



Перспективы развития шельфовых месторождений нефти и газа в мире

Р.Г. Касаткин

Кандидат технических наук

Отдел зарубежных перевозок ОАО "ЛУКОЙЛ"

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.

Географическая удаленность расположения шельфовых углеводородных месторождений предопределяет центральную роль морского транспорта, который должен обеспечивать бесперебойную транспортировку арктической нефти и газа. Транспортировку углеводородов можно организовать тремя видами транспорта: трубопроводным, морским и железнодорожным.

Трубопроводный транспорт - наиболее эффективный с экономической точки зрения способ транспортировки углеводородов (исключая морские перевозки танкерами и газозавозами на большие расстояния). Пропускная способность нефтепровода диаметром 1200 мм составляет 80-90 млн т в год при скорости дви-

жения потока нефти 10-12 км/ч. Хотя первые небольшие трубопроводы были сооружены еще до начала прошлого столетия, развитие этого вида транспорта относится целиком к прошедшему веку и, в особенности, к его второй половине.

Морской способ транспортировки углеводородов - на большие расстояния обходится дешевле и экономичней других видов транспортировки, однако, из-за географических особенностей нашей страны используется мало, в основном при перевозках нефти на экспорт, а также по внутренним водным бассейнам страны и Северному морскому пути.

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: подводных и наземных трубопроводов значительной протяженности, перегрузочных и накопительных терминалов, нефте- и газохранилищ, морских транспортных и вспомогательных судов и других необходимых технических средств.

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 реализация Манхетанновского арктического танкерного проекта показала возможность вывоза нефти с прибрежных месторождений моря Бофорта танкерами. Вместе с тем, высокие затраты на строительство глубоководного арктического порта из-за малых глубин, а также высокая стоимость танкеров с усиленным ледовым классом, привели к принятию решения о целесообразности транспортировки 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. осуществляется транспорт нефти с месторождений, расположенных в районе залива Прадхо моря Бофорта. Для транспортировки этой нефти был построен и успешно эксплуатируются уже более 20 лет транс-алаяскинский 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 тн; в летний период - танкерами неледového класса дедвейтом до 285 000 тн.

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; 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 нефте-газопроводов с юга, на год раньше, то есть в 1976 г., 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.

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 судебные разбирательства. Убытки только для фирмы «Эксон-Валдиз» на сегодняшний день составляют более 5 млрд долларов США.

При выборе места размещения терминала на Арктическом побережье учитываются и капитальные затраты на строительство транспортного и вспомогательного флота, а также 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 желательно учитывать и в России при разработке транспортно-технологических схем вывоза нефти и газа с арктических месторождений РФ. 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. Таким образом отгружается нефть с месторождений, принадлежащих ОАО «ЛУКОЙЛ» на Варандее. 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 использование данного типа ограничивается глубиной моря от 80 до 350 метров, наличием на танкерах специальных конструктивных вырезов и оборудования для соединения с STL. Выход на глубину хотя бы 80 метров в Баренцевом море, значительно увеличивает капитальные вложения в подводный трубопровод, что делает экономически неэффективным применение данного типа устройств в данном регионе.

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, а именно:

☑ 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, например, в несколько раз меньше, чем строительство терминала башенного типа;

☑ Возможность отгрузки с любого борта в зависимости от погодных и ледовых условий;

☑ Конструкция ледозащитных подкреплений и опорной юбки позволяет устанавливать платформу на дно без специальной нивелировки или отсыпки;

☑ Минимизация экологических рисков и возможность без существенных затрат произвести демонтаж сооружения по окончании эксплуатации;

☑ Наличие нескольких погрузочных устройств (стендеров) позволяет осуществлять погрузку нескольких танкеров одновременно;

☑ 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 материку) 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 газозовы 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. По расчетам специалистов, за 30 лет разработки месторождений нефти и газа на Сахалинском шельфе российский бюджет получит около 80 млрд долларов.

Проанализировав изменение добычи нефти и газа на действующих месторождениях, ученые пришли к выводу, что наземные запасы нефти и газа в обозримом будущем исчерпаются. В будущем добыча будет происходить на континентальном шельфе. В этом случае Россия окажется в лидерах по углеводородным запасам: мы обладаем самым протяженным на планете шельфом.

Добыча нефти в мире с 1950 г. по 2006 г. выросла в 6,4 раза, а газа в 12,2 раза. В свое время в СССР, а затем в России произошло увеличение добычи углеводородов соответственно в 16,5 и 140 раз. Россия наращивает объемы добычи и экспорта углеводородов, что требует ввода в эксплуатацию новых месторождений, поиск и освоение новых районов добычи. А таким районом и является Арктика.

Данные по извлекаемым ресурсам углеводородов Арктических морей приведены в таблице.

Таблица

Извлекаемые ресурсы Арктических морей

	Нефть, млрд т	Газ, трлн м ³
Арктика	21,0 – 46,0	36,5 – 83,0
Гренландия (Дания)	0,5 – 1,0	0,5 – 1,5
Море Баффина, Гренландское море, Девисов и Датский проливы		
Норвегия	5,0 – 8,5	3,0 – 4,0
Норвежское и Баренцево моря		
Канада	3,5 – 9,5	6,5 – 18,5
Арктические о-ва, море Баффина	1,5 – 3,0	5,0 – 9,0
море Бофорта – дельта реки Маккензи	2,0 – 6,5	1,5 – 9,5
США	1,0 - 3,0	1,0 - 2,0
море Бофорта, Чукотское море		
Россия	11,0 - 24,0	25,5 - 57,0
Баренцево море	3,0 – 8,0	9,0 – 13,0
Карское море	5,0 – 6,0	10,0 – 30,0
Море Лаптевых	0,5 – 2,0	1,5 - 2,0
Восточно-Сибирское море	2,0 – 6,0	3,5 – 8,0
Чукотское море	,05 – 2,0	1,5 – 4,0



Сегодня обустройство месторождений на континентальном шельфе является одной из приоритетных государственных задач. В соответствии с разработанной Правительством РФ «Программой освоения углеводородов на шельфе Российской Федерации» к 2030 г. должна быть обеспечена добыча газа на российском шельфе в объеме более 170 млрд куб. м в год, нефти и конденсата более - 10 млн тонн в год. В соответствии с программой в качестве основных районов добычи газа определены Баренцево море, Обская и Тазовская губы. Особое внимание будет уделено Штокмановскому месторождению, запасы которого оцениваются в объеме 3,2 трлн куб. м газа, конденсата - 31 млн тонн.

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 докладе Министерства природных ресурсов РФ суммарные оценки запасов углеводородов по арктическим морям без разделения на нефть и газ составляют: Баренцево море - 25,1+5,5 млрд т, Карское море - 48,9+12,0 млрд т, море Лаптевых - 4+10 млрд т, Восточно-Сибирское море - 14+11 млрд т, Чукотское море - 6,3+1,81 млрд т. В этих оценках первая цифра относится к первоначальной оценке конкретного моря, а вторая к дополнениям за последние пять лет.

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 не только озвучили свои планы по развитию этих месторождений, но уже активно работают по их обустройству. Необходимо отметить, что все нормы международного права и российского законодательства, касающиеся классификации, режима и статуса морских пространств, применимы к морским районам Арктики. Однако необходимо учитывать специфику российского арктического шельфа.

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 высокочерпективные рынки Северной Америки и Азиатско-Тихоокеанского региона, будут являться крупнейшими суперпроектами этого века.

Литература:

1. Материалы российских компаний топливно-энергетического комплекса: ЛУКОЙЛ, Газпром.
2. Материалы печатных изданий: «Нефть и газ», «Нефтегазовая вертикаль», «Нефть России», «Газовая промышленность».
3. Акимов И.Ю. Экспорт российского природного газа: Проблемы и перспективы. – М.: Олимп-Бизнес, 2005.

