

# Техническое оснащение и этапы реализации проекта «Сахалин-2»

А.А. Смирнов – журнал «Газотурбинные технологии»

**Проект «Сахалин-2», охватывающий около 10% нефтегазовых запасов острова Сахалин, является одним из крупнейших в мире комплексных проектов по добыче нефти и газа и крупнейшим в России по объему иностранных инвестиций.**

**Его реализация предполагает добычу нефти и газа, производство сжиженного природного газа (СПГ) и последующую продажу продукции на мировом рынке.**

В рамках проекта «Сахалин-2» предусмотрено поэтапное освоение Пильтун-Астохского (главным образом нефтяного с попутным газом) и Лунского (преимущественно газового с попутным газовым конденсатом и нефтяной оторочкой) месторождений, расположенных вблизи северо-восточного побережья острова в водах Охотского моря, где ледяной покров держится шесть месяцев в году (рис.).

Разработка проекта осуществляется компанией «Сахалин Энерджи», созданной в 1994 году специально для освоения месторождений.

Значимость этого беспрецедентного по масштабам комплексного нефтегазового проекта обусловлена, прежде всего, тенденциями на мировых энергетических рынках.

По оценкам Международного энергетического агентства, до 2030 года суммарное потребление первичной энергии в мире будет увеличиваться в среднем на 1,6% в год. При этом опережающими темпами будет расти спрос на наиболее экологичное топливо – природный газ, потребность в котором будет увеличиваться примерно на 2% в год.

Запасы двух месторождений проекта «Сахалин-2» дают возможность осуществлять поставки СПГ в объеме 9,6 млн тонн в год в течение как минимум 25 лет.

По состоянию на 1 января 2008 г. общие геологические запасы углеводородов обоих месторождений составляют примерно 580 млн тонн нефти и конденсата и свыше 700 млрд куб. м газа. Извлекаемые запасы составляют около 651 млрд куб. м газа и 170 млн тонн нефти и конденсата.

Контракты на поставку газа с добывающих комплексов начали заключать еще на ранних стадиях разработки проекта «Сахалин-2». На сегодняшний день 98% продукции двух линий завода СПГ законтрактовано на 20 и более лет вперед, около 2/3 пойдет покупателям в Японии, оставшиеся объемы предназначены для Кореи и западного побережья Северной Америки. Оставшиеся 2% будут использоваться для поддержания эксплуатационной гибкости.

Важным событием в истории проекта «Сахалин-2» стало изменение акционерной структуры компании «Сахалин Энерджи». 18 апреля 2007 года компании «Шелл»,

«Мицуи» и «Мицубиси» подписали с ОАО «Газпром» соглашение о купле-продаже, в соответствии с которым «Газпром» приобрел 50% плюс одну акцию в «Сахалин Энерджи» за \$7,45 млрд. В настоящее время доли акционеров «Сахалин Энерджи» распределяются следующим образом: ООО «Газпром» – 50% плюс 1 акция, «Роял Датч Шелл» – 27,5%, «Мицуи» – 12,5%, «Мицубиси» – 10% акций.

Состоявшееся в апреле 2007 года вхождение ОАО «Газпром» в качестве ведущего акционера в «Сахалин Энерджи» стало знаменательной вехой в летописи проекта. Используя его обширный опыт, компания сможет более эффективно решать многие из оставшихся задач. С приходом Газпрома проект «Сахалин-2» на деле стал стратегическим российским проектом.

Осенью 2007 года в Южно-Сахалинске было открыто представительство Газпрома, деятельность которого в том числе будет способствовать улучшению взаимодействия между руководством компании и ее главным акционером. Состоялось несколько визитов руководителей и экспертов российского концерна на Сахалин и в Японию для обсуждения ряда вопросов, связанных с проектом. Специалисты «Газпрома» выезжали на объекты, давали консультации и делились опытом, необходимым для эффективной и безопасной дальнейшей реализации проекта.

Проект «Сахалин-2» приносит Российской Федерации целый ряд

инновационных технологий, таких как производство СПГ, морская добыча углеводородов, защита от сейсмических нагрузок. Кроме того, будучи первым в России проектом столь крупного масштаба, он привносит новые методы проектного управления.

Проект осуществляется в чрезвычайно сложных климатических и физико-географических условиях. Так, при строительстве трубопровода (трасса которого пересекает 17 сейсмических разломов) с севера на юг острова, необходимо построить переходы более чем через 1 000 рек и ручьев. В течение трех лет проводилась масштабная работа по экологическому мониторингу. На основании полученных данных была разработана и выполнена Стратегия строительства переходов через реки, предусматривающая обширный комплекс мер, призванных свести к минимуму возможный экологический ущерб.

Проект предполагает строительство нескольких морских платформ для добычи нефти и газа, а также нефте- и газопроводов, завода по производству СПГ, отгрузочных терминалов нефти и СПГ. Некоторые из этих объектов уже введены в эксплуатацию, большинство других имеют высокую степень готовности.

Реализация первого этапа проекта началась в 1996 г. с поисково-разведочных работ на Пильтун-Астохском участке, включая сейсмическую разведку и бурение скважин. Проект был ориентирован на сезонную разработку нефтяного месторождения. Уже летом 1999 г. на производственно-добывающем комплексе «Витязь», в состав которого входит нефтедобывающая платформа «Моликпак», была начата сезонная добыча нефти. При этом суточная добыча составляет 70–90 тыс. баррелей.

Общий объем нефти, добытой с 1999 г. в рамках первого этапа реализации проекта «Сахалин-2», составил свыше 13 млн тонн.

Второй этап проекта «Сахалин-2», решение о начале реализации которого было утверждено в 2003 году, является одним из крупнейших комплексных нефтегазовых проектов в мире. Российская нефтегазовая отрасль впервые за свою историю стала свидетелем одновременной реализации нескольких крупных, связанных между собой проектов, осуществляемых в суровых условиях субарктического климата, в удаленном малоосвоенном регионе, где практически отсутствует производственная инфраструктура.

Этот многомиллиардный проект включает следующие субпроекты:

- изготовление и установка двух новых добывающих платформ — «Лунской-А» (Лун-А) на Лунском газовом месторождении и «Пильтун-Астохской - Б» (ПА-Б) на Пильтунской площади Пильтун-Астохского месторождения;

- прокладка 300 км морских трубопроводов и подключение платформы «Моликпак» к новой системе морских трубопроводов Пильтун-Астохского месторождения для обеспечения круглогодичной добычи углеводородов;

- строительство Объединенного берегового технологического комплекса (ОБТК) на северо-восточном побережье острова;

- создание транссахалинской трубопроводной системы для транспортировки углеводородов с ОБТК до завода СПГ и терминала отгрузки нефти. Нефте- и газопровод проходят в одном коридоре, ширина которого варьируется в зависимости от рельефа местности. Общая протяженность двух веток трубопроводов 1 600 км. На полпути между ОБТК и терминалом отгрузки нефти находится насосно-компрессорная станция № 2 (НКС-2);

- строительство первого в России завода по производству сжиженного природного газа (СПГ) и связанных с ним объектов отгрузки СПГ;

- строительство нового терминала отгрузки нефти (ТОН) на берегу Анивского залива.

Завод СПГ и объекты отгрузки нефти представляют собой часть инфраструктуры первого российского специализированного морского порта Пригородное. Терминал отгрузки нефти будет соответствовать стандартам Международной организации по морскому судоходству.

Наряду с разработкой месторождений нефти в рамках проекта производится добыча газа с трех стационарных ледостойких морских платформ ПА-А («Моликпак»), ПА-Б и Лун-А («Лунская-А»).

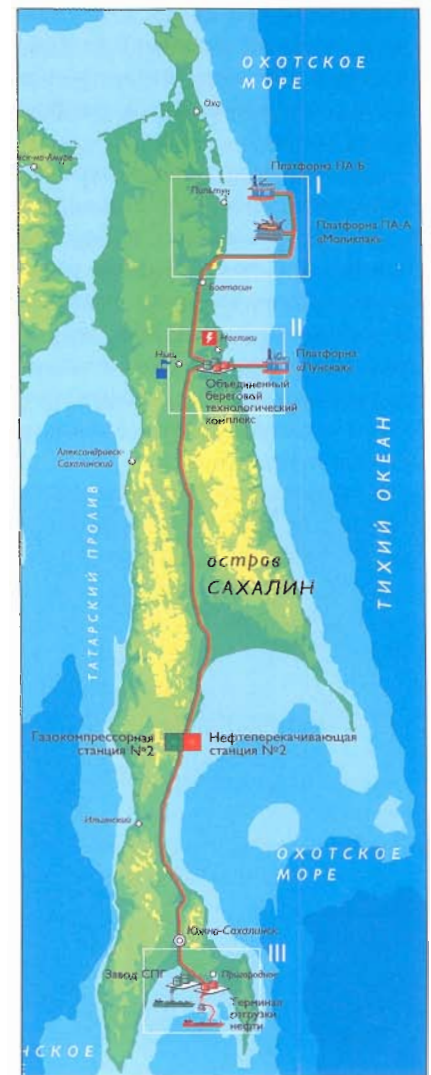


Рис. Схема расположения объектов в проекте «Сахалин-2»





Фото 1. Газодобывающая платформа «Лунская-А»



Фото 2. Нефтедобывающая платформа «Пильтун-Астохская-Б»

**Платформа ПА-А** («Моликпак»), установленная на Астохском участке в 1998 году, является первой морской добывающей платформой в России.

Переоборудованная буровая установка ранее использовалась в арктических водах у побережья Канады. Для применения в более глубоком Охотском море платформа установлена на стальное основание, специально разработанное для работы в суровых ледовых условиях и изготовленное на Амурском судостроительном заводе.

Платформа «Моликпак» расположена в 16 км от побережья северо-восточной части острова Сахалин. Ее параметры: площадь основания 111×111 м, площадь палубы 73×73 м, общая высота с основанием 45 м, высота до верхней точки вышки 101 м, общий вес более 51 тыс. т.

Важнейшим событием 2006 года для проекта «Сахалин-2» стала установка платформы Лун-А — первой в России морской газодобывающей платформы.

**Платформа Лун-А** («Лунская-А», фото 1) установлена в 15 км от северо-восточного побережья острова Сахалин на участке глубиной 48 м. Это буровая и добывающая платформа с минимально необходимым технологическим оборудованием, спроектированная

для круглогодичной эксплуатации с учетом ледовых условий, низких температур, ветровых и волновых режимов, сейсмических нагрузок. С этой платформы будет добываться основная часть газа для завода по производству СПГ.

Добывающие мощности платформы рассчитаны на добычу в сутки более 50 млн куб. м газа и приблизительно 50 тыс. баррелей (8 тыс. куб. м) конденсата.

Одной из главных особенностей морских платформ проекта «Сахалин-2» является проектирование с таким расчетом, чтобы конструкции могли без повреждений и отказов оборудования выдержать нагрузки, возникающие при землетрясениях с вероятной повторяемостью один раз в 200 лет.

**Платформа на Пильтун-Астохском месторождении** (ПА-Б, фото 2) представляет собой интегрированную нефтегазодобывающую платформу, оснащенную буровым оборудованием, которая будет добывать нефть и попутный газ на Пильтунской площади. Платформа будет работать примерно в 12 км от северо-восточного побережья острова Сахалин в открытом море, где глубина составляет 32 метра.

С 2007 года на ПА-Б вступили в эксплуатацию две энергетические газотурбинные установки RB211 и два котла-утилизатора, изготов-

ленные по заказу «Сахалин Энерджи» компанией Rolls-Royce.

Газотурбинные установки разработаны специально для эксплуатации в суровых арктических условиях. Мощность каждой из них составляет 28,7 МВт, КПД 37%. Степень повышения давления — 20,8, расход рабочего тела через двигатель 94,5 кг/с, температура на выходе из двигателя 770 °С. Установки оснащены двухтопливной камерой сгорания. Основным топливом является природный газ, резервным — дистиллят.

В 2007г. между «Сахалин Энерджи» и Rolls-Royce был заключен новый контракт на поставку еще двух RB211 на насосно-компрессорную станцию № 2 (НКС-2).

ПА-Б оборудована такими же, как и «Лунская-А», опорами скользящего типа, защищающими конструкцию от землетрясений и снижающими ледовые и волновые нагрузки. Железобетонное основание гравитационного типа было изготовлено в порту Восточный на Дальнем Востоке России и установлено в августе 2005 года.

Производственные мощности: по добыче нефти примерно 70 тыс. баррелей (11 130 куб. м); по добыче попутного газа 100 млн ст. куб. футов (2,8 млн куб. м) в сутки.

**Объединенный береговой технологический комплекс** (ОБТК,

фото 3) размещен на северо-восточном побережье Сахалина на расстоянии 7 км от места берегового примыкания трубопроводов, идущих от платформы «Лунская-А».

Основным назначением ОБТК является переработка газа и конденсата с Лунского месторождения до передачи по трубопроводу на терминал отгрузки нефти и на завод по производству СПГ в Пригородном на юге острова. В ОБТК также будут поступать добытые на платформах Пильтун-Астохского месторождения нефть и газ для дальнейшей транспортировки по трубопроводам в пос. Пригородное.

В состав ОБТК входит энергоустановка мощностью 100 МВт, обеспечивающая электроэнергией ОБТК и Лунскую платформу.

После выхода на полную проектную мощность комплекс будет в состоянии перерабатывать в сутки 1 800 млн ст. куб. футов (51 млн куб. м) газа и примерно 60 тыс. баррелей (9 500 куб. м) конденсата/нефти.

В Объединенный береговой технологический комплекс входят:

- емкости на входе;
- установки разделения трехфазного продукта;
- оборудование для стабилизации конденсата;
- емкости для хранения конденсата;
- оборудование для осушки газа и средства контроля точки росы;
- компрессоры для сжатия газа мгновенного испарения.

В составе ОБТК предусмотрены сооружения для очистки сточных вод. На территории ОБТК также находится насосно-компрессорная станция (НКС) № 1; в нее входят газопроводная компрессорная станция и нефтепроводная насосная станция.

НКС-1 обеспечивает компримирование подготовленного газа с Лунского месторождения, а также газа, поступающего на ОБТК с Пильтун-Астохского месторождения, для транспортировки

по трубопроводу. Дожимная насосная станция увеличивает давление стабилизированного конденсата и нефти для транспортировки по трубопроводу терминала отгрузки нефти (ТОН).

**Насосно-компрессорная станция № 2 (НКС-2, фото 4)** расположена на трассе магистральных береговых трубопроводов возле поселка Гастелло примерно посередине между объединенным береговым технологическим комплексом и терминалом отгрузки нефти. В ее состав входят магистральные нефтяные насосы, газовые компрессоры и вспомогательное оборудование, в том числе система подавления окислов азота. На площадке имеется факельная система для аварийного сброса газа из систем компримирования газа и топливного газа. НКС-2 будет использоваться так же, как Центр реагирования в чрезвычайных ситуациях на трубопроводе.

В 2006 году «Сахалин Энерджи» заключила контракты на предпроектные изыскания, рабочее проектирование, материально-техническое снабжение и строительство НКС № 2, главным достижением при строительстве которой

в 2007 году стала успешная сборка, проверка работоспособности и доставка всего оборудования по компримированию газа. К декабрю 2007 года на площадке НКС № 2 были смонтированы обе установки охлаждения газа, первая газотурбинная установка и первый компрессор.

По итогам тендера на поставку газотурбинного оборудования для электростанций и перекачки сырой нефти, проведенного компанией «Сахалин Энерджи» Fluor Daniel в декабре 2006 г., победителем были объявлены пермские двигателестроители – ОАО «Авиадвигатель». Компания выступала совместно с ЗАО «Искра-Энергетика», которое было заявлено как генеральный поставщик оборудования по данному проекту. С ними были заключены контракты на поставку к концу 2007 г. трех газотурбинных электростанций ГТЭС «Урал-4000» единичной мощностью 4 МВт. ОАО «Авиадвигатель» – разработчик и серийный производитель газотурбинных электростанций серии «Урал», ЗАО «Искра-Энергетика» – генеральный поставщик. В тендере также принимали участие Siemens и Solar.



Фото 3. Объединенный береговой технологический комплекс





Фото 4. Насосно-компрессорная станция № 2

В состав каждой электростанции входят: газотурбинный двигатель ГТУ-4П (ПМЗ), генератор ГТГ-4 («Привод») и АСУ ТП модели СКУЭС («Искра-Энергетика»). Электростанции будут поставлены на НКС-2 пос. Гастелло Поронайского района Сахалинской области. Оборудование будет изготовлено во взрывозащищенном, сейсмостойком, коррозионноустойчивом варианте. Электростанции отгружены на Сахалин, и уже в 2008 году запланирован их ввод в эксплуатацию.

Генеральным проектировщиком и генеральным подрядчиком выступает компания Fluor Daniel.

В тендере на поставку двух газотурбинных насосных агрегатов для перекачки нефти «Авиадвигатель» выступил самостоятельно с блочно-модульным газотурбинным насосным агрегатом ГТНА «Урал-6000» единичной мощностью 6 МВт. Агрегат будет оснащен насосами немецкой фирмы Ruhr Pumpen.

**Завод по производству сжиженного природного газа (СПГ, фото 5)** расположен на берегу залива Анива неподалеку от пос. Пригородное на юге Сахалина. Подготовка, переработка и сжижение газа на заводе СПГ предусмат-

ривается двумя параллельными технологическими линиями. Если в будущем возникнет необходимость строительства дополнительных линий, то на участке, отведенном под завод, имеется достаточно места для этого.

Завод рассчитан на производство 9,6 млн тонн СПГ в год (по 4,8 млн тонн в год на каждой из двух технологических линий).

На технологических линиях используется специально разработанный для холодного сахалинского климата процесс с применением двойного смешанного хладагента, который позволяет максимально использовать природные особенности острова Сахалин для энергоэффективного производства СПГ.

Сжиженный природный газ хранится в двух резервуарах объемом по 100 000 м<sup>3</sup> и вывозится танкерами. Отгрузка СПГ будет осуществляться через два отгрузочных рукава с расходом 10 000 м<sup>3</sup>/час.

В 2007–2008 гг. на остров было доставлено 3 партии сжиженного природного газа, которые обеспечили возможность начать пусконаладочные работы до завершения строительства других объектов проекта. Такое технологическое решение использовано в мировой

нефтегазовой отрасли во второй раз.

Завод СПГ не подключен к энергосетям и работает полностью в автономном режиме. Энергетические потребности обеспечиваются основной электростанцией, состоящей из пяти турбогенераторов типа Frame 5 мощностью 25 МВт, поставленных компанией General Electric Nuovo Pignone (GENP). Кроме этого, имеется аварийная электростанция с двумя дизель-генераторами Caterpillar единичной мощностью 3,2 МВт. Привод компрессоров предварительного и основного контура охлаждения природного газа также осуществляется газовыми турбинами. На каждой производственной линии установлены по две турбины Frame 7 производства GENP мощностью 85 МВт каждая. Таким образом, газотурбинный парк завода СПГ насчитывает 9 газовых турбин общей установленной мощностью 465 МВт. Все газовые турбины поставлены с системой подавления образования оксидов азота Dry Low NOx (DLN). Поскольку в течение года в зависимости от температуры окружающей среды нагрузка между предварительным и основным контуром будет распределяться по-разному, на заводе установлена система коммутирования нагрузки турбинами Frame 5 (50 Гц), турбинами Frame 7 (60 Гц), и вспомогательными электромоторами-генераторами (12 МВт). На конец июня 2008 г. приняты в эксплуатацию три газовые турбины электростанции, а две оставшиеся проходят обкатку. На первой технологической очереди завода продолжают пусконаладочные работы газовых турбин Frame 7 и самих компрессоров цикла охлаждения. После этого импортированный газ будет использован на второй очереди.

Одной из важнейших составных частей завода СПГ являются главные криогенные теплообменники, относящиеся к ряду крупногабаритных объектов. Для сахалинского проекта

были выбраны на конкурсной основе теплообменники германской компании «Линде инжиниринг», как наиболее отвечающие технологическим параметрам завода.

Еще одно новшество. Ранее на всех заводах СПГ группы «Шелл» использовались хладагенты двух контуров сжижения природного газа для территорий, где температура окружающей среды варьируется в пределах положительных значений. Для данного завода будут применяться более эффективные хладагенты, которые с учетом низких температур окружающей среды позволят снизить расход энергии на сжижение природного газа, что в конечном итоге увеличит производительность завода СПГ и сделает его одним из самых мощных в мире.

Все сооружения завода СПГ и их основания проектируются с учетом необходимой сейсмостойкости. Отпарной газ, образующийся при загрузке танкеров-метановозов, поступает в систему топливного газа и утилизируется в газовых турбинах.

Спрос на СПГ в странах Азиатско-Тихоокеанского региона неуклонно растет. Уже законтрактованный СПГ с планируемыми к вводу в этом году мощностей «Сахалин-2» составит 6–8% от объема рынка.

**Терминал отгрузки нефти** (ТОН) сооружается в 500 метрах к востоку от завода СПГ на той же площадке в заливе Анива. Объект будет обеспечивать хранение нефти в двух резервуарах с плавающими крышами.

Общий объем хранилища будет равен 1,2 млн баррелей (190 000 куб. м). Ориентировочно этот объем эквивалентен шестидневной пропускной способности наземного нефтепровода. В целях предотвращения загрязнения почвы в основании каждого такого резервуара будет установлена система обнаружения утечек нефти.

Нефть будет экспортироваться по подводному трубопро-



*Фото 5. Завод по производству сжиженного природного газа с терминалом отгрузки нефти*

воду на выносное причальное устройство (ВПУ) на расстоянии примерно 5 км от берега. Отгрузка нефти планируется со скоростью до 50 000 баррелей (8 000 куб. м) в час. Конструкция ВПУ позволяет эксплуатировать его в условиях низких температур, штормовых волн, сильных порывов ветра, сейсмической активности и возможных столкновений с судами. ВПУ представляет собой конструкцию башенного типа, на вершине которой находится поворотный швартовый стол с подведенным рукавом для отгрузки нефти. ВПУ, спроектированное компанией «Сэндвел Инжиниринг», в 2007 году было удостоено главной награды канадского журнала Canadian Consult Engineers Journal за лучшие в мире инженерные проекты.

Строительство терминала отгрузки нефти и выносной причальной установки полностью завершено.

Работы такого масштаба потребовали существенной модернизации объектов общей инфраструктуры на Сахалине. Программа, которую реализует «Сахалин Энерджи», включает в себя строительство и реконструкцию дорог,

мостов, морских портов и аэропортов, систем связи и других объектов. На эти цели компания направляет около \$500 млн.

На пике строительства в этих работах участвовало около 25 тыс. человек, из них примерно 70% российские граждане. Соблюдение техники безопасности и обеспечение качества работ неизменно остаются главными приоритетами компании «Сахалин Энерджи».

Строительство инфраструктуры по второму этапу проекта «Сахалин-2» близится к завершению — выполнено свыше 90% работ. Большой объем работ ведется в текущем году.

После выхода на полную производственную мощность проект «Сахалин-2» станет важным источником энергоресурсов для стран Азиатско-Тихоокеанского региона. «Сахалин Энерджи» стремится достичь таких производственных показателей, которые бы соответствовали ее обязательствам по СПГ перед Российской Федерацией или даже превысили их, а также добиться признания со стороны покупателей и конкурентов в качестве надежного поставщика энергоресурсов.

