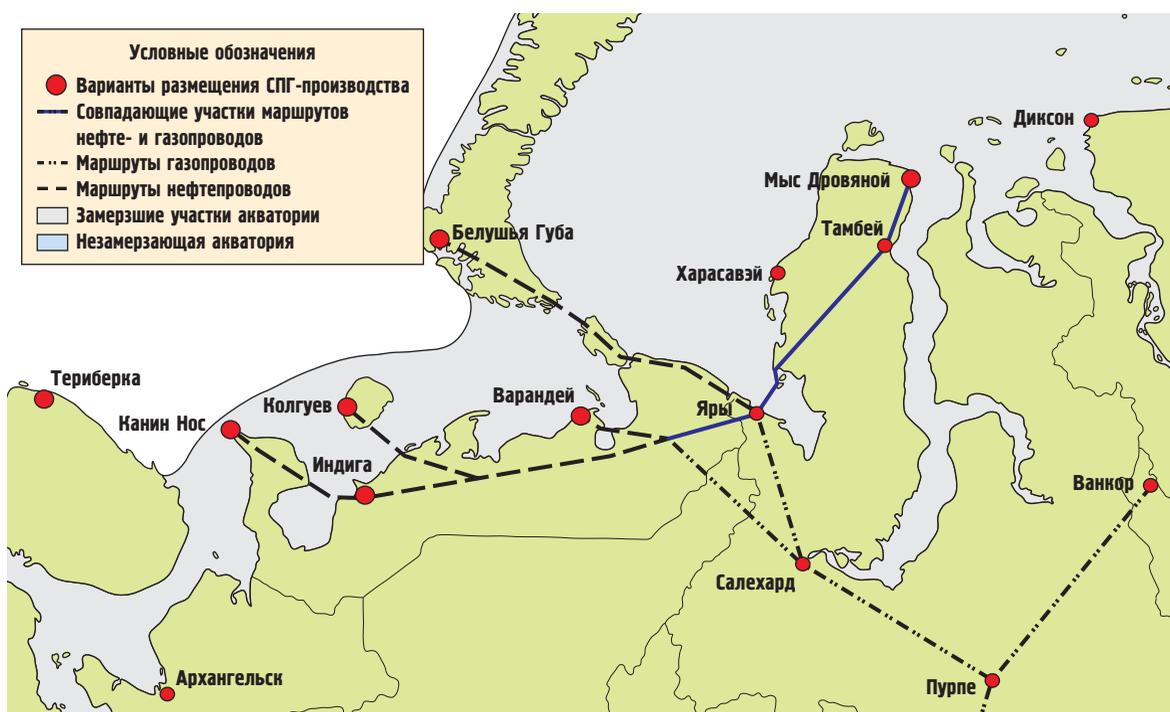


БОЧКА НЕФТИ В ЛОЖКЕ СПГ

На выбор места для строительства центра по производству и экспорту сжиженного газа в рамках проекта «Ямал-СПГ» решающее влияние может оказать возможность внесения в проект нефтяной составляющей, способной кардинально увеличить рентабельность инвестиций.

Если рассматривать параметры интегрированного транспортного проекта, ориентированного на перевалку как СПГ, так и нефти, то увеличение инвестиций всего на 1/3 позволит увеличить чистый дисконтированный доход в шесть раз! И это без учета экономического эффекта от собственно синергии — снижение удельных затрат на строительство инфраструктуры, эксплуатацию порта и т.д.

Столь значительный вклад нефтяной составляющей позволяет сделать вывод: при выборе места для размещения СПГ-производства в рамках ямальского проекта целесообразно учесть возможность создания универсального нефтегазового порта. Даже если нефтяная составляющая проекта по тем или иным причинам не будет реализована сейчас, можно рассчитывать, что это будет сделано в обозримом будущем. Слишком уж значительный экономический эффект она сулит...



Подготовка к началу реализации проекта «Ямал-СПГ» движется полным ходом. Через несколько месяцев, ориентировочно в марте 2011 года, должно быть представлено ТЭО проекта, пользующегося поддержкой правительства и лично премьер-министра. За оставшееся время предстоит не только окончательно определить технические и экономические параметры проекта, но и место, где он будет реализовываться.

Хотя название проекта прямо указывает на полуостров Ямал,

это означает лишь ориентацию на газовые месторождения полуострова, в первую очередь, Южно-Тамбейское газовое месторождение. Местоположение СПГ-завода и отгрузочного терминала еще не выбрано.

Помимо Ямала, для этого рассматривается ряд пунктов на южном побережье Баренцева моря, в том числе Индига, остров Колгуев и мыс Канин Нос, где условия для судоходства гораздо более благоприятные, чем у побережья Ямала; не стоит сбрасывать со счетов и Новую Землю

(см. «Вывоз СПГ с полуострова Ямал: самостоятельное плавание или ледокольная проводка?», НГВ #8'2010).

Интересы СПГ-бизнеса

По подсчетам автора, экономические параметры этих вариантов достаточно близки, стоимость транспортировки СПГ меняется в диапазоне $\pm 10\%$. Какого-либо идеального решения здесь нет, каждый вариант имеет свои преимущества и недостатки.

Основная проблема заключается в том, что имеющиеся наработки не внушают особого энтузиазма по поводу прибыльности всего проекта. По подсчетам ВНИИГА-За, реализация проекта потребует капитальных вложений в объеме

Без льгот проект стал бы экономически неэффективным: внутренняя норма доходности составила бы всего 9,6%, а чистый дисконтированный доход обернется убытком в \$400 млн

около \$30 млрд, из которых половина потребует на строительство завода СПГ, еще 30% — на закупку судов-газовозов.

При существовавших на середину 2010 года внешних условиях проект будет экономически не-

С предполагаемыми льготами ЧДД составит около \$3 млрд, а внутренняя норма доходности — около 16%, т.е. уже в пределах, позволяющих принять положительное инвестиционное решение

эффективным, внутренняя норма доходности составит всего 9,6% (приемлемым для нефтегазового сектора считается уровень

Однако рентабельность проекта может быть значительно увеличена при добавлении к нему нефтяной составляющей

15–17%). Чистый дисконтированный доход от реализации проекта составит отрицательную величину (иными словами, убыток) в \$400 млн.

Основной вывод экспертов ВНИИГАЗа заключался в том, что «реализация проекта производства СПГ на базе природного газа Южно-Тамбейского месторождения может быть осуществлена только при условиях государственной поддержки, стабильного налогового режима и мер экономического стимулирования».

По оценкам аналитиков Банка Москвы, отмена НДС позволит проекту выйти на положительную рентабельность — около \$100 млн. При отказе от взимания 30%-ной

экспортной пошлины на газ чистый дисконтированный доход по проекту составит около \$3 млрд.

Если государственные структуры еще будут участвовать в создании флота арктических судов-газовозов, то чистый дисконтированный доход возрастет до \$5 млрд, при внутренней норме доходности проекта около 19%.

В настоящее время положительно решен вопрос по первым двум пунктам. 11 октября с.г. на совещании в Новом Уренгое премьер В.Путин утвердил комплексный план по развитию производства СПГ на полуострове Ямал. В соответствии с этим документом, оператор проекта — НОВАТЭК — может получить 12-летние налоговые каникулы по НДС на предназначенный для сжижения газ и добываемый с ним конденсат.

Одновременно заинтересованным ведомствам было дано поручение до конца года внести в правительство проект документа об обнулении экспортных пошлин на конденсат и СПГ с полуострова Ямал.

При реализации указанных мер чистый дисконтированный доход по проекту составит около \$3 млрд, а внутренняя норма доходности — около 16%, т.е. уже в пределах, позволяющих принять положительное инвестиционное решение, хотя какой-то из ряда вон выходящей эффективности вложений ожидать не приходится. Однако рентабельность проекта может быть значительно увеличена при добавлении к нему нефтяной составляющей.

Интересы нефтяного бизнеса

Основная проблема российской нефтетранспортной системы заключается в сохранении неэффективных маршрутов транспортировки нефти на экспорт. Основная нефтепроводной системы России была создана еще в 1970–1980-е годы, а кардинальное изменение экономической и геополитической отразилось лишь в косметической модернизации.

В СССР 80% нефти потреблялось внутри страны, а 2/3 экспорта направлялось в страны Восточ-

ной Европы. В России на экспорт направляется половина добываемой нефти, а основными импортерами являются страны дальнего зарубежья.

В абсолютных цифрах среднегодовой объем экспорта сырой нефти из России в 2004–2009 годах составил более 250 млн тонн, что вдвое превышает максимальный уровень, достигнутый СССР во второй половине 1980-х годов.

Необходимость значительно увеличить экспорт нефти, притом, что от использования части нефтеэкспортных мощностей, например нефтяного порта Вентспилс, второго по величине в СССР после Новороссийска, пришлось отказаться, привела к появлению новых каналов транспортировки, важнейшим из которых стал Финский залив.

В Ленинградской области был построен либо строится целый ряд новых нефтяных терминалов — Приморск, Высоцк, Батарейная, Ломоносов, Усть-Луга. Проблема заключается в том, что расположение новых нефтеэкспортных портов определялось географией уже существующих нефтепроводов, построенных для внутриконтинентальной транспортировки нефти.

Финский залив весьма удален от основного нефтедобывающего региона — Западной Сибири (2400–2500 км по прямой), кроме того, залив мелководен, что исключает эксплуатацию крупнотоннажных судов (танкеры дедвейтом до 150 тыс. может принимать только Приморск), а зимой замерзает, что требует использования нефтеналивных судов с ледовым усилением, дефицитных на фрахтовом рынке.

Стремление максимально использовать существующие нефтепроводы привело к еще большему увеличению протяженности маршрутов транспортировки. Например, после реализации проекта БТС-2, призванной соединить нефтепровод «Дружба» с нефтяными портами в Финском заливе, нефть с севера Западной Сибири будет перекачиваться в Ленинградскую область через Центрально-Черноземный район.

Протяженность трубопроводной транспортировки нефти до-

стигнет почти 5000 км, что вдвое больше, чем расстояние по прямой (см. «Терминалы на Новой Земле: альтернатива БТС-2?», НГВ # 72009).

Между тем морская (танкерная) транспортировка нефти стоит на порядок дешевле трубопроводной. Средняя фрахтовая ставка танкера дедвейтом 150 тыс. тонн в 2009 году была около \$40 тыс. в сутки (в сентябре 2010 года — вдвое ниже). При доставке нефти на расстояние 5000 км затраты составляли около \$0,1 за 100 т*км (с учетом обратного пути и погрузки/разгрузки).

Средний же тариф «Транснефти» на перекачку нефти с января 2010 года составляет около \$1,1 за 100 т*км, т.е. на порядок больше. Минимизация затрат на транспортировку нефти достигается при использовании наиболее коротких сухопутных маршрутов, поэтому нефтеэкспортный порт должен быть максимально приближен к районам нефтедобычи.

Создание СПГ-производства, ориентированного на вывоз сжиженного газа морским транспортом, дает нефтяникам возможность, присоединившись к проекту, создать новый нефтяной порт, удовлетворяющий этому условию.

А если их объединить?!

Из всех возможных вариантов размещения СПГ-терминалов — для создания универсального нефтегазового порта — не может быть использован только полуостров Ямал: слишком тяжелые ледовые условия в Карском море делают неэффективной морскую транспортировку нефти через Карское море. Остальные варианты вполне допускают такую возможность, которая значительно поднимет эффективность проекта (см. карту).

Проблема состоит в необходимости строительства нефтепровода из Западной Сибири на северо-запад, против чего, вполне возможно, выступит компания «Транснефть». Но это препятствие уже не выглядит непреодолимым. «Транснефть» не в состоянии финансировать строительство новых нефтепроводов — кредиторская задол-

Финансовые показатели проектов, \$ млрд

	Капитальные вложения	Чистый дисконтированный доход
Ямал-СПГ	30,0	3,0
Нефтяная составляющая	10,0	15,0
Интегрированные показатели	40,0	18,0

женность компании уже превысила \$18 млрд, на заемные средства строились ВСТО и БТС-2.

Поэтому «Транснефть» стремится реализовать новую стратегию — строительство нефтепроводов за счет самих нефтяных компаний с последующей компенсацией затрат за счет дисконта к тарифу на прокачку нефти. В частности, подобная схема будет реализована при строительстве нефтепровода Заполярный–Пурпе.

При этом нефтяники, оплачивающие строительство, получают право голоса при выборе маршрута «трубы». Хотя выбор одного из вариантов маршрута и реализация принципиально нового направления далеко не одно и то же, изменения к лучшему очевидны.

К освоению нового маршрута подталкивает целый ряд обстоятельств. Нефтепроводы, ряд из которых был построен еще в 60-е годы прошлого века, неуклонно ветшают. В Западной Сибири происходит сдвиг нефтедобычи на север за счет освоения новых месторождений на севере региона (Ванкорское, Заполярное и др.) и сокращения добычи на юге, что удлиняет традиционные (трубопроводные) маршруты транспортировки и сокращает расстояние до побережья. Это требует новых маршрутов транспортировки, позволяющих значительно сократить транспортные затраты.

При перекачке нефти от Пурпе до Усть-Луги по нефтепроводам «Дружба» и БТС-2 стоимость транспортировки при существующих тарифах составит \$55 за тонну. Протяженность же нефтепровода до нового нефтегазового порта на Баренцевом море составит около 1500 (±200) км, а стоимость транспортировки — около \$17 за тонну. При транспортировке 50 млн тонн нефти в год разница составит около \$1,9 млрд.

Кроме того, прямые поставки из Сибири позволяют экспортиро-

вать сорт Siberian Light вместо Urals, что обеспечит прибавку цены на \$2–3/баррель. В пересчете на тонну это \$15–22, на 50 млн тонн нефти — \$0,75–1,1 млрд. Итоговый эффект составит \$2,6–3,0 млрд в год.

При танкерной доставке нефти на расстояние 5000 км затраты в целом составили около \$0,1 за 100 т*км. Средний же тариф «Транснефти» с января 2010 года составляет около \$1,1 за 100 т*км, т.е. на порядок больше

Если взять эти цифры как доход участников проекта, то при необходимых инвестициях в строительство нефтепровода из Западной Сибири порядка \$10 млрд чистый дисконтированный доход по проекту составит около \$15 млрд (по сравнению с \$3 млрд, которые при наличии льгот

Стоимость транспортировки нефти по новому трубопроводу — 1500 ± 200 км — до нового порта на Баренцевом море составит около \$17/т против \$55/т «Транснефти». При транспортировке 50 млн тонн нефти в год разница составит около \$1,9 млрд

по налогам и экспортной пошлине обещает СПГ-проект).

Если рассматривать параметры интегрированного транспортного проекта, ориентированного на перевалку как СПГ, так и нефти, то увеличение инвестиций всего на 1/3 позволит увеличить чистый дисконтированный доход (см. «Финансовые показатели проектов») в шесть раз! И это без учета экономического эффекта от собственно синергии — снижение удельных затрат на строительство инфраструктуры, эксплуатацию порта и т.д. 