России // Газовая промышленность. Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Вузovская наука – нефтегазовой отрасли. – 2013. – № 692. – С. 91–95.
24. Савенок О.В., Шарыпова Д.Д. Методы и технологии переработки и эффективного использования попутного нефтяного газа // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 10. – С. 64–71.
25. Шестерикова Р.Е., Шестерикова А.А., Галанин И.А. Энергетический анализ влияния очистки газа от диоксида углерода на его транспортировку по магистральным газопроводам // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 4. – С. 74–77.
26. Шиян С.И., Дунаев В.И. Особенности проектирования и строительства компрессорной станции «Кубанская» // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 1. – С. 278–290.
27. Возможности расширения системы газоснабжения удалённых населённых пунктов регионов России с помощью автономных систем газоснабжения / С.И. Шиян [и др.] // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 6. – С. 225–228.
28. Решение проблем газификации регионов России путём создания автономных систем газоснабжения / С.И. Шиян [и др.] // Технологическое оборудование для горной и нефтегазовой промышленности: сборник трудов XVIII Международной научно-технической конференции «Чтения памяти В.Р. Кубачека», проведённой в рамках Уральской горнопромышленной декады (02-03 апреля 2020 года, г. Екатеринбург). – Екатеринбург : Уральский государственный горный университет, 2020. – С. 182–185.
29. Шиян С.И., Омельченко Н.Н. Варианты реинжиниринга при реконструкции производственных объектов системы сбора, транспортировки и подготовки нефти, газа и воды Ивановского месторождения // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 3. – С. 34–42.
30. Запорожец Е.П., Савенок О.В. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620592. Заявка № 2014620261. Дата поступления 12 марта 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 22 апреля 2014 г.

References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific basis and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
2. Regular processes and equipment in the technology of gathering, preparation and processing of oil and natural gases: a training manual / E.P. Zaporozhets [et al.] – Krasnodar : Publishing House – South, 2012. – 620 p.
3. Search, exploration and exploitation of oil and gas fields: textbook / V.V. Popov [et al.] – Novocherkassk : SRHPU (NPI), 2015. – 322 p.
4. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.
5. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
6. Brizhan V.V., Shiyani S.I. Assessment of economic efficiency of conversion of trucks to compressed natural gas as motor fuel // Science. Technics. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2020. – № 2. – P. 300–314.
7. Griguletsky V.G. On the flow rate of a flowing gas well at sea // Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea. – 2019. – № 1. – P. 50–57.
8. Diomande Ble Hyuge, Savenok O.V. Characteristics of the system of collection and preparation of well products in the offshore field Block 63 // Bulatov Readings. – 2020. – VOL. 4. – P. 47–57.
9. Gasification of remote settlements of Russian regions with the use of mobile gas trucks / V.I. Dunayev et al. // Proceedings of the International Scientific-Practical Conference dedicated to the 75-th anniversary of Victory in the Great Patriotic War «Science. New Generation. Success» (March 28, 2020, Krasnodar). – Krasnodar : Publishing House – South, 2020. – P. 33–36.
10. Kusov G.V., Bogatyrev V.S., Savenok O.V. Failure classification and analysis of technological oilfield equipment in the Far North // Oil. Gas. innovations. – 2016. – № 7. – P. 64–68.
11. Kusov G.V., Beketov S.B., Savenok O.V. Study of reliability of block automated technological installations // Equipment and technology for the oil and gas complex. – 2017. – № 1. – P. 47–50.
12. Kusov G.V. Environmental assessment of projects in the Russian Federation and legal aspects of implementation of the proposed mechanism // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2019. – № 1. – P. 207–230.
13. Kusov G.V., Povarova L.V. Analysis of the state of the oil market and possible ways of its development in the modern world // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 2. – P. 164–177.

14. Kusov G.V., Povarova L.V. Environmental expertise, environmental auditing and environmental impact assessment // Science and technology in oil and gas business: collection of theses of the II International Scientific and Practical Conference (January 31 - February 01, 2020, Armavir). Section 5 «Environmental protection in oil and gas complex». – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU», 2020. – P. 338–342.
15. Kusov G.V. Analysis of technological solutions for utilization of associated petroleum gas // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 1. – P. 158–182.
16. Kusov G.V., Savenok O.V. Low-pressure oil gas: production volumes and complications arising during its collection and preparation // Bulatov readings. – 2020. – VOL. 4. – P. 69–76.
17. Kusov G.V., Savenok O.V. Principle of collection and preparation of low-pressure oil gas using hydraulically driven jet compressor units // Bulatov Readings. – 2020. – VOL. 4. – P. 77–82.
18. Kusov G.V., Savenok O.V. Technologies of collection and preparation of low-pressure oil gas using hydraulic jet compressor units on the example of oil gathering station «Romanovo» (Kaliningrad) // Bulatov readings. – 2020. – VOL. 4. – P. 83–88.
19. Kusov G.V., Diomande Ble Hüge. Analysis of the main types of oil contracts in Russia and abroad // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 2. – P. 160–177.
20. Linskaya S.V. Modern technologies of transport and storage of oil, gas and refined products // Bulatov readings. – 2020. – VOL. 4. – P. 97–99.
21. Romanko V.A., Griguletsky V.G. On one problem of low-pressure gas extraction (part 1) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2007. – № 4. – P. 27–33.
22. Romanko V.A., Griguletsky V.G. On one problem of low-pressure gas extraction (part 2) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2007. – № 5. – P. 31–38.
23. Savenok O.V. Prospects for rational use of associated petroleum gas in Russia // Gas Industry. Special issue of the journal «Gas Industry»: Higher education science for oil and gas industry. – 2013. – № 692. – P. 91–95.
24. Savenok O.V., Sharypova D.D. Methods and technologies for processing and effective use of associated petroleum gas // Oil. Gas. innovations. – 2013. – № 10. – P. 64–71.
25. Shesterikova R.E., Shesterikova A.A., Galanin I.A. Energy analysis of the impact of gas purification from carbon dioxide on its transportation through main gas pipelines // Bulatov Readings. – 2017. – VOL. 4. – P. 74–77.
26. Shiyan S.I., Dunayev V.I. Features of the design and construction of the compressor station «Kubanskaya» // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2020. – № 1. – P. 278–290.
27. Possibilities of expanding the gas supply system of remote settlements of Russian regions with autonomous gas supply systems / S.I. Shiyan [et al.] – 2020. – VOL. 6. – P. 225–228.
28. Solving the problems of gasification of Russian regions through the creation of autonomous gas supply systems / S.I. Shiyan [et al.] // Technological equipment for mining and oil and gas industry: Proceedings of XVIII International Scientific and Technical Conference «Readings in memory of V.R. Kubachek», held within the Ural mining decade (02–03 April 2020, Ekaterinburg). – Yekaterinburg : Ural State Mining University, 2020. – P. 182–185.
29. Shiyan S.I., Omelchenko N.N. Re-engineering options for the reconstruction of production facilities of the collection, transportation and treatment of oil, gas and water of the Ivanovskoye field // Engineer-neftyanik. – 2020. – № 3. – P. 34–42.
30. Zaporozhets E.P., Savenok O.V. Regular processes and equipment in technologies of gathering, preparation and processing of oil and natural gases. Certificate of state registration of the database № 2014620592. Application number 2014620261. Date of receipt March 12, 2014. Date of state registration in the Register of databases April 22, 2014.