

**ПОЛУЧЕНИЕ МЕТАНОЛА НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**  
**METHANOL RECEPTION ON OFFSHORE FIELDS**

В силу того, что морской шельф является перспективным направлением в развитии Севера, то в статье рассматриваю возможность и целесообразность получения метанола на газоконденсатных и нефтяных морских платформах.

Owing to that the sea shelf is a perspective direction in North development in article I consider possibility and expediency of reception methanol on gas and oil sea platforms.

**И. В. Сазонов,**  
**ГОУ ВПО Северо-Кавказский**  
**государственный технический**  
**университет**

**I.V. Sazonov**  
**North Caucasus State Technical**  
**University**

*Ключевые слова: морские месторождения, синтез, метанол, газовые месторождения.*

*Key words: offshore fields, synthesis, methanol, gas fields, dilling platform.*

Энергетическое благополучие мира в XXI веке неразрывно связано с дальнейшим активным освоением ресурсов углеводородов на континентальном шельфе. Добыча нефти и газа ведется в акваториях 53 стран, более чем на тысяче морских месторождений. Морская периферия РФ охватывает площадь 6,2 млн. км<sup>2</sup>, из которых 4,2 млн. км относится собственно к шельфу с глубинами моря до 200–300 м. Около 90% площади шельфа — 3,9 млн. км, являются перспективными в нефтегазоносном отношении.

Начальные суммарные геологические ресурсы углеводородов шельфовых морей России достигают 133 млрд. т условного топлива (в пересчете на нефть), из которых извлекаемые ресурсы составляют почти 100 млрд. т. До 70% общих извлекаемых ресурсов сосредоточено в Западной Арктике. Существенно преобладают ресурсы газа. Нефть и конденсат составляют лишь 15,5 млрд. т, тогда как свободный и растворенный газ — 85 трл. м<sup>3</sup>. Основными районами концентрации нефтяных ресурсов являются моря Баренцево и Печорское (3,8 млрд. т), Карское (4,7 млрд. т), Восточно-Сибирское (2,1 млрд. т), Охотское (2,1 млрд. т). Степень освоения арктических шельфовых углеводородных ресурсов России чрезвычайно низкая. Наибольший практический интерес представляют, прежде всего, Баренцево, Печорское и Карское моря, а также акватория Обской и Тазовской губ. Освоение нефтяных и газоконденсатных месторождений на шельфе арктических морей является важным фактором дальнейшего социально-экономического развития российского Севера. Практически все месторожде-

ния арктического шельфа РФ отличаются труднодоступностью из-за удаленности от берега, суровых климатических и ледовых условий, в связи с чем освоение этих месторождений требует огромных капитальных затрат для их обустройства. Поэтому разработка методов определения оптимальных схем и показателей обустройства месторождений, позволяющих сократить капитальные и эксплуатационные затраты на освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа РФ, является актуальной задачей.

Программа работ ОАО «Газпром» по освоению ресурсов углеводородов на шельфе Российской Федерации до 2030 года разработана во исполнение постановления Правления компании от 27 ноября 2003 года «О концепции работы ОАО «Газпром» на шельфе Российской Федерации». Актуальность разработки программы обусловлена необходимостью выработки стратегии «Газпрома» по освоению нефтегазовых ресурсов континентального шельфа России, являющегося одним из основных перспективных источников добычи газа и нефти. Целью программы является обоснование стратегических направлений освоения углеводородных месторождений континентального шельфа России в рамках деятельности ОАО «Газпром». Начальные суммарные ресурсы углеводородов континентального шельфа России составляют около 100 млрд тонн условного топлива, из которых около 80% — газ. Основные ресурсы углеводородов (около 70%) сосредоточены в недрах арктических морей — Баренцева, Печорского, Карского. При этом в недрах Баренцева и Карского морей преобладают газ и конденсат, в Печорском море — нефть. Шельф арктических морей рекомендован программой в качестве объекта первоочередного изучения, подготовки ресурсной базы и формирования новых нефтегазодобывающих районов. Реализация программы геологоразведочных работ в 2005–2030 гг. позволит

обеспечить приращение запасов в объеме более 14 трлн куб. м газа и более 500 млн тонн нефти. Первоочередным объектом обустройства в Баренцевом море является Штокмановское газоконденсатное месторождение. Штокмановское (Штокманское) газоконденсатное месторождение — одно из крупнейших месторождений в мире. Открыто в 1988 году с борта судна «Профессор Штокман», в связи с чем и получило своё название. Расположено в центральной части шельфа российского сектора Баренцева моря в 600 км к северо-востоку от Мурманска. Ближайшая суша (около 300 км) — западное побережье архипелага Новая Земля. Глубины моря в этом районе колеблются от 320 до 340 м. Разведанные запасы (2006) — 3,7 трлн куб. м газа и 31 млн т. конденсата.

Подготовка к освоению Штокмановского месторождения проводится с учетом необходимости производства сжиженного природного газа для реализации его на международных рынках. В качестве приоритетного направления добычи газа в Карском море определены месторождения Обской и Тазовской губ, что обусловлено значительным ресурсным потенциалом района, наличием транспортной инфраструктуры на прилегающей суше, небольшими глубинами моря и расстояниями до берега. Внутренняя норма доходности при реализации программы составит 17,2%. [1]

Освоение этих месторождений имеет большое практическое значение, поскольку позволяет обеспечить существенное развитие ТЭК. В качестве первоочередного газоносного района для освоения газовых месторождений определена акватория в зоне сочленения Обской и Тазовской губ. В ее пределах открыты газовые месторождения в отложениях сеномана — Северо-Каменномыское, Каменномыское-море, Обское и Чугорьяхинское, а на прилегающей суше — Семаковское, Антипаютинское и Тотаяхинское. Северо-Каменномыское месторождение открыто ОАО «Газпром» в августе 2000 г. сводовой поисковой скв. 1. При испытании сеноманских отложений был получен промышленный приток газа дебитом 572 тыс. м<sup>3</sup>/сут на штуцере диаметром 19 мм. В скв. 2, пробуренной в 2002 г. на крыле структуры, из отложений сеномана получен приток газа дебитом 374 тыс. м<sup>3</sup>/сут на штуцере диаметром 22 мм. Положение ГВК по материалам ГИС принято на отметке — 052 м. Запасы газа по категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> составили 300 млрд м<sup>3</sup>. Кроме сеноманской залежи, по аналогии с соседними месторождениями на суше с высокой степенью вероятности предполагается газоносность отложений альба, апта и неокома, где прогнозируются запасы газа более 100 млрд м<sup>3</sup>. Таким образом, месторождение относится к категории крупных. Оно расположено вблизи разрабатываемого Ямбургского газоконденсатного месторождения с развитой

инфраструктурой и в 140...160 км от действующей системы магистральных газопроводов. Кратчайшее расстояние от центра Северо-Каменномыского месторождения до восточного и западного побережий Обской губы составляет около 28 км. Глубины моря на участке его расположения изменяются от 10 до 12 м. Наиболее эффективным является вариант разработки, предусматривающий строительство трех подводных добывающих комплексов с бурением двуствольных скважин в каждом кусте с использованием ледостойкой плавучей буровой платформы типа SDC/MAT. От подводных комплексов газ будет поступать в подводный газопровод и доставляться на береговые сооружения УКПГ, где происходит его полная промысловая подготовка для подачи в магистральный газопровод. Управление подводным комплексом и контроль будут осуществляться с береговых сооружений. Преимуществом этого варианта является высокий проектный уровень добычи газа (15 млрд м<sup>3</sup> в год) при небольшом фонде скважин (24) и коэффициенте газоотдачи, который составит 90% за 50-летний срок разработки. Проектный уровень добычи достигается на третьем году разработки, а продолжительность периода постоянной добычи газа — 6 лет. Оценка этого варианта разработки показала, что проект обладает высокой степенью экономической устойчивости — внутренняя норма доходности превышает 30%. Он привлекателен для инвестора.

К числу первоочередных для освоения относится также газовое месторождение Каменномыское-море, запасы которого оцениваются примерно в 500 млрд м<sup>3</sup> газа.

В дальнейшем планируется вводить в разработку выявленные в акватории Тазовской губы Семаковское и Антипаютинское месторождения (совместно с их сухопутными частями). До ввода этих объектов в разработку предусматривается проведение поисково-разведочных работ в целях подготовки запасов газа не только по сеноманским, но также по альбским и аптским регионально продуктивным отложениям. В процессе их разработки целесообразно провести бурение поисковых и разведочных скважин на отложениях готерив-валанжина и нижней-средней юры для выявления в них залежей углеводородов и подготовки их запасов. Разработка месторождений этого газоносного района может осуществляться поэтапно. Каждый этап — самостоятельная разработка двух-трех месторождений. Это позволит «вписаться» в инвестиционный бюджет ОАО «Газпром», более рационально привлекать финансовые средства, возвращать их и направлять полученные доходы на инвестиции в освоение последующих этапов. Максимальный уровень добычи газа (82 млрд м<sup>3</sup>/год) по этому району предполагается достичь через 14 лет с начала ввода первого месторождения в разработку. Комплексное освоение месторождений в акватории

Обской и Тазовской губ позволит частично восполнить падающие объемы добычи газа из месторождений Надым-Пур-Тазовского региона.

В качестве газоносного района второй очереди для освоения уникальных и крупных газоконденсатных месторождений определен Приамальский шельф, в который входят Харасавэйское и Крузенштернское месторождения, а также крупная перспективная Нярмейская структура. На более отдаленную перспективу предусматриваются доразведка и разработка уникальных газоконденсатных месторождений Ленинградского и Русаковского, а также опосредованное освоение таких структур, как Скуратовская, Невская, Северная и др. Для проведения бурения на этих объектах, расположенных на участках Карского моря с глубинами моря от 50 до 150 м и характеризующихся тяжелыми ледовыми условиями, планируется использовать СПБУ «Арктическая», которая находится в строительстве. При рассмотрении всех перечисленных в этом газоносном районе объектов применялся комплексный подход к освоению выявленных и прогнозируемых месторождений. Учитывались возможности использования для транспортировки газа магистральной сети газопроводов, планируемых для разработки месторождений п-ова Ямал. Предусматривалась совместная разработка близко расположенных объектов. Наряду с разработкой газа учитывался дополнительный эффект за счет добычи и реализации конденсата, доставка которого на внешний рынок предусматривалась танкерами. При ориентации на СРП освоение всех месторождений Приамальского газоносного района рассматривалось с позиции инвестора как эффективное вложение средств в их разработку. Ожидаемая внутренняя норма доходности должна составить более 15 %, а годовая добыча газа запланирована в объеме более 200 млрд м<sup>3</sup>.

Ввод в разработку месторождений Приамальского шельфа совместно с достижением расчетного уровня добычи газа по Бованенковскому и Харасавэйскому месторождениям позволит не только компенсировать падение добычи газа в Западной Сибири, но и обеспечить дальнейшее длительное развитие отрасли. Предусматривается также проведение работ по выявлению и последующему освоению газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений на шельфе Баренцева моря. В частности, бурение двух разведочных скважин планируется на Штокмановском газоконденсатном месторождении (ГКМ) для доразведки залежей в горизонтах Ю2 и Ю3 средней юры. Бурение разведочных скважин предусматривается также на Лудловском газовом и Ледовом газоконденсатном месторождениях для подготовки промышленных категорий запасов. На Печороморском шельфе (в южной части Баренцева моря) проведение разведочного бурения планируется на Приразломном и

Долгинском нефтяных месторождениях соответственно для доразведки нижнепермско-каменноугольной залежи в горизонте I и подготовки запасов в верхнепермских и нижне-пермско-каменноугольных отложениях. Кроме того, на этих месторождениях предусматривается опосредованное освоение нижележащих отложений в девоне и силуре. В поисковое бурение планируется также ввести Западно-Полярную, Восточно-Приразломную, Стасовскую и другие структуры. Предварительные исследования Штокмановского ГКМ показывают, что при его освоении на условиях СРП ожидаемый уровень внутренней доходности инвестиций составит немногим более 15%, что считается приемлемым для инвесторов. Совместное освоение трех более крупных сателлитов Штокмановского ГКМ позволяет рассчитывать на суммарную годовую добычу газа примерно 40 млрд м<sup>3</sup>. В качестве первоочередного объекта освоения в Печорском море рассматривается Приразломное нефтяное месторождение, разработка которого планируется ОАО «Газпром» совместно с НК «Роснефть». Расчетная внутренняя норма доходности по этому месторождению составляет более 18%.

Для освоения Долгинского нефтяного месторождения выбран вариант обустройства, который предусматривает сооружение одной эксплуатационной платформы и использование подводных комплексов. Ожидаемый уровень внутренней нормы доходности при таком варианте достигает 19%.

При рассмотрении схем разработки прогнозируемых месторождений на близко расположенных друг к другу перспективных структурах (Полярной, Западно-Полярной, Стасовской и Восточно-Приразломной) исходили из единого нефтедобывающего комплекса. При этом на наиболее крупной из них — Полярной — планировалась установка технологической платформы, способной осуществлять подготовку нефти всех объектов комплекса. На остальных трех объектах намечалось установить более легкие сателлитные платформы, обеспечивающие добычу нефти и ее предварительную подготовку для подачи на головную платформу. Внутренняя норма доходности такого комплекса составит 22 %. [2]

Высокоперспективной является реализацию инвестиционного замысла — экспорта метанола, произведенного в морских условиях из природного газа месторождений Баренцева моря. Проблема освоения шельфовых месторождений углеводородов, включая месторождения газа, носит многоплановый характер и требует учета и анализа множества факторов, связанных как с конъюнктурой рынка и природно-климатическими условиями, так и с созданием и использованием средств океанотехники для освоения шельфа. Важной проблемой при эксплуатации морских месторождений является транс-



порт продукции скважин. Перевозки нефти особых проблем не вызывает. Транспорт газа возможен по трубопроводам, но не всегда является экономичным. В начале 80-х годов рассматривая доставку газа потребителям рассматривались вопросы сжижения газа или производства метанола из газа непосредственно на месторождении. Сопоставление затрат на транспортировку метанола и сжиженного природного газа на танкерах показано на рисунке 1 и при значительных расстояниях перевозок доставка метанола более выгодна. Кроме того, метанол представляет собой более ценный продукт, чем сжиженный природный газ, и при сравнении на эквивалентной энергетической основе (при одинаковом энергосодержании) его цена выше, чем цена сжиженного газа. Например, при использовании в качестве заменителя бензина или в качестве добавки к нему цена метанола составляет 0,26 доллара за литр или 7,6 долл/ГДж. Соответственно рыночная цена сжиженного газа колеблется в пределах от 3,8 до 4,7 долл/ГДж (цены 1987 г.).

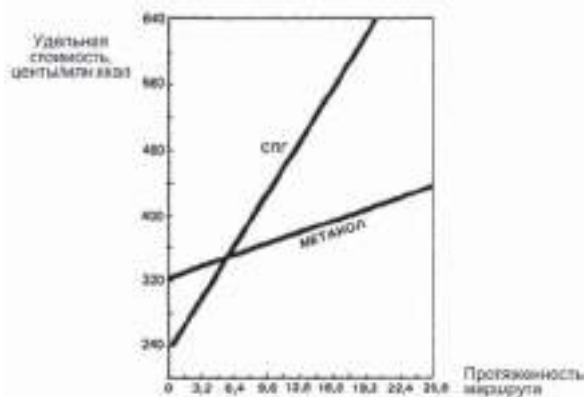


Рисунок 1. Удельные затраты на перевозку СПГ и метанола

В 1979–1980 годах было проведено исследование технической и экономической целесообразности строительства в Северном море плавучего завода по получению из попутного газа метанола. Все используемые процессы производства метанола в 80-е годы из природного газа включали риформинг очищенного от сернистых соединений в потоке пара с образование промежуточного газа, содержащего  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$  и  $\text{CO}_2$  в соответствующих пропорциях. Процесс получения метанола из природного газа в 1967 г. разработала английская компания «ICI». К 1980 г. технологическая схема производства метанола из природного газа была модифицирована и представлена на рисунке 2. Применяемые процессы получения метанола, в основном, сходны, однако отличаются используе-

мыми катализаторами и различной конструкцией риформеров и реакторов. В начале 80-х годов в Японии проводились исследовательские работы по утилизации попутного газа. В 1980 году была завершена разработка плавучей нефтегазоперерабатывающей системы. Система предусматривала переработку газа и получение сжиженного метанола на борту плавучей установки с последующей транспортировкой на танкере или барже. По окончании разработки месторождения установка может быть отбуксирована на другую точку. Схема эксплуатации нефтяного месторождения с применением плавучего завода по производству метанола производительность 1000 т/сут., работающего по схеме низкого давления, спроектированной фирмой «Империал Кэмикл Индастрис» (ICI) представлена на рисунке 3. Газ очищается от сернистых соединений и в смеси с перегретым паром, получаемым из морской воды (требуется 1150 т воды на 1000 т метанола), подается на установку риформинга. Здесь образуется синтезгаз, содержащий водород и окислы углерода.

Смесь компримируется и подается в реактор, где протекает реакция образования метанола. Полученный метанол после очистки хранится в танкере. Процесс не требует внешнего подвода энергии, его общий термодинамический КПД около 60%. Для производства 1000 т метанола требуется около 880 тыс.  $\text{м}^3$  газа. Наиболее серьезные проблемы при создании плавучего завода по производству метанола связаны с установкой риформинга. Это наиболее громоздкое и тяжелое оборудование, масса которого около 2,5 тыс. т, а габариты  $20 \times 50 \times 24$  м. Специалисты ICI, выполнившие проект, указывали, что ветровые нагрузки не приведут к нарушениям в его работе. Установка риформинга может выдержать ветер скоростью более 55 м/с, ограничивающим фак-

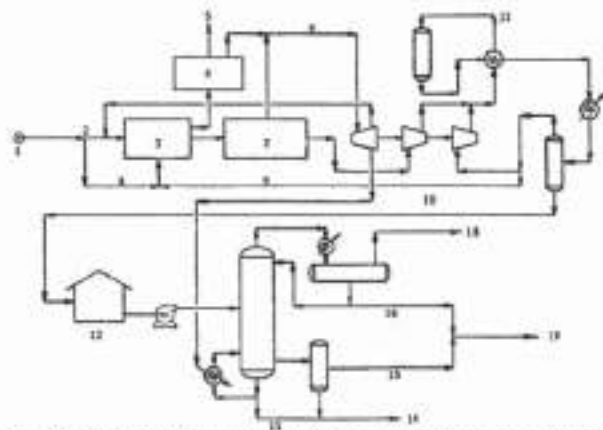


Рисунок 2. Схема технологической линии по производству метанола из природного газа:

- 1 – очищенный природный газ; 2 – вода сырья; 3 – шиховой риформер;
- 4 – теплообменник; 5 – выброс газа в атмосферу; 6 – поток водяного пара;
- 7 – теплообменник-холодильник; 8 – топливно; 9 – продувочная линия;
- 10 – турбокомпрессор; 11 – линия синтеза; 12 – хранение для сырьевого метанола;
- 13 – осушитель; 14 – отвод воды; 15 – выхлеще спирты; 16 – метанол;
- 17 – метиловое топливо; 18 – легкие фракции.



Рисунок 3. Схема эксплуатации нефтяного месторождения с использованием попутного газа для получения метанола:

- 1 – газопровод; 2 – основание причала;
- 3 – универсальное соединение с вертлюгом;
- 4 – морской стоек; 5 – причальный буй;
- 6 – вертлюг; 7 – причальная ферма; 8 – танкер;
- 9 – завод по производству метанола;
- 10 – буксирный трос; 11 – плавучий рукав;
- 12 – танкер для перевозки метанола.

тором при этом может стать безопасность работы оператора. Перемещения судна и температуры воздуха не могут создавать трудности с точки зрения работы установки риформинга.

Стоимость завода для получения метанола высокого качества в зависимости от его производительности представлена на рисунке 4. В 1981 году шведской фирмой «Сведярде девелопментс» совместно с датской фирмой «Холдор топси» разработана серия нефтеперерабатывающих установок, построенных в соответствии с международными стандартами.

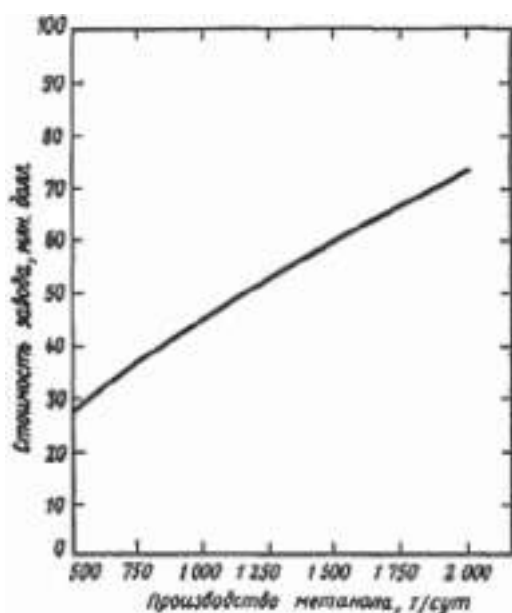


Рисунок 4. Зависимость стоимости завода по производству метанола от его производительности

Установки для производства мочевины, метанола, целлюлозы и смежных продуктов смонтированы на платформах, которые могут быть размещены в прибрежных водах или в реках. Новая технология позволяла смонтировать установку на сборочной площадке, а затем доставить ее в необходимую точку с помощью баржи. Одной из таких установок, разработанных фирмой в 1981 году, являлась плавучая установка по производству метанола мощностью до 3 тыс. т/сут., которая может быть построена за 28 месяцев.

В 1997 году на конференции по нефтехимии в Хьюстоне Дж.Аббатом был представлен вариант плавучей метанольной установки, которую возможно разместить рядом с нефтедобывающей платформой. Предлагаемая схема получения метанола включала стадии подготовки исходного газа, получения синтез-газа, синтеза метанола и ректификации. При проектировании решались вопросы, специфичные для плавучей установки. Для получения синтез-газа на плавучей установке рассматривались четыре возможных решения: реакция углеводородов с кислородом; реакция углеводородов с воздухом, обогащенным кислородом; автотермическая конверсия с воздухом, обогащенным кислородом и компактный агрегат конверсии с топкой под давлением.

Технология разработанная фирмой «ИСИ-Каталко» (Великобритания), представленная на рисунке 5 позволяла получать из легкого природного газа синтез-газ с малым содержанием инертных примесей и с почти стехиометрическим соотношением CO и H<sub>2</sub>. Однако из газа со значительным содержанием пропана и бутана вырабатывается синтез-газ, содержащий недостаточное количество

водорода. В этом случае состав синтез-газа можно подкорректировать в дешевом мембранном аппарате. Капитальные затраты на такую установку распределяются следующим образом:

- 60% приходится на блок получения синтез-газа, включая разделение воздуха;
- 9% — на узел синтеза метанола;
- 12% — на ректификацию метанола;
- 19% — на энергетические сооружения, включая газовую турбину.

Наземная версия такой установки проработала два года (1995–1997 гг.) на заводе в Лавертоне (Австралия) и подтвердила свою надежность и эффективность. [3]

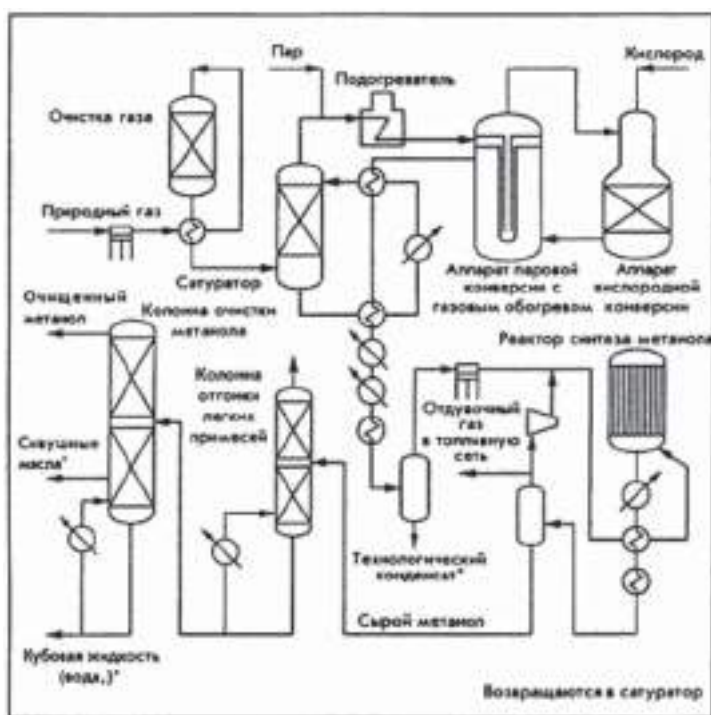


Рисунок 5. Технологическая схема плавучей установки по производству метанола

Анализ мирового рынка углеводородов показал, что на протяжении последнего десятилетия наблюдается устойчивый рост спроса на метанол, а в последние 5–7 лет — рост цен (с \$200 в 2002 году до \$500 за тонну — в начале 2007 года).

Цены на метанол на начало 2007 года по регионам мира приведены в таблице.

Регион	Период	Цена
Европа	1 января – 31 марта	420 евро/т
Северная Америка	1 – 31 марта	516 \$/т
Юго-Восточная Азия	1 – 31 марта	490 \$/т

Потребление метанола в мире сильно увеличилось в связи со стремительно растущим спросом на компоненты бензина, производство формальдегида, кислот, использующие метанол, а во-вторых — в результате введения экологических законов. В 2007 году потребность в метаноле достигла 40 млн. т в год, а годовой прирост этой потребности достигает 10%. Основные месторождения углеводородов на шельфе России расположены в арктических морях, наличие льда в которых (сезонное или эпизодическое) создает специфические трудности для обустройства месторождений и транспорта добываемых углеводородов к потребителям.

Особое внимание необходимо уделить месторождениям газа, расположенным в южной части Баренцева моря в 100 км от Кольского п-ва. Наиболее перспективным из них для освоения с переработкой природного газа в метанол является «Мурманское» с разведанными запасами газа — 120 млрд. куб. метров, где глубина моря — около 100 м. В районе месторождения возможно появление плавающих льдов. Существующая нормативная база лишь частично охватывает вопросы освоения шельфовых месторождений: морские суда, буровые установки и стационарные нефтегазодобывающие платформы.

Разработки проектов освоения «нерентабельных» месторождений до настоящего времени практически не велись. Способы разработки таких месторождений показаны на рисунке 6. Для освоения месторождения «Мурманское» возможно использование различных типов платформ и схем вывоза метанола, так же необходимо учитывать и типовые узлы, обеспечивающие функционирование добычных платформ: система удержания, подводные закачивания устьев скважин, система отгрузки метанола на танкеры, а также возможные варианты газотурбинных двигателей, как основы энергетической системы морского производственного комплекса.

Задача проектирования МПТС (многофункциональное преобразуемое транспортное средство) и МПК (морских производственных комплексов) является не только многоплановой, но и многоуровневой. Кроме того, решение рассматриваемой задачи носит исследовательский (поисковый) характер и поэтому особое внимание необходимо уделять методологии и опыту исследовательского проектирования кораблей, проводимого организациями ВМФ на ранних стадиях. В то же время, в доступных работах специалистов этого ведомства вопросы анализа исходной проектной ситуации, который, в конечном счете, в значительной степени определяет успех или



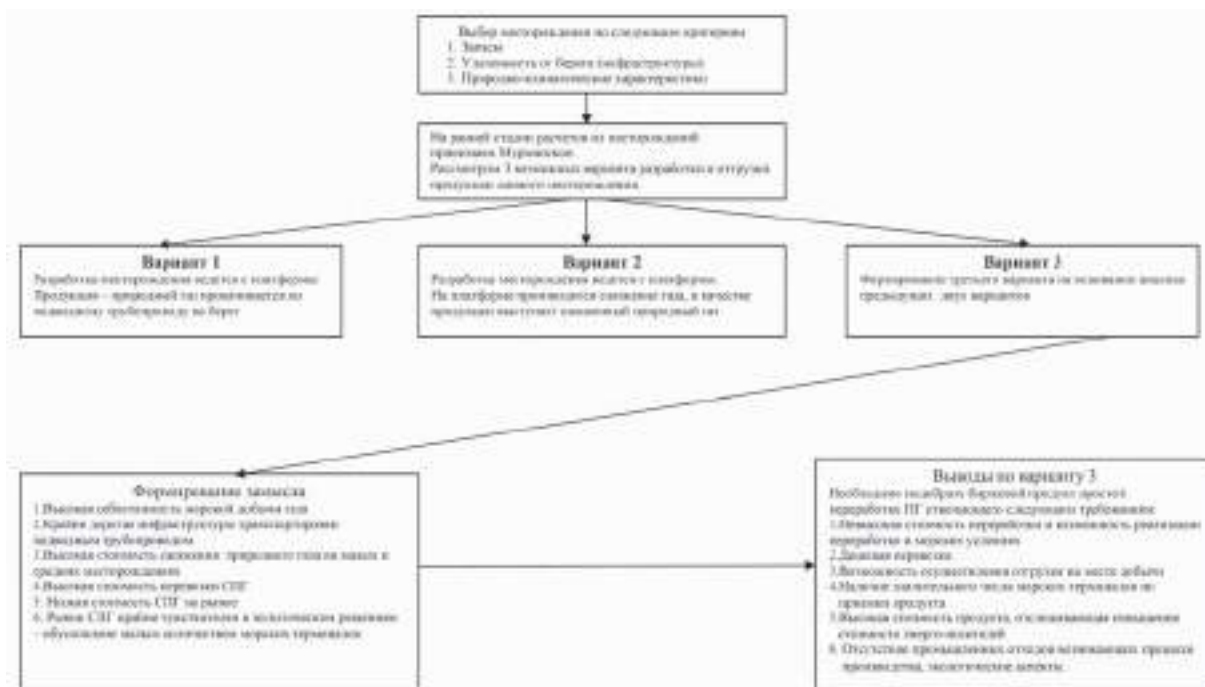


Рисунок 6. Способы разработки мелких и средних месторождений Баренцева моря

неуспех будущего проекта, не нашли достаточного отражения.

Поэтому для наглядного представления и всестороннего анализа проектной ситуации и пространства возможных технических решений для МПТС, а также для обеспечения регулярности их анализа предложено использовать «морфологические карты», применяемые для решения изобретательских задач (см. таблицы 1 и 2). Это позволяет не только расширять номенклатуру факторов в процессе анализа, но и осуществлять градацию их значений с учетом возможных вариантов технических решений.

Такое представление позволяет формализовать процесс анализа проектных ситуаций и пространства

возможных решений, на основе чего в рамках САПР может быть реализована экспертная система производственного типа в области проектирования шельфовых сооружений.

В этом случае факторы проектной ситуации и элементы МПТС представляются как векторы, на которых заданы шкалы возможных значений этих факторов (качественных, количественных, в виде диапазонов), строятся N- и M-мерные пространства проектных ситуаций и возможных решений, которые в теоретико-множественном представлении будут иметь вид:

$$X = \{X1, X2, \dots, XN\}, \quad (1)$$

Таблица 1. Задание пространства проектных ситуаций

	Наименование характеристики	№№ значений				
		1	2	3	4	5
X1	Глубины моря в районе месторождений, м	< 10	10-50	50 - 100	100 - 400	> 400
X2	Наличие льда	Отсутствует	Эпизодическое	Сезонное	Практически постоянное	
X3	Максимальная расчетная высота волн, м	<5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	> 20
X4	Разведанные запасы газа на месторождении, млрд. куб. м	< 10	10-50	50-1000	>1000	
X5	Удаленность от берега, км	<10	10-50	50-100	100 - 500	> 500
X6	Удаленность от рынков сбыта, км	< 1000	1000-2000	2000 - 3000	3000 - 5000	> 5000
X7	Существующие транспортные системы на берегу	нет	Береговые газопроводы	Автомоб. и/или ж/д тран-т		

Таблица 2. Задание пространства возможных решений

	Наименование характеристики	М.№ значений				
		1	2	3	4	5
У1	Архитектурно-конструктивный тип сооружения	Подводные заканчивания	Намывной остров	Стационарная платформа	Плавающая платформа	Судно турельного типа
У2	Способ стабилизации сооружения	Отсутствует	Балласт	Свай	Якорная система	Динамическое
У3	Наличие модулей для бурения скважин	Нет	Есть			
У4	Наличие модулей для предварительной очистки/осушки сырья	Нет	Есть			
У5	Наличие модулей для переработки сырья в продукт	Нет	Есть			
У6	Глубина переработки сырья	Нет	«Сухой» газ	Сжиженный газ	Метанол	Искусствен. Нефть
У7	Наличие хранилища	Нет	Есть			
У8	Вид транспорта сырья или продукта до берега или рынка	Газопровод	Суда - газовозы	Танкеры		
У9	Наличие промежуточного хранилища	Нет	Есть			

где  $X_1, X_2, \dots$  — векторы, представленные значениями соответствующих свойств, которые могут носить качественный, количественный, двоичный («да», «нет») или «размытый» (заданы диапазонами числовых значений) характер.

По аналогии с пространством проектных ситуаций может быть задано пространство возможных решений —

$$Y = \{Y_1, Y_2, \dots, Y_M\}, \quad (2)$$

где  $Y_1, Y_2, \dots$  — векторы, задающие пространство возможных решений.

Тогда связь пространства проектных ситуаций с пространством возможных решений в общем виде можно представить как —

$$Y = F(X), \quad (3)$$

Используя язык математической логики, выражение (3) может быть представлено как:

$$\text{Если } ((X_1 = \langle \text{Значение} \dots \rangle) \& ((X_2 = \langle \text{Значение} \dots \rangle) \dots$$

...

$$\& ((X_N = \langle \text{Значение} \dots \rangle), (4)$$

$$\text{То } ((Y_1 = \langle \text{Значение} \dots \rangle) \& (Y_2 = \langle \text{Значение} \dots \rangle) \dots$$

$$\& (Y_M = \langle \text{Значение} \dots \rangle)),$$

где  $\&$  — знак конъюнкции (союз «И»)

$\langle \text{Значение} \dots \rangle$  — какое-либо значение из перечня возможных значений для соответствующей строки (вектора), указанной в таблице 1 и 2 или номер этого значения (графы).

Поскольку проектная ситуация и пространство возможных решений может допускать альтернатив-

ные варианты решений, то содержимое скобок может включать дизъюнкцию высказываний, например -  $Y_1 = ((\langle \text{Значение } i \rangle) \vee (\langle \text{Значение } j \rangle)), (5)$  где  $\vee$  — знак дизъюнкции (союз «или»), в частности —  $Y_1 = ((\text{плавающая платформа}) \vee (\text{судно турельного типа}))$ .

Окончательный выбор архитектурно-конструктивного типа, как элемента производственно-транспортной системы, производится по результатам технико-экономического анализа возможных вариантов системы.

Для формирования архитектурного облика и выбора основных характеристик МПК необходимо выполнить анализ основных методов проектирования пространственных объектов, которые могут быть использованы как в рамках исследовательского проектирования для подготовки Технического задания на разработку эскизных и технических проектов МПК, так и при разработке этих проектов, включая задачи синтеза и анализа технических и компоновочных решений, с использованием средств и методов современных информационных технологий.

Учитывая специфику судна как технологического объекта, особое внимание должно уделяться задаче синтеза технических (схемо-технических) решений. Это становится особенно актуальным для реализации современных информационных технологий, связанных с понятиями логистики жизненного цикла изделий, чему уделяется особое внимание за рубе-



жом как в области разработки военной, так и гражданской техники.

В данном случае в основе такого представления, должны лежать понятия физического/химического эффекта и агрегата как устройства, обеспечивающего преобразование сред/энергий и/или их параметров.

Понимая агрегат — А как устройство — D с совокупностью входов — V и выходов — W, представим его в формализованном виде:

В свою очередь —  $A = [V, D, W]$ , (6)

$V = \bigcup_{i=1}^n v_i$ , (7)

и  $W = \bigcup_{i=1}^m w_i$ , (8)

где U — знак объединения,

$v_i = [T_i, P_i, Q_i]$ , (9)

$w_i = [T_i, P_i, Q_i]$ , (10)

D, P — количество, соответственно, входов и выходов

T — вид среды или энергии

P<sub>i</sub> — множества имен параметров и их значений, характеризующих данный вид среды или энергии

Q — расход среды в единицу времени или энергетическая мощность.

Значения параметров, расходов и мощностей задаются номиналами и/или диапазонами допустимых значений. Задача структурного и параметрического синтеза системы (в данном случае — МПК) сводится к нахождению такой комбинации входов и выходов, при которой были бы идентичны виды сред/энергий и их параметры и были нулевые балансы расходов и энергий. При этом внешнюю среду следует рассматривать как особый агрегат, замыкающий отдельные входы и выходы системы МПК с неограниченными расходами и мощностями (например,

заборная вода, воздух, тепло и т. д.). Формальное условие такого замыкания будет иметь вид:

$V_s \setminus W_t | (\sum Q_s - \sum Q_t = 0) | T_s = T_t; P_s = P_t) = \emptyset$ , (11)

в котором V<sub>s</sub>, W<sub>t</sub> — все входы и выходы устройств в системе

\ — знак разности множеств

∅ — пустое множество.

Учитывая отсутствие прототипов и специфические требования к реализации процесса переработки природного газа в метанол в условиях моря, выбор рационального способа производства метанола в морских условиях и сформированы требования к морской платформе, результаты которого приведены на рисунке 7.

Процесс переработки природного газа в метанол представлен совокупностью подпроцессов, реализуемых в агрегатах-модулях, устанавливаемых на судне. Соболевым А.Л. разработаны схемы и определены основные параметры подпроцессов, общая схема технологического процесса переработки газа в метанол, схемы компоновочных решений по отдельным функциональным блок-модулям и производственно-технологическому комплексу в целом. На основании технико-экономического анализа разработан общий научный подход и методические основы по формированию оптимальных технических решений по производственному комплексу и МПК в целом. На основе разработанных методов оценки схемных решений предложена оптимизированная схема общего расположения производственно-технологического судна (ПТС) принципиально нового типа. На рисунках 8 и 9 в качестве примера

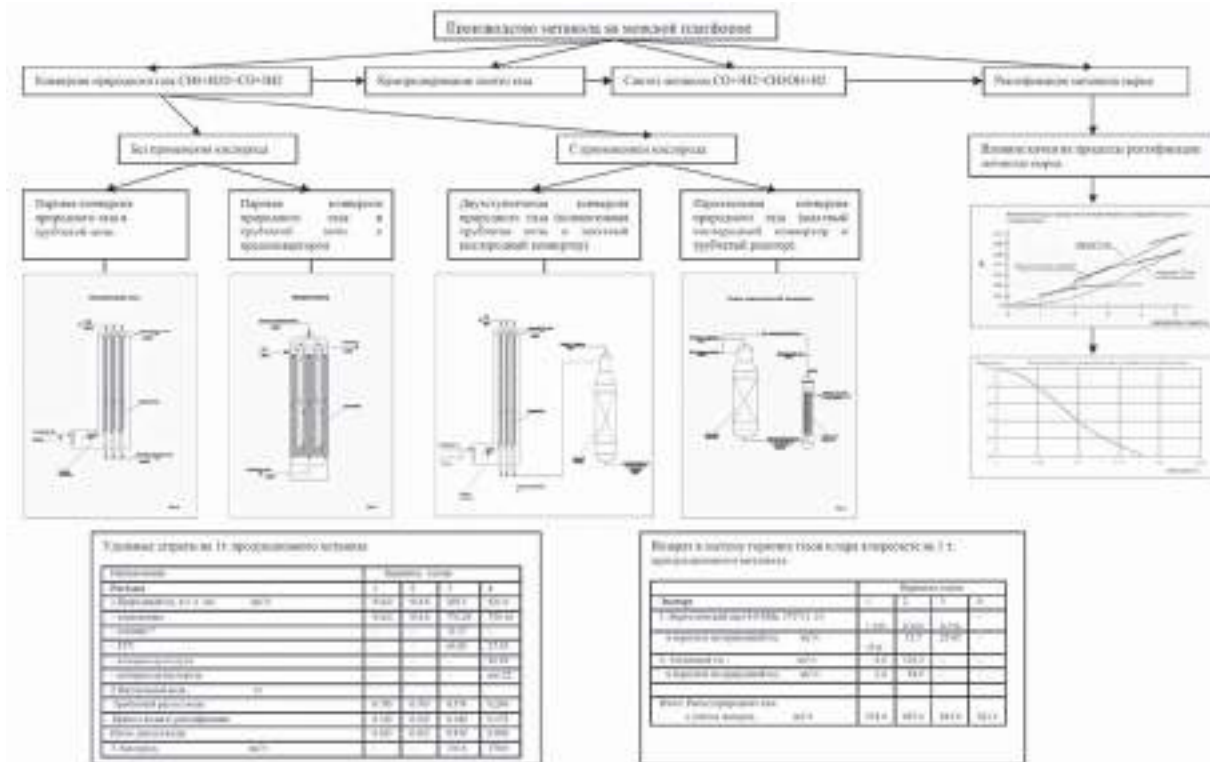


Рисунок 7. Выбор способа производства метанола, формирование требований к морской платформе

Главные размеры и общие характеристики ПТК:

- водоизмещение судна порожнем, т - 65 710
- дедвейт судна, т - 128 720
- водоизмещение полное, т - 194 430
- осадка в полном грузу, м - ок. 14.

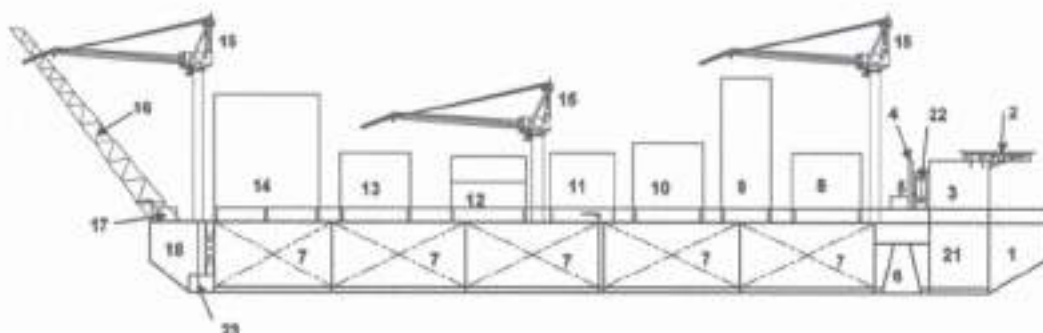


Рисунок 8. Схема оптимизированной компоновки ПТК – продольный разрез

- 1 – фортик; 2 – вертолетная площадка; 3 – жилой комплекс; 4 – защитный экран; 5 – лебедки и вспомогательное оборудование для буя якорно-швартовой системы; 6 – отсек с шахтой для буя; 7 – грузовой трюм; 8 – блок подготовки и очистки газа от серы; 9 – блок ректификации; 10 – блок синтеза метанола; 11 – блок компримирования; 12 – электростанция с блоком утилизации тепла; 13 – блок реформинга; 14 – блок опреснительных установок и водоподготовки; 15 – краны; 16 – бортовое отгрузочное устройство с краном г/п 10 т; 17 – фекальный ствол; 18 – фекальный ствол; 19 – фекальный ствол; 20 – ремонтная мастерская; 21 – отсек-уборка, помещения санитарно-бытовых систем, кладовые и т.п.; 22 – спасательные шлюпки; 23 – грузовое насосное отделение

приведены схема общего расположения и общий вид ПТК с тремя производственными линиями производительностью по метанолу и, соответственно, по газу — 1840 тыс. т в год. Предлагаемая схема учитывает как разработанное компоновочное решение по ПТК, так и размещение на нём хранилища необходимой вместимости, жилого и энергетического комплексов и других функциональных подсистем судна.

В зависимости от размещения и/или типа блока ректификации метанола объем грузовых танков в предлагаемом варианте судна должен составлять при принятой годовой производительности 168 или 189 тыс. м<sup>3</sup>.

Способ обслуживания предлагается вахтовый; смена экипажа — через 2 недели.

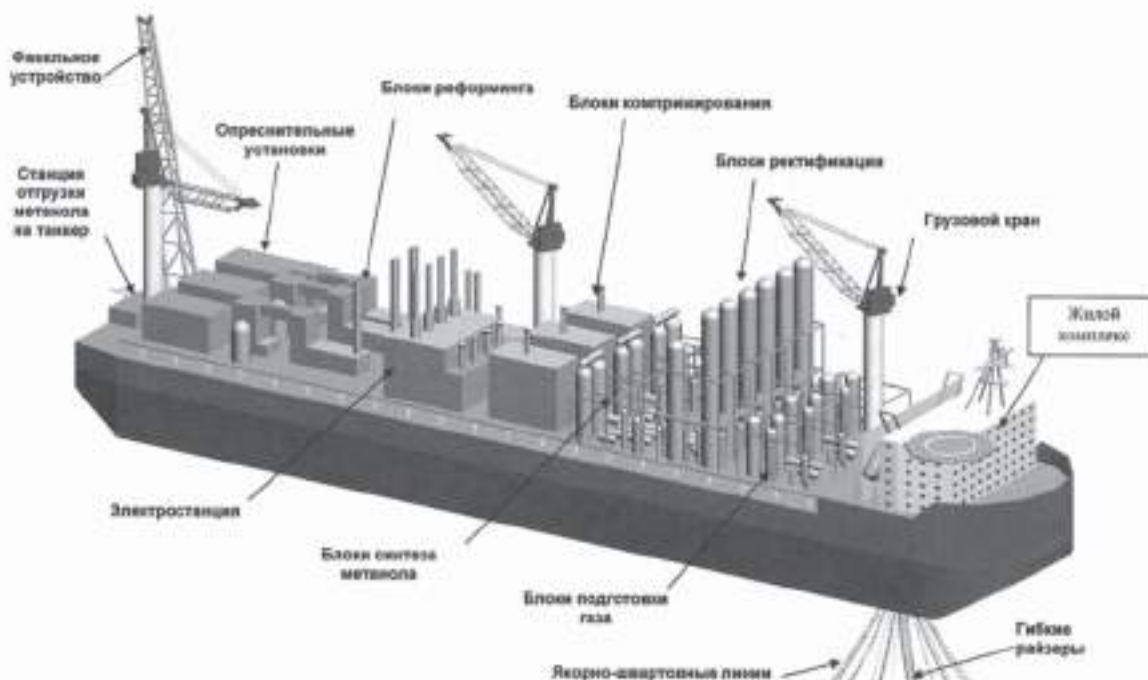


Рисунок 9. Общий вид ПТК

В качестве системы удержания принята система типа STP (Норвегия), обеспечивающая поворот судна на 360°. Способ отгрузки — кильватерный или «борт о борт» — должен быть уточнен на последующей стадии.

Специфические особенности МПТС:

- большой расчетный период эксплуатации (35 лет);

- сложная структура системы, в составе которой используются разнородные технические средства;

- многокритериальность задачи,

требует существенной доработки этих Рекомендаций как в части номенклатуры данных и их представления, так и собственно экономических и инвестиционных показателей вариантов расчетов, укрупненная блок-схема которых представлена на рисунке 10.

Для оценки чистого дисконтированного дохода (ЧДД) — превышения дисконтированных интегральных доходов над дисконтированными интегральными затратами — по вариантам использовалась формула:

$$ЧДД = \sum_t (d_t - z_t) \frac{1}{(1+E)^t} = \sum_t p_t \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (12)$$

где  $d_t$  — доходы на  $t$ -м году расчетного периода, млн. \$

$z_t$  — общие затраты на  $t$ -м году, млн. \$

$p_t$  — прибыль на  $t$ -м году, млн. \$

$E$  — коэффициент дисконтирования или норма дисконта.

По результатам оценки инвестиционных и экономических показателей различных вариантов производственно-транспортной системы для даль-

нейшей проработки рекомендуется вариант, характеризующийся следующими данными:

- тип производственно-технологической платформы — судно турельного типа;

- предпочтительное месторождение — Мурманское;

- вид товарного продукта — метанол-ректификат;

- технология производства — «бескислородная»;

- производительность МПК — 1,84 млн. т метанола в год;

- предпочтительный рынок сбыта — США;

- способ транспортировки — прямые перевозки до экспортного рынка сбыта;

- предпочтительный дефлот танкеров для транспорта метанола — 100 тыс. т.

Рекомендуемый вариант МПТС характеризуется следующими основными экономическими показателями:

- объем капитальных вложений — 1044 млн. \$;

- суммарные производственные издержки за эксплуатационный период — 4845 млн. \$;

- общие затраты за расчетный период — 9039 млн. \$;

- удельные затраты на 1 т продукции — 165,0 \$/т;

- чистый доход (прибыль инвестора) за расчетный период — 7488 млн. \$;

- внутренняя норма доходности (ВНД) — 28,75%;

- срок окупаемости — 7 лет (3 года с начала эксплуатационного периода).

Учитывая принципиальную новизну технологических процессов, реализуемых в условиях моря, особое внимание уделено вопросам охраны окружающей среды.

В таблице 3 представлены виды и качественные характеристики воздействия элементов МПТС на

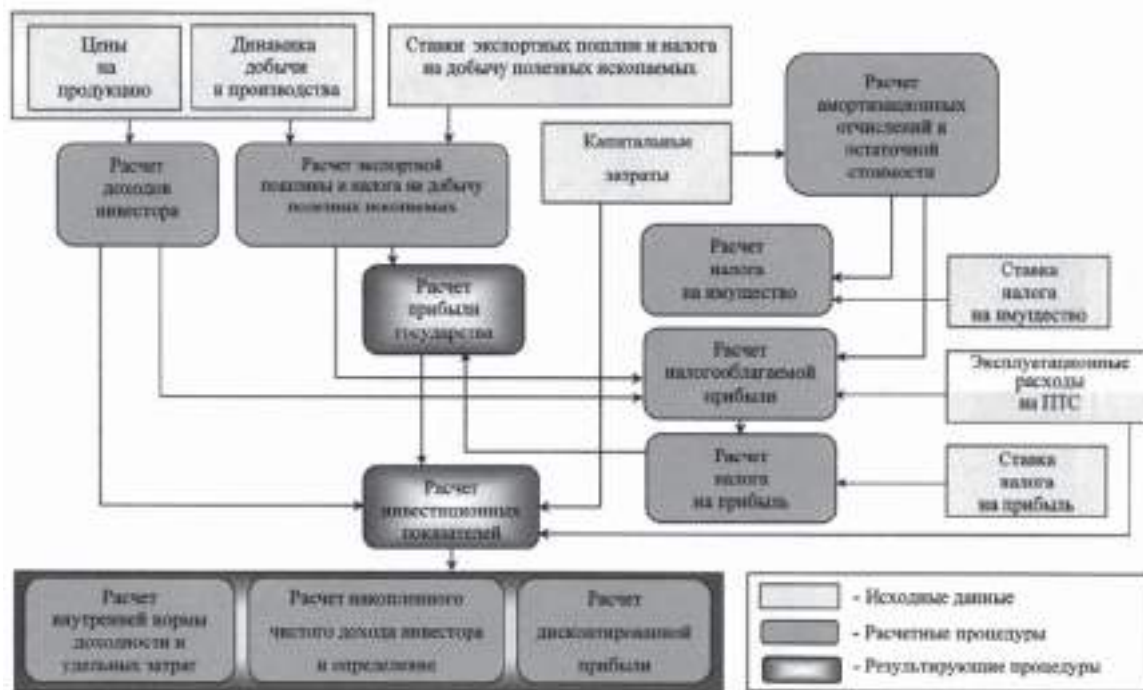


Рисунок 10. Укрупненная схема расчетов основных экономических и инвестиционных показателей ПТС



Таблица 3. Виды и качественные характеристики воздействия МПК на компоненты окружающей среды

Компоненты ОС	Морской производственный комплекс и другие технические средства		Отгрузка и транспортировка
	Установка в море	Эксплуатация	Эксплуатация
Атмосферный воздух	Воздействие слабое	Воздействие СРЕДНЕЕ	Воздействие слабое
Акватория и поверхностные воды	Воздействие слабое	Воздействие СЛАБОЕ	Воздействие СЛАБОЕ
Морское дно	Воздействие СРЕДНЕЕ	Воздействие КРАЙНЕ СЛАБОЕ	Воздействие КРАЙНЕ СЛАБОЕ
Морские биоресурсы	Воздействие СРЕДНЕЕ	Воздействие КРАЙНЕ СЛАБОЕ	Воздействие СЛАБОЕ
Продолжительность воздействия			
	КРАТКОВРЕМЕННОЕ	ДЛИТЕЛЬНОЕ	ДЛИТЕЛЬНОЕ
Масштаб воздействия			
	ЛОКАЛЬНОЕ	ЛОКАЛЬНОЕ	ЛОКАЛЬНОЕ

компоненты окружающей среды. Из-за отсутствия данных по авариям на объектах, подобным МПК, для прогнозирования используются данные DNV по средней частоте аварийных ситуаций на плавучих и стационарных установках шельфа и распределению выбросов по типам объектов. Наиболее вероятные (типичные) аварии на технологическом блоке МПК приведены в таблице 4. Предварительная оценка риска разливов метанола представлена в таблице 5. Результаты исследований по возможному воздействию МПТС на окружающую среду показали, что все виды техногенных воздействий на параметры морской среды при эксплуатации МПК в нормальном (штатном) режиме будут локальными и слабыми, что является дополнительным подтверждением эффек-

тивности предложенного способа переработки природного газа в условиях моря. [4]

**Выводы:**

Основные проблемы освоения газовых месторождений на шельфе арктических морей России связаны: а) с наличием в течении длительного времени льда, периодическим или эпизодическим появлением ледовых образований в районах месторождений; б) с транспортом газа от месторождений на рынки сбыта в связи с удаленностью месторождений от берега и наличием того же льда по трассе. Выявлены перспективы освоения, так называемых, «нерентабельных» месторождений газа, расположенных в районах с эпизодическим появлением

Таблица 4. Типы отказов, вероятность и масштабы выбросов при отказах оборудования

Тип отказа оборудования	Вероятность отказа (инцидента)	Масштабы выброса опасных веществ
Разгерметизация технологических трубопроводов протяженностью не более 30 м	$5 \times 10^{-3}$ на 1 км трубопровода в год	Объем выброса, равный объему трубопровода, ограниченного арматурой, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока
Отказ машинного оборудования (насосы, компрессоры)	$5 \times 10^{-3}$ на 1 км год <sup>-1</sup>	Объем, вытекший через торцевые уплотнения или разрушенный узел за время перекрытия потока
Разгерметизация резервуаров хранения (включая разрыв сварных швов и фланцев трубопроводов обвязки): -полное разрушение -частичное разрушение	$10^{-5}$ в год $10^{-4}$ в год	Полное содержимое резервуара Объем, вытекший через отверстие диаметром 25 мм за время перекрытия потока
Разрыв соединительных рукавов при сливе/наливе	$10^{-3}$ на 1 заправку, $10^{-2}$ на 1 шланг в год	Объем, вытекший через сливное отверстие за время перекрытия потока



Таблица 5. Характер, вероятность и тяжесть последствий аварийной ситуации

Аварийная ситуация	Тип аварийной ситуации по частоте	Тяжесть последствий	Оценка допустимости
Аварийные ситуации на погрузочной системе			
Вылив через фланцевые соединения, запорную арматуру	Вероятный ( $1-10^{-2}$ )	С пренебрежимо малыми последствиями	C
Вылив при разрыве грузового шланга	Возможный ( $10^{-2}-10^{-4}$ )	Некритическая	B
Аварийные ситуации с танкерами и хранилищем (объем аварийного вылива – 2 отсека)			
Челночные танкеры (ЧТ)	Редкий ( $10^{-4} - 10^{-6}$ )	Критическая	B
Хранилище метанола	Редкий ( $10^{-4} - 10^{-6}$ )	Критическая	B
Ограниченный вылив метанола при авариях ЧТ (столкновения танкера с обслуживающим судном, пожары и взрывы на танкере, разрушение корпуса в результате воздействия ветроволновых нагрузок)	Редкий ( $10^{-4} - 10^{-6}$ )	Критическая	B
Посадка на мель ЧТ	Редкий	С пренебрежимо малыми последствиями	D

ледовых образований, которые, наряду со Штокмановским и Мурманским газоконденсатными и другими крупными месторождениями газа на шельфе, в ближайшие годы могут дать существенный вклад в экономику России;

а) разработан и обоснован эффективный способ освоения таких месторождений путем:

— использования морских производственных комплексов (МПК) для переработки природного газа в метанол, цена и спрос на который на мировом рынке растет быстрыми темпами (до 10 процентов в год);

— транспортировки метанола в различные районы мира обычными танкерами.

Целесообразно использование в качестве носителя производственно-технологического комплекса (ПТК) судна турельного типа (суда для добычи углеводородов с морских месторождений, содержащие корпус с приемной полостью, в которой размещена турель с поворотным стыковочным устройством; и имеющие жилой блок, технологический и энергетический комплексы) для освоения серии «нерентабельных» месторождений в Баренцевом море обеспечит практическую независимость морской производственно-транспортной системы (МПТС) от ледовых условий.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Основные направления деятельности ОАО «Газпром» по освоению углеводородных месторождений на шельфе Карского и Баренцева морей // Б.А. Никитин, В.С. Вовк, А.Я. Мандель, В.А. Холодилов. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2004, № 9, С. 51–52.

2. В реализации планируемых работ будут активно участвовать ООО «Газфлот», ООО «ВНИИГАЗ» и другие предприятия ОАО «Газпром» // Геология,

геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2004. Т.9. С. 51–52.

3. Мастобаев Ю.Б. Организация производства нефти на море // «Современные проблемы истории естествознания в области химии, химической технологии и нефтяного дела». Материалы III Международ. науч. конф.. Уфа, 2002, С. 72–73.

4. Соболев А.Л. Вопросы создания принципиально нового морского комплекса по переработке природного газа на месторождении. //Тр. ЦНИИ им. акад.

А.Н. Крылова, 2008. Вып 35 (319). С. 122–128.

*И. В. Сазонов*  
Аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» СевКавГТУ  
*I.V. Sazonov*  
Postgraduate student of Oil-and-Gas Deposit Exploitation Departments, Faculty of Oil and Gas, NCSTU  
e-mail: kelt85@mail.ru  
тел./tel.: (3494)966-020