

ОРГАНИЗАЦИЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА С АРКТИЧЕСКИХ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: МИРОВОЙ ОПЫТ

Касаткин Р.Г.

ОАО «ЛУКОЙЛ»

Государственная морская академия им. адмирала С.О. Макарова

В данной статье проводится анализ мирового опыта по организации вывоза нефти и газа с арктических шельфовых месторождений. Автор на основе детального изучения зарубежного опыта по организации транспортировки нефти и газа с арктических шельфовых месторождений США и Норвегии критически оценивает деятельность российских компаний в данной сфере и дает практические рекомендации по дальнейшему развитию данного сектора.

В мировой практике нефтегазовые ресурсы континентального шельфа уже давно стали основными источниками увеличения добычи нефти и газа. В настоящее время доля углеводородов, добываемых на континентальном шельфе, составляет более четверти мирового объема добычи, и она продолжает возрастать. Россия обладает самым крупным в мире континентальным шельфом, нефтегазовый потенциал которого составляет почти треть суммарных ресурсов недр шельфа Мирового океана. Более 85 % общих ресурсов нефти и газа российского шельфа сосредоточено в арктических морях, что предопределяет актуальность и важность научно-технического прогресса в этой области для развития нефтяной и газовой промышленности России в целом. Создание единой транспортной системы для освоения углеводородных ресурсов Крайнего Севера является достаточно сложной технической задачей. Это связано с необходимостью развития существующих и строительством новых необходимых элементов транспортной инфраструктуры: подводные и наземные трубопроводы значительной протяженности, перегрузочные и накопительные терминалы, нефте- и газохранилища, морские транспортные и вспомогательные суда и другие необходимые технические средства.

Впервые, практическое освоение арктических районов шельфа началось в середине 1970-х годов в Северной Америке. Разработка велась в районе залива Кука. Позднее, основная деятельность на акваториях со льдом сосредоточилась на шельфе моря Бофорта.

В 1960 году Манхетанновский арктический танкерный проект доказал возможность вывоза нефти с прибрежных месторождений моря Бофорта танкерами. Однако, из-за малых глубин, затраты на строительство глубоководного арктического порта были настолько велики, плюс высокая стоимость танкеров с усиленным ледовым классом, что было принято решение о транспортировке нефти с прибрежных и арктических месторождений Аляскинского сектора моря Бофорта, с тяжелой ледовой обстановкой, по нефтепроводам до морских портов-терминалов, расположенных на акваториях с относительно легкой ледовой обстановкой, где возможно без ограничений круглогодичное судоходство.

В частности, таким образом с 1977 г., перекачивается нефть с месторождений, расположенных в районе залива Прадхо моря Бофорта. Для транспортировки этой нефти был построен и успешно эксплуатируются уже более 20 лет транс-аляскинский магистральный нефтепровод диаметром 1220 мм и длиной 1300 км, перевалочная припортовая нефтебаза в районе порта Валдиз, морской отгрузочный нефтепорт Валдиз (с комплексом причалов, акваторий, морским каналом и т.д.) в заливе Аляска. Первоначально тариф на прокачку нефти по трубопроводу был достаточно высок и составлял 7 долларов США за баррель. В дальнейшем к этой системе были подключены и другие месторождения, расположенные на побережье и тариф понизили.

Из порта Валдиз арктическая нефть круглогодично перевозится к рынкам сбыта - в порты назначения:

- в зимний период – танкерами с ледовым классом дедвейтом 40 000 т;
- в летний период – танкерами неледового класса дедвейтом до 285 000 т.

Аналогично, по магистральному газопроводу из Арктики транспортируется природный газ до завода по сжижению природного газа, расположенного неподалеку от г. Кенау на Аляске. Это единственный терминал по экспорту сжиженного природного газа (СПГ) в США. Он был построен на побережье залива Аляска и функционирует с 1969 года. Сжиженный газ газовозами (метановозами) доставляется круглогодично в Японию. Производительность – 1,4 млн. т в год.

Состав сооружений:

- резервуарный парк объемом 80 700 м³, состоящий из 3 резервуаров объемом по 26 900 м³;
- один причал для приема танкеров грузоподъемностью до 90 000 м³.

Для завоза грузов снабжения и обустройства нефтяных и газоконденсатных месторождений, а также грузов для строительства магистральных нефтегазопроводов с юга, на год раньше, то есть в 1976г. был построен порт Анкоридж (залив Аляска), где и в настоящее время перегружаются контейнеры и другие генеральные грузы для нефтяников и газовиков. Доставка грузов до месторождений осуществляется автотранспортом.

Для завоза грузов обустройства и снабжения в арктические пункты уже на 1987г. был намечен ввод 1 очереди многоцелевого арктического порта «Кинг-Порт» - базы флота и снабжения нефтепромыслов.

Местоположение порта-базы флота было выбрано наиболее близко к району работ, т.е. на мысе Кинг моря Бофорта. К порт-ковшу (врезка в берег) с глубинами 12-15м по проекту предусмотрен морской подходной канал шириной 100м и глубиной 15м. навигация в порту круглогодичная с ледоколом. Кроме однолетних льдов на акватории моря в районе порта имеет место дрейфующий паковый лед в период около 40 суток в год.

Транспорт нефти и газа из подводных месторождений в незамерзающих акваториях Северного и Норвежского морей как Норвегией, так и другими странами осуществляется в основном по подводным трубопроводам на берег – в обустроенные нефтепорты и базы на ближайших участках морских побережий этих стран.

В качестве одного из важных параметров при выборе схемы транспортировки арктической нефти с применением танкеров следует отметить приоритетность вопросов по охране окружающей среды, сложность ликвидации возможных разливов нефти в условиях тяжелой ледовой обстановки на морских акваториях при принятии окончательного решения по размещению системы транспорта нефти. Как известно, в результате катастрофы танкера дедвейтом 40 тыс. тонн, произошедшей 9 лет назад у южного побережья Аляски в отсутствие

льда, до сих пор продолжаются суды. Убытки для фирмы «Эксон-Валдиз» составляют более 5 млрд. долларов США на сегодняшний день.

При выборе места размещения терминала на Арктическом побережье учитываются и капитальные затраты на строительство транспортного и вспомогательного флота, а так же портовой инфраструктуры. Западные компании предпочитают не вкладывать значительные финансовые средства в строительство специализированных судов ледового класса, отгрузочных терминалов для работы во льдах, ледокольного флота, создание систем по ликвидации разливов нефти в ледовых условиях. Опыт вывоза нефти с месторождений моря Бофорта наглядно подтверждает это.

Расчеты, проведенные американскими специалистами, показали, что в конечном итоге будет дешевле построить трубопровод через весь континент, чем создавать в мелководном арктическом море систему отгрузки нефти.

Этот опыт необходимо учитывать и в России при разработке транспортно-технологических схем вывоза нефти и газа с арктических месторождений РФ.

Для вывоза добываемой нефти в мире уже находятся в работе или спроектированы различные морские перегрузочные сооружения в том числе:

- а) одно-якорное (SAL-single anchor loading)
- б) подводный револьверный буй (STL -submerged turret loading)
- в) моно-буй (BTL - buoy turret loading)
- г) плавучие нефтехранилища (FSO – floating storage oil)
- д) стационарные гравитационные башенного типа
- е) стационарные гравитационные на базе использования переоборудованных корпусов крупнотоннажных морских судов.

Для правильного выбора типа морского перегрузочного сооружения для определенного региона необходимо учесть в первую очередь природно-климатические условия данного региона.

Например, природные условия Тимано-Печоры практически аналогичны условиям моря Бофорта. В настоящее время в Тимано-Печорской провинции используется перегрузочное сооружение типа SAL. Однако данный тип ограничен мощностью объемов перевалки, имеются значительные трудности при

отгрузках нефти в ледовых условиях, низкая экологическая безопасность, привлечение к перевозкам танкеров с носовым погрузочным устройством. Что касается использования перегрузочного сооружения типа STL, то несмотря на хорошие модельные испытания в ледовом бассейне данного типа в ледовых (толщина 1,6 м) и ураганных (расчетная высота волн 16,2 м) условиях, использование данного типа ограничивается глубиной моря от 80 до 350 метров (выход на глубину хотя бы 80 метров в Баренцевом море значительно увеличивает капитальные вложения в подводный трубопровод), наличие на танкерах специальных конструктивных вырезов и оборудования для соединения с STL.

В тоже время для обеспечения бесперебойного и ритмичного функционирования и достижения экономической эффективности, терминал должен отвечать безопасности погрузочных работ, возможности отгрузки с любой стороны терминала и одновременность погрузочных работ минимум на два танкера, отгрузку как через носовое погрузочное устройство так и через бортовые манифольды, минимизировать экологические риски, возможность демонтажа по окончании эксплуатации без вреда окружающей среды, обеспечить мощность отгрузки до 15-20 млн. тонн в год а также снизить ветровые, волновые и ледовые нагрузки.

Наиболее привлекательным и отвечающим вышеуказанным требованиям и природным условиям является вариант ледостойкого гравитационного сооружения основанный на концепции использования крупногабаритного фрагмента крупнотоннажного корпуса танкера секонд-хэнд или продаваемых на металлолом в качестве основы для изготовления гравитационных оснований.

Данный вариант имеет ряд преимуществ по сравнению с гравитационным терминалом башенного типа, а именно:

1. Сокращение затрат времени и средств на сооружение и запуск ледостойкого терминала. Срок реализации проекта 1,5 года и стоимость около 50 млн. долларов США, что в несколько раз меньше чем строительство терминала башенного типа;

2. Возможность отгрузки с любого борта в зависимости от погодных и ледовых условий. Размерения терминала на базе фрагмента крупнотоннажного танкера позволяют оперативно маневрировать в зависимости от

природных климатических условий по сравнению с терминалом башенного типа, где диаметр сооружений составляет 35 метров;

3. Конструкция ледозащитных подкреплений и опорной пенетрационной юбки, позволяющей устанавливать платформу на дно без специальной нивелировки или отсыпки, что не предусмотрено при использовании терминала башенного типа и соответственно влияет на увеличение капитальных затрат;

4. Минимизирует экологические риски и позволяет без существенных затрат произвести демонтаж сооружения по окончании эксплуатации;

5. Наличие нескольких погрузочных устройств (стендеров) позволяет осуществлять погрузку на несколько танкеров одновременно. Проект башенного типа предусматривает только одно погрузочное устройство;

6. Возможность швартовки лагом при благоприятной погоде и погрузки через бортовые манифольды, что не возможно осуществить при использовании терминала башенного типа;

7. Снижение ветровых, волновых и ледовых нагрузок за счет конструктивных особенностей терминала на базе танкера секонд-хэнд.

В свое время такая концепция была реализована в проекте буровой платформы SSDC, которая успешно эксплуатировалась на арктическом побережье Канады. Подобные сооружения взяты за основу по реализации проектов морских месторождений «Сахалин-1» и «Сахалин-2», где в качестве основы используются платформы «CEEDS» и «MOLIKPAQ».

В настоящее время на территории РФ идет практическая реализация проектов «Сахалин-1», «Сахалин-2», где в качестве принципиальной схемы транспорта всей нефти и газа с шельфовых нефтяных и газоконденсатных месторождений была принята схема аналогичная применяемой на Аляске.

От прибрежных и морских месторождений предусмотрены магистральные нефте- и газопроводы с северной части о-ва Сахалин (по материк) до южного морского порта Корсаков. В районе этого порта (пос. Пригородное) намечено строительство припортовой перевалочной нефтебазы и завода по сжижению природного газа. Подача нефти и сжиженного природного газа от резервуарных парков на близко расположенные рейдовые причалы в танкеры и газовозы принята по надводным эстакадам (подводных трубопроводов нет).

Таким образом, нефть с месторождений на севере о-ва Сахалин, характеризующегося тяжелой ледовой обстановкой на акватории Охотского моря будет вывозиться на рынки сбыта – в порты стран Азиатско-Тихоокеанского региона (Японии, Кореи, Китая) танкерами через южные портовые терминалы в районе Корсакова, где на акватории Анива сравнительно легкая ледовая обстановка.

В результате выполненных за последние 20 лет работ по поиску и разведке морских нефтегазовых месторождений на шельфах Баренцева, Печорского и Карского морей были открыты и подготовлены к промышленному освоению крупные нефтегазоносные провинции.

В последнее время ведется широкое обсуждение перспективных газовых проектов арктического шельфа, например, Штокмановское, Приразломное. Однако этими месторождениями не исчерпывается богатый газовый потенциал Арктики, в настоящее время уже открыто более полутора десятков газовых и газоконденсатных месторождений. Только в Баренцевом море их количество достигает 11 месторождений, некоторые из них относятся к уникальным или крупным. Разведанные запасы Штокмановского газоконденсатного месторождения превышают 3,2 млрд. м³ газа, но ведь открыты и еще более значимые месторождения природного газа в Карском море - Русановское и Ленинградское. По своим газовым запасам месторождения Арктики соизмеримы с месторождениями Западной и Восточной Сибири.

Одними из первоочередных объектов освоения и наиболее подготовленными к промышленному освоению на ближайшие годы являются: нефтегазовый комплекс месторождений шельфа и прибрежного региона Тимано-Печорской провинции, Приразломное месторождение и газовые месторождения на Ямале.

Но не стоит оставлять без внимания и другие территории Арктического шельфа, необходимо продолжать разведку в районах Белого моря, Обской губы, на о. Шпицберген.

Развитие и обустройство нефтегазовых месторождений Арктических регионов РФ, запасы которых по оценкам специалистов составляют миллионы тонн нефти и миллиарды кубометров газа, перешло в активную фазу своего развития. Такие компании как Газпром, Роснефть, Лукойл уже не только

озвучили свои планы по развитию этих месторождений, но уже активно работают по их обустройству.

Формирование и развитие нефтяной, газовой и перерабатывающей промышленности в Восточной Сибири и на Арктическом побережье, освоение месторождений арктического шельфа и организация крупномасштабных поставок СПГ на высокоперспективные рынки Северной Америки и Азиатско-Тихоокеанского региона, будут являться крупнейшими суперпроектами этого века.

Литература

1. Кириллов Н.Г. Сжиженный природный газ как универсальное моторное топливо XXI века. – М., ООО «ИРЦ Газпром», 2002 г.
2. Колчин С.В. Развитие российского нефтегазового комплекса: предпосылки и перспективы – М., 2001 г.
3. Материалы российских компаний топливно-энергетического комплекса: ЛУКОЙЛ, Газпром.
4. Материалы печатных изданий: «Нефть и газ», «Нефтегазовая вертикаль».