ЗАО «Восточно-Сибирская газохимическая компания»

Утверждаю

_____

Климентьев А.Ю.
Генеральный директор ЗАО «ВСГХК»

Бизнес-план проекта Производство метанола производительностью 1350 тонн/сутки (первый пусковой комплекс первая очередь газохимического комплекса в Центральном регионе Республики Саха (Якутия)

г. Якутск, июнь 2009 год

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ – РЕЗЮМЕ ПРОЕКТА 6

SWOT АНАЛИЗ ПРОЕКТА 9

ОПИСАНИЕ ПРОЕКТА 10

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОСНОВНЫХ УЧАСТНИКАХ ПРОЕКТА 12

ПРОДУКЦИЯ 14

КОНКУРЕНЦИЯ И АНАЛИЗ РЫНКА СБЫТА 16

Рынок сбыта 16

Логистика метанола 18

Конкуренция 18

Конкуренция с внешними производителями 18

Конкуренция с производителями метанола, расположенными в России 21

Эшелонная стратегия 25

Маркетинг и сбыт 27

Задачи маркетинга 27

Стратегия маркетинга 27

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ПЛАН 28

Характеристика сырья, используемого в предполагаемом производстве 28

Добыча и транспорт природного газа 29

Источник электроэнергии 30

Водоснабжение 31

Обеспеченность кислородом, производство аргона 33

Обеспеченность трудовыми ресурсами 35

Выбор места размещения производства 38

Синергетический эффект проекта производства метанола 42

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА МЕТАНОЛА 44

Выбор и оценка стоимости предполагаемого оборудования 44

Основные технологические решения 44

Описание принятой схемы технологического процесса 45

Автоматизированная система управления 48

Экология и охрана окружающей среды 52

Газовые выбросы 52

Сточные воды 53

Твердые отходы 54

Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду 54

Экологическая политика компании 55

ФИНАНСОВЫЙ ПЛАН 58

Общие положения 58

Основные экономические показатели 58

Единовременные инвестиционные затраты 58

Определение ежегодной выручки от реализации 59

Расчет операционных затрат 59

Интегральные показатели эффективности проекта 63

Условия финансирования и стратегия привлечения финансовых ресурсов ***63***
Стратегия привлечения финансовых ресурсов компании *63*
Работа по организации государственной поддержки проекта *65*

Анализ рисков и влияние кризиса на проект производства метанола в Центральной Якутии ***67***

РЕЗЮМЕ **72**

ПРИЛОЖЕНИЕ №1: ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА РИФОРМИНГА И СИНТЕЗА МЕТАНОЛА **73**

ПРИЛОЖЕНИЕ №2: ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА РЕКТИФИКАЦИИ МЕТАНОЛА **76**

ПРИЛОЖЕНИЕ №3: ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН ГХК ЗАО «ВСГХК» **77**

ПРИЛОЖЕНИЕ №4: СОГЛАШЕНИЯ И ДОГОВОРА, ОКАЗЫВАЮЩИЕ СУЩЕСТВЕННОЕ ВЛИЯНИЕ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТА (ТОЛЬКО В ЭЛЕКТРОННОЙ ВЕРСИИ БИЗНЕС-ПЛАНА) **78**

ПРИЛОЖЕНИЕ №5: КОМАНДА ПРОЕКТА СО СТОРОНЫ ЗАО «ВСГКХ» **79**

Указатель рисунков

Рисунок 1: Прогноз роста потребления метанола в мире до 2012 года **16**
Рисунок 2: Прогноз роста потребления метанола к 2012 году (альтернативные варианты) **16**
Рисунок 3: Исторические цены на метанол **17**
Рисунок 4: Сравнение динамики цен нефть/метанол **17**
Рисунок 5: Прогноз нетто-экспорта (импорта) на мировом рынке до 2015 года **19**
Рисунок 6: Рост спроса на метанол в Китае **20**
Рисунок 7: Прогноз стоимости газа ($/тыс. куб. м) и средней цены реализации метанола ($/т) на примере ОАО «Метафракс» **21**
Рисунок 8: Прогнозные маршруты транспорта природного газа на Дальнем Востоке **25**
Рисунок 9: Принципиальная схема водоподготовки **33**
Рисунок 10: Принципиальная схема ВРУ **33**
Рисунок 11: Варианты размещения ГХК в Центральной Якутии **38**
Рисунок 12: Принципиальная схема производства метанола **45**
Рисунок 13: Принципиальная схема АСУ ГХК **49**
Рисунок 14: Сравнение динамики изменения цен метанола, обменного курса и цены на газ **69**

Указатель таблиц

Таблица I: Цикл стратегического планирования ЗАО «ВСГХК» **6**
Таблица II: Порядок строительства ГХК (очереди и пусковые комплексы) **7**
Таблица III: Показатели эффективности проекта **7**
Таблица IV: Состав Совета директоров ЗАО «ВСГХК» **12**
Таблица V: Требования к метанолу, производимому ЗАО «ВСГХК» **15**
Таблица VI: Объем производства метанола российскими компаниями в 2006 году **21**
Таблица VII: Производимая продукция в газохимических центрах в ДФО (прогноз) **26**
Таблица VIII: Сырьевая база Центрального региона РС (Я) **28**
Таблица IX: Характеристика сырья - состав природного газа **29**
Таблица X: Доступные источники воды и состав воды **31**
Таблица XI: Требование к воде, поставляемой в систему парообразования **32**
Таблица XII: Численность обслуживающего персонала при производстве метанола **36**
Таблица XIII: Средние климатические условия на площадке ГХК **41**
Таблица XIV: Сравнение вариантов обеспечения метанолом Чаяндинского месторождения **42**
Таблица XV: Прямой синергетический эффект ГХК в Центральной Якутии **43**
Таблица XVI: Расходные нормы по производству 1 тонны метанола **45**
Таблица XVII: Катализаторы, использующиеся в производстве метанола **46**
Таблица XVIII: Результаты расчета графика работы ж/д эстакады **48**

Таблица XIX: Организованные отходы и выбросы при производстве метанола 52
Таблица XX: Требования к выбросам NO_x 53
Таблица XXI: Неорганизованные выбросы в атмосферу при производстве метанола 53
Таблица XXII: Единовременные инвестиционные затраты 59
Таблица XXIII: Годовая выручка от реализации ГХК (метанол 1350 тонн/сутки) 59
Таблица XXIV: Расчет фонда оплаты труда (год) 59
Таблица XXV: Прогнозный уровень конкурентоспособных цен на газ на Дальнем Востоке и Восточной Сибири 60
Таблица XXVI: Прогноз оптовой цены на природный газ 60
Таблица XXVII: Сравнение прогнозных цен на природный газ (сценарии) 61
Таблица XXVIII: Показатели эффективности проекта 63
Таблица XXIX: Структура акционерного капитала ЗАО «ВСГХК» 65
Таблица XXX: Сводная таблица налогообложения для проекта ГХК 67

Права собственности и ограничения по обращению настоящего документа
Настоящий документ и информация, сведения, содержащиеся в нем, являются собственностью и составляют коммерческую тайну ЗАО «Восточно-Сибирская газохимическая компания», которое обладает исключительными правами на результаты интеллектуальной деятельности, отраженные в настоящем документе.
Указанная информация является конфиденциальной и не подлежит, каким бы то ни было способом использованию и/или разглашению без письменного разрешения ЗАО «Восточно-Сибирская газохимическая компания».
Распространение любым способом (копирование) настоящего документа без разрешения ЗАО «Восточно-Сибирская газохимическая компания» не допускается.
Использование, разглашение, распространение (копирование) настоящего документа и информации, сведений, содержащихся в нем, осуществляемые без разрешения ЗАО «Восточно-Сибирская газохимическая компания», является незаконным и влечет ответственность, установленную действующим законодательством Российской Федерации.

Список сокращений и терминов:
ОПУ – опытно-промышленная установка по производству 1,5 тыс.т синтетических жидких топлив, 3,5 тыс.т метанола в год
ГХК – газохимический комплекс
СЖТ – синтетические жидкие топлива
СПГ – сжиженный природный газ
НТЦ – научно-технический центр (создаваемый ЗАО «ВСГХК», включающий в себя производство синтетических топлив, метанола, сжиженного природного газа)
СУГ – сжиженный углеводородный газ
ТУ – технические условия
ЗАО «ВСГХК» - Закрытое акционерное общество «Восточно-Сибирская газохимическая компания»
ЯГУ – Якутский государственный университет
РС (Я) – Республика Саха (Якутия)
РФ – Российская Федерация
ИСМ – интегрированная система менеджмента
ГКМ – газоконденсатное месторождение
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
ISO – international standard organization, международный стандарт
EPC контрактор – аббревиатура от Engineering – Procurement – Construction, что является аналогом контрагента, выполняющего строительство «под ключ»
PMC контрактор – аббревиатура Project management consulting, что является аналогом контрагента, оказывающего услуги в части организации и сопровождения проекта

Использованная литература

1. «Декларация (ходатайство) о намерениях инвестирования в строительство газохимического комплекса в Республике Саха (Якутия) (мощность – 450 тыс.т/год метанола, 400 тыс.т/год СЖТ, 200 тыс.т/год аммиака)», ЗАО «ВСГХК» © 2008 год;
2. Бизнес-план строительства производства метанола производительностью 1350 тонн/сутки (первый пусковой комплекс первая очередь газохимического комплекса в Центральном регионе Республики Саха (Якутия), ЗАО «ВСГХК» © 2008 год;
3. Эшелонная стратегия развития газохимического отрасли в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, ЗАО «ВСГХК» © 2008 год;
4. «Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона», ОАО «Газпром», 2007 год;
5. «Российская газовая энциклопедия», Москва, Научное издательство «Большая Российская энциклопедия», 2004;
6. Инвестиционная стратегия развития ЗАО «Восточно-Сибирская газохимическая компания», июль 2007 год;
7. «Налоговый кодекс Российской Федерации» (НК РФ) Часть 1; от 31.07.1998 N 146-ФЗ;
8. «Налоговый кодекс Российской Федерации» (НК РФ) Часть 2 от 05.08.2000 N 117-ФЗ;
9. Закон Российской Федерации «О налогах на имущество физических лиц» от 09.12.1991 N 2003-1;
10. «Бюджетный кодекс Российской Федерации» (БК РФ) от 31.07.1998 N 145-ФЗ;
11. Закон Республики Саха (Якутия) «Об инвестиционной деятельности в РС (Я)» от 30.05.2006 г. № 347-З N 709-III;
12. Федеральный закон «Об инвестиционной деятельности в РФ, осуществляемой в форме капитальных вложений» № 39-ФЗ от 25.02.1999 г. (ФЗ);
13. Закон Республики Саха (Якутия) «Об иностранных инвестициях в РС (Я)» от 22.12.1992 г. N 1270-XII;
14. Федеральный закон «Об иностранных инвестициях в Российской Федерации» от 09.07.1999 N 160-ФЗ;
15. Федеральный закон «О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства» от 29.04.2008 года N 57-ФЗ.

Введение – резюме проекта

Обсуждение и оценка возможностей переработки природного газа на территории Республики Саха (Якутия) началась еще в 1998 году.
Для практической реализации проектов переработки газа 16 февраля 2007 года создано ЗАО «Восточно-Сибирская газохимическая компания», которая является организатором и инвестором проекта.
Разработка проекта создания газохимического производства была начата с 12 апреля 2007 года согласно Протокола № 10 Совета по науке и технической политике при Президенте Республики Саха (Якутия).

В своей деятельности ЗАО «ВСГХК» действует согласно:
- генеральному соглашению с ОАО «ОМЗ (группа Уралмаш-Ижора)» (Приложение № 4-1);
- генеральному соглашению с ОАО «Сахатранснефтегаз» (Приложение № 4-2);
- генеральному соглашению с ООО «Восточный нефтехимический терминал» (Приложение № 4-3).

Портфель проектов ЗАО «ВСГХК», реализуемых в рамках создания Газохимического комплекса Республики Саха (Якутия), включает в себя:
1. строительство и эксплуатация опытно-промышленной установки с производством 3.5 тыс.тн. метанола и 1.5 тыс.тн. нефтепродуктов в год до конца 2009 года;
2. строительство газохимического комплекса в составе 400 тыс.тн. нефтепродуктов в год, 450 тыс.тн. метанола (с расширением до 1.5 млн.тн.) и 200 тыс.тн. аммиака со сдачей в эксплуатацию в период с 2012 по 2016 год.

Таблица I: Цикл стратегического планирования ЗАО «ВСГХК»

Период			**Первая очередь**	Продукт	V пр-ва	Название этапа и его стоимость		
SR 2009-2012			первый пусковой комплекс	метанол	450	Бизнес-план 6,5 млрд.руб.		
			второй пусковой комплекс	метанол	450			
			третий пусковой комплекс	метанол	450			
	MR 2012-2016		**Вторая очередь**				Декларация о намерениях 2 млрд. $	
			четвертый пусковой комплекс	СЖТ	400			
			пятый пусковой комплекс	аммиак	200			
		LR 2016-2025	Обеспечение долгосрочных конкурентных преимуществ и стратегия развития компании					Эшелонная стратегия до 10 млрд. $

Источник информации: ЗАО «ВСГХК»

Реализация проекта переработки природного газа в Центральной Якутии позволит помимо создания новых рабочих мест и современного производства достичь следующего:
- повышение эффективности имеющихся мощностей в газовой промышленности РС (Я);
- получение отечественными производителями доли на рынках химической продукции в странах АТР. Т.е. в регионе, на котором существующие российские производители практически не представлены;
- расширение видов продукции по сравнению с вариантом Восток-50, изложенным в программе создания единой системы газоснабжения в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке;
- создание условий для организации газодобычи на Чаяндинском месторождении: ГХК в Центральной Якутии будет оптимальным поставщиком метанола для месторождений Западной Якутии.

Проект поддержан Правительством Республики Саха (Якутия) и муниципальными властями и включен в «Схему комплексного развития производительных сил, транспорта и энергетики Республики Саха (Якутия) до 2020 года». При реализации проекта муниципальные власти готовы оказывать фискальную поддержку.

Все этапы проекта, начиная от сырьевой базы, инфраструктуры по добыче, транспорту природного газа, инфраструктуры по вывозу и распределению готовой продукции уже подготовлены к работе и имеют необходимые мощности и резервы.

За счет достигнутых ЗАО «ВСГХК» результатов, использования резервов в инфраструктуре запуск производства возможен уже в 2012 году.

Производство метанола является первым пусковым комплексом предполагаемого газохимического центра, на котором будет перерабатываться до 2,5 млрд.куб.м природного газа и производиться до 2,2 млн.тонн продукции, имеющей сбыт как на рынках Российской Федерации, так и на международном рынке.

Таблица II: Порядок строительства ГХК (очереди и пусковые комплексы)

Этап	Производимая продукция	Объем производства, тыс.т/год	Потребление				Численность персонала	Ожидаемый срок ввода
			природный газ, млн.м^3	вода, тыс.м^3	кислород, тыс.м^3	установленная мощность, МВт		
первая очередь		**1350**	**1080**	**1350**	**405**	**93**	**678**	
1-й пусковой комплекс	метанол	450	360	450	135	31	278	2012
2-й пусковой комплекс		450	360	450	135	31	200	2013
3-й пусковой комплекс		450	360	450	135	31	200	2014
вторая очередь			**1000**	**1510**	**490**	**75**	**556**	
4-й пусковой комплекс	синтетические топлива	400	1000	1 400	490	60	400	2015
5-й пусковой комплекс	аммиак (генерация электроэнергии)	200 (40-50 МВт)	-	110	-	15	156	2016
Всего			**2080**	**2860**	**895**	**168**	**1234**	

Источник информации: оценки ЗАО «ВСГХК»

Реализация проекта пятью пусковыми комплексами позволит привлечь финансирование наиболее оптимальным способом и вовремя среагировать на изменение рыночной ситуации и уровня конкуренции в каждом сегменте рынка сбыта, поэтапно подготовить персонал для работы на комплексе.

Проект характеризуется положительными экономическими показателями.

Таблица III: Показатели эффективности проекта

Простой срок окупаемости, лет	7,6
Внутренняя норма прибыли, IRR	24 %
Реальная ставка дисконтирования	5 %
Чистая текущая стоимость проекта, NPV, млн.руб.	6 327
Рентабельность инвестиций, NPVR	77 %
Дисконтированный срок окупаемости, лет	9,4

Источник информации: ЗАО «ВСГХК»

При оценке эффективности проекта использовались следующие параметры расчета:

- расчет проводился в постоянных ценах;
- проект финансируется за счет заемных средств;
- реальная ставка дисконтирования принимается 5 %;

- горизонт расчета по проекту 20 лет;
- объем инвестиций составляет 6 500 млн.руб. (150 млн.евро);
- цена реализации 1 тн. метанола принята 150 $/тонна на условиях FOB Якутск.

Финансовые оценки проекта приведены в Приложении № 4-12.

Проект полностью обеспечен сырьем. Поставщиком природного газа выступает ОАО «Сахатранснефтегаз». ЗАО «ВСГХК» имеет заключенные договора с поставщиком газа с необходимым объемом потребления в течение всего срока жизни проекта.

Проект строительства ГХК, реализуемый ЗАО «ВСГХК», характеризуются высокой экономической эффективностью, социальной значимостью, приемлемым сроком окупаемости.
Современное производство будет полностью удовлетворять всем экологическим нормам и требованиям.
Реализация проекта позволит обеспечить обратную загрузку строящейся железной дороги. Увеличение объемов потребления природного газа в Центральном регионе РС (Я) позволит ликвидировать сезонность добычи и транспорта природного газа, а также приведет к снижению темпов роста цены и тарифов на природный газ.

Необходимо учесть, что реализация проектов переработки природного газа на территории Республики Саха (Якутия), т.е. на территории богатой запасами нефти и природного газа, осуществляются на основе месторождений, использование которых затруднено в связи с неразвитостью инфраструктуры. Предлагаемый проект может внести значительный вклад в социально-экономическое развитие как Республики Саха (Якутия), так и Дальнего Востока и Восточной Сибири. При этом вклад будет не только по объему возможных инвестиций и возможному экономическому эффекту, но и с точки зрения формирования новой экономической модели освоения нефтегазовых ресурсов – создание мощных нефтехимических и газохимических производств.

ЗАО «ВСГХК» предлагает к реализации ЭШЕЛОННУЮ СТРАТЕГИЮ развития газохимической отрасли в ДФО.
ЭШЕЛОННАЯ СТРАТЕГИЯ обеспечивает согласованное развитие отрасли с реализацией единой политики в областях:
- маркетинга;
- технологии;
- производимой продукции;
- подготовки кадров.

Проект переработки природного газа в Якутии и ЭШЕЛОННАЯ СТРАТЕГИЯ обеспечивают долгосрочное развитие и планирование как по территориям, времени строительства газохимических центров, так и по качественному развитию отрасли в направлении непрерывного увеличения глубины переработки.

Реализация проекта позволит перейти от потребления и экспорта необработанного сырья к производству высокотехнологичных продуктов глубокой переработки с увеличенной добавленной стоимостью. Химическая переработка природного газа позволит сформировать принципиально новое отношение к использованию газовых ресурсов не только в Республике Саха (Якутия), но и на всем Дальнем Востоке и Восточной Сибири, а также получить долю на быстрорастущем рынке метанола в странах АТР.

Наличие эффективной технологии переработки природного газа в экстремально холодных условиях позволит достичь конкурентных преимуществ не только отдельной компании, но и страны в целом при освоении месторождений Восточной Сибири, Крайнего Севера и арктического шельфа.
Считаем, что проект, опирающийся на скрытые и неиспользованные резервы регионов ДФО, может стать примером реализации крупных перерабатывающих проектов в условиях глобального экономического кризиса и выступить в качестве одной из значимых мер, обеспечивающих повышение благосостояния населения Российской Федерации.

SWOT анализ проекта

Сильные стороны

- проекты, реализуемые компанией, поддерживаются администрацией РС (Я) и входят в «Схему комплексного развития производительных сил, транспорта и энергетики Республики Саха (Якутия) до 2020 года», проект поддержан на заседании Комитета по проблемам Севера и Дальнего Востока Государственной Думы Федерального Собрания Российской Федерации;
- цены на природный газ ниже среднероссийского уровня;
- проект компании обеспечен сырьем на долгосрочный период времени;
- газотранспортная система и мощности по добыче природного газа позволяют без дополнительных затрат увеличить объем добычи и поставки газа;
- основное сырье – природный газ, используемый в производстве, является доступным сырьем;
- выгодное географическое местоположение по сравнению с существующими производителями метанола для организации поставок продукции в страны АТР;
- метанол имеет стабильный платежеспособный спрос.

Слабые стороны

- монополия поставок газа;
- отсутствие опыта строительства и эксплуатации химических производств в регионе;
- сложные климатические условия.

Возможности

- производство электроэнергии и развитие дальнейшей переработки метанола;
- существенное снижение темпов роста цен на природный газ (основное сырье) в случае реализации проекта среднего размера с переработкой от 400 млн.м^3 в год;
- состав природного газа позволяет производить этилен.

Угрозы

- в случае задержки реализации проекта, развитие перерабатывающих мощностей по производству метанола в Юго-Восточной Азии и на Ближнем Востоке может составить серьезную ценовую конкуренцию производимым в Якутии продуктам газохимической переработки.

Описание проекта

Постановка задачи

В настоящее время в центральном регионе Республики Саха (Якутия) на Средневилюйском газоконденсатном месторождении (ГКМ) возможна добыча более 2.1 млрд.м^3 природного газа в год. В случае завершения строительства 3-й нитки магистрального газопровода до г. Якутск возможность транспорта природного газа увеличится до 4 млрд.м^3 в год. . В настоящее время годовое потребление природного газа в Центральной Якутии составляет порядка 1.4 млрд. м^3. Безотходная газохимическая переработка позволяет производить метанол, являющийся ценным химическим продуктом.

Проекты, связанные с переработкой сырья и производством продукции с высокой добавленной стоимостью являются актуальными для любого региона России и, особенно, для богатой природными ресурсами Республики Саха (Якутия).

ЗАО «ВСГХК» приступило к разработке проекта строительства первой очереди газохимического комплекса – производство метанола мощностью 1350 тонн/сутки (450 тыс.тонн в год) в условиях строительства «с нуля» (green field) в Центральном регионе Республики Саха (Якутия). По утвержденному календарному плану завершение строительство ожидается в начале 2012 года.

Срок проектирования 12 мес. Общий срок строительства 40 мес.

Площадка для строительства 1х1 км (площадь всего комплекса). Площадка расположена на расстоянии 20 км от города Якутска.

Стоимость проекта 150 млн.евро (6 500 млн.руб.)

Цель бизнес-плана

Настоящий бизнес-план составлен с целью оценки экономической эффективности создания нового производства с газохимической переработкой природного газа.

Выбранная схема проектирования в виде 3-х пусковых комплексов позволяет поэтапно вводить мощности по переработке. В последующем, производство метанола может быть увеличено до 1.5 млн.т/год, на той же площадке планируется построить завод СЖТ производительностью 400 тыс.т нефтепродуктов в год и установку по производству аммиака производительностью 200 тыс.т в год.

Сильные стороны проекта

Рациональное использование существующих ресурсов углеводородного сырья с экспортом из республики дорогостоящего продукта, пользующегося спросом на российском и на мировом рынках.

Получение максимальной экономической эффективности от переработки природного газа с получением продукции, отвечающей широким потребительским качествам.

Основные потенциальные потребители продукции

Газодобывающие предприятия Восточной Сибири и Дальнего Востока, специализированные потребители в странах АТР (нефтехимические трейдеры, химические предприятия).

Конкуренция

Конкуренция будет как с российскими производителями метанола, так и с иностранными, расположенными в Китае, Юго-Восточной Азии, на Ближнем Востоке.

Организация производства

Предполагается закупка, монтаж и пуск в эксплуатацию оборудования для метанольного производства. Номинальная мощность первого пускового комплекса 1350 тонн в сутки. Второй и третий пусковой комплекс позволяют увеличить производство до 1.35 млн.т в год.

Эффективность проекта

Проект полностью будет финансироваться за счет привлеченных инвестиционных ресурсов.

В настоящее время проектная документация находится в стадии разработки.

Проект может быть реализован через механизм частно-государственного партнерства (ЧГП).
Для проекта газохимического комплекса в Центральном регионе Республики Саха (Якутия) объектами ЧГП могут стать:
- энергогенерирующие мощности (163 – 200 МВт);
- объекты водоподготовки (до 3 млн.м3 в год);
- мощности по очистке стоков (до 3 млн.м3 в год);
- железнодорожный путь до площадки строительства (до 10 км);
- автомобильные дороги (до 20 км);
- объекты социальной сферы (школа, больница, поликлиника, детские сады и т.п.).

В случае реализации проекта в течение 20 лет будет произведено более 9 млн.тн. высоколиквидной дорогостоящей продукции. Общий объем реализации превысит 1 000 млн. $.
Дополнительно будет создано более 300 дополнительных рабочих мест.
Будет создано уникальное для Дальневосточного региона России производство, на котором будут работать высокооплачиваемые квалифицированные специалисты.
Газовая промышленность получит принципиально новое направление развития.

Проект является фундаментальным для развития газовой промышленности в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. В целом подготовленная инфраструктура для создания химической переработки газа в Центральной Якутии позволяет уже в 2012 году запустить перерабатывающее производство, что даст отрасли преимущество в развитии в 6 – 8 лет, что позволит значительно раньше выйти на рынок стран АТР, подготовить квалифицированный персонал и получить существенные конкурентные преимущества по переработке углеводородов в Арктике.

Участие инвестора в проекте обеспечит технологическое и временное лидерство России в переработке газа в условиях Крайнего Севера, созданная производственная и кадровая база повысит эффективность и снизит риски программы создания единой системы добычи и транспорта природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

Информация об основных участниках проекта

Основным видом деятельности является реализация проектов переработки природного газа на территории Республики Саха (Якутия).
ЗАО «Восточно-Сибирская газохимическая компания» стала первой компанией, которая приступила к реализации проектов газохимической переработки природного газа по технологии GTL в России.
Миссия компании сформулирована как «формирование нового подхода к использованию природного газа в народном хозяйстве. Создание полноценного цикла газохимической переработки природного газа с постоянным углублением степени переработки будут означать смену вектора использования природного газа с топливного на сырьевое. «ПРИРОДНЫЙ ГАЗ – МАТЕРИАЛ 21 ВЕКА!».

Юридический адрес	Россия, Республика Саха (Якутия), пос. Жатай ул. Северная, д. 29
Генеральный Директор	Климентьев Александр Юрьевич
Количество сотрудников	10 человек
Дата регистрации	16.02.2007
Телефон	(4112) 44-75-17
Факс	(4112) 44-75-17
E-mail	esgpc@mail.ru
Web-site	www.esgpc.ru

ЗАО «ВСГХК» владеет лицензией на осуществление строительства зданий и сооружений I и II уровней ответственности в соответствии с государственным стандартом. Лицензия Е 054951 № ГС-7-14-02-27-0-1435184073-003351-1 от 10 апреля 2008 г, выдана Федеральным агентством по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству.
Виды работ:
- геодезические работы выполняемые на строительных площадках;
- подготовительные работы;
- выполнение функций заказчика застройщика.

Уставный капитал общества составляет 1.005 млн.руб. и разделен на 1.005 млн. обыкновенных акций номинальной стоимостью 1 руб. каждая. Уставный капитал общества составляет 1 005 тыс. руб.
Первый выпуск акций зарегистрирован в РО ФСФР России по ДФО 25.04.2007 г. за номером 1-01-58122-N.
Второй выпуск акций зарегистрирован в РО ФСФР России по ДФО 23.10.2007 за номером 1-01-58122-N-001D.

Таблица IV: Состав Совета директоров ЗАО «ВСГХК»

	ФИО	Должность
Председатель совета директоров	Сафронов Александр Федотович	член-корреспондент РАН Председатель Президиума ЯНЦ СО РАН
Член совета директоров	Климентьев Александр Юрьевич	Генеральный директор ЗАО «ВСГХК»
Член совета директоров	Василькова Мария Викторовна	Представитель ООО «Бритиш»
Член совета директоров	Максимов Валерий Иванович	Первый заместитель министра промышленности РС (Я)
Член совета директоров	Федотов Андрей Сандаминович	Представитель ООО «Бритиш»
Член совета директоров	Романов Владимир Петрович	Главный инженер ЗАО «ВСГХК»
Член совета директоров	Румянцев Василий Васильевич	Заместитель генерального директора ОАО «Сахатранснефтегаз»

Источник информации: ЗАО «ВСГХК»

При реализации проекта компания осуществляет взаимодействие по поставкам сырья

1. Генеральное соглашение о сотрудничестве с ОАО «Сахатранснефтегаз» № 125/07-хоз от 15 марта 2007 года;
2. Договор на поставку природного газа № 124/07-хоз от 15 марта 2007 года;
3. Договор об оказании услуг по транспортировке газа № 126/07-хоз от 15 марта 207 года;
4. Договор купли-продажи газа № 127/07-хоз от 15 марта 2007 года;

по технологиям переработки

5. Контракт с Haldor Topsoe № S-01759 на лицензию и инжиниринговые услуги по подготовке пакета базовой проектной документации от 24 апреля 2008 года;
6. Соглашение о сотрудничестве по оценке применимости процесса Japan-GTL для ЗАО «ВСГХК» с JOGMEC от 7 апреля 2009 года;

по производству оборудования

7. Генеральное соглашение о сотрудничестве с ОАО «Объединенные машиностроительные заводы (группа Уралмаш-Ижора)» от 12 апреля 2007 года
8. Генеральное соглашение о сотрудничестве с Cheteng Engineering от 14 окртября 2008 года

по подготовке персонала

9. Соглашение о сотрудничестве в сфере образования с ГОУ ВПО « Якутский государственный университет имени М.К. Аммосова» от 20 февраля 2008 года

по рынкам сбыта

10. Предварительный рамочный договор на поставку метанола с компанией «Соджиц Корпорейшн» (Япония) от 5 декаря 2007 года
11. Письмо-подтверждение Kolmar Group AG на приобретение метанола

по независимому сопровождению проекта

12. Договор на разработку документации на этапе анализа достижения прибыльности с Jacobs Consultance от 20 марта 2009 года

по логистике и распределению продукции

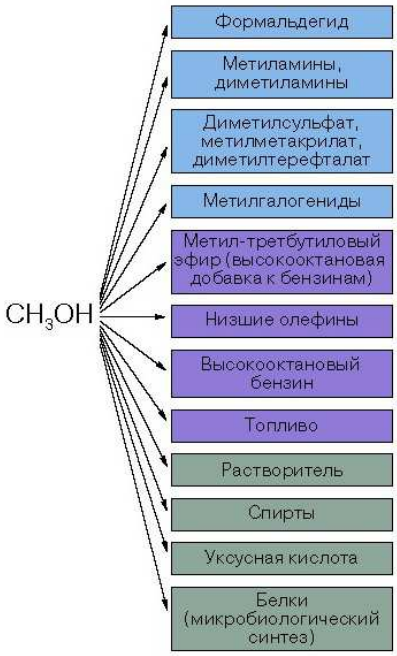
13. Генеральное соглашение о сотрудничестве с ОАО «Саханефтегазсбыт» 2007 год
14. Генеральное соглашение о сотрудничестве с ООО «Восточный нефтехимический терминал» от 1 апреля 2008 года

Продукция

Метанол – легковоспламеняющаяся жидкость (CH_3OH) является простейшим представителем предельных одноатомных спиртов. В свободном состоянии в природе встречается редко и в очень небольших количествах (например, в эфирных маслах).
Синонимы: метиловый спирт, метилгидрат, древесный спирт, гидрооксид метила
Молекулярная масса – 32,04 кг/кмоль
Плотность паров по воздуху – 1,1
Плотность жидкости при 25С^0 – 786,9 кг/м^3
Температура:
− кипения – «плюс» 64.9 С^0
− плавления – «минус» 97.8 С^0

Метанол по степени воздействия на организм человека относится к умеренно опасным веществам (3-й класс опасности) по ГОСТ 12.1.005. В этот же класс опасности попадают и пищевая сода, пищевая соль, канифоль, уксусная кислота (ГОСТ 12.1005, Гигиенические нормативы 2.2.5.1313-03) и многие другие широко распространенные вещества, которые используются человеком ежедневно в умеренных дозах.
Однако уже 50 мл метанола могут вызвать смерть человека. Основную опасность представляет запах метанола, который похож на запах пищевого спирта. Для предупреждения человека о том, что это не пищевой спирт и делается надпись «МЕТАНОЛ – ЯД».
В штатном режиме работы не происходит контакта метанола с окружающей средой, как в жидком, так и в газообразном виде. Хранение под азотной подушкой и использование устройств рекуперации паров позволяет избежать попадания метанола в окружающую среду при хранении и наливе в цистерны.
Соблюдение техники безопасности при производстве метанола позволяет снизить к минимуму вероятность возникновения аварии и, следовательно, воздействия на окружающую среду и на человека.

Метанол используется как сырье для производства значительного количества веществ, а также для предотвращения гидратообразования при добыче и транспорте природного газа.
Традиционное использование метанола происходит при производстве формальдегида, уксусной кислоты, метиламинов, метилметакрилатов, которые используются для производства красок, пластиков, тканей, резины, при производстве клеящих веществ.
Перспективными направлениями использования метанола являются очистка загрязненных вод, производство биодизеля, непосредственно в качестве топлива, для производства топливных элементов, производство СТС (спирто-топливные смеси).



В связи с тем, что производимый метанол будет позиционироваться на мировом рынке исключительно как высококачественный продукт, который можно без дополнительных действий использовать для производства продукции тонкой химии, при подписании контракта с Haldor Topsoe, были ужесточены требования по сравнению с требованиями к метанолу по ГОСТ 2222-95, к получаемому метанола по показателям:
1. массовой доли метанола (уточнение: ГОСТ не определяет минимальную долю метанола);
2. массовой доли альдегидов и кетонов (на 33 %);
3. массовой доли этанола (в 10 раз).

Таблица V: Требования к метанолу, производимому ЗАО «ВСГХК»

Наименование показателя	Норма	Метод анализа
Массовая доля метанола, % не менее	99,85	IMPCA 001-02
Внешний вид	Бесцветная прозрачная жидкость без нерастворимых примесей	По пункту 6.3. ГОСТа 2222-95
Плотность при 20 ^{o}C, г/см^{3}	0,791÷0,792	По пункту 6.4. ГОСТа 2222-95
Смешиваемость с водой	Смешивается с водой без следов помутнения и опалесценции	По пункту 6.5. ГОСТа 2222-95
Температурные пределы		
а) предел кипения, °С	64,0÷65,5	По ГОСТ 25742.1
б) 99% продукта перегоняется в пределах, °С не более	0,8	
Массовая доля воды, % не более	0,05	По пункту 6.6. ГОСТа 2222-95
Массовая доля свободных кислот в пересчете на муравьиную кислоту, % не более	0,0015	По ГОСТ 25742.2
Массовая доля альдегидов и кетонов в пересчете на ацетон, % не более	0,002	ASTM E-346-99
Массовая доля летучих соединений железа в пересчете на железо, % не более	0,00001	По ГОСТ 25742.8
Перманганатная проба, не обесцвечивается	60	По ГОСТ 25742.5
Массовая доля аммиака и аминосоединений в пересчете на аммиак, % не более	0,00001	По ГОСТ 25742.7
Массовая доля хлора, % не более	0,0001	По ГОСТ 25742.6
Массовая доля серы, %, не более	0,0001	По ГОСТ 25742.3
Массовая доля нелетучего остатка после испарения, %, не более	0,001	По пункту 6.8. ГОСТа 2222-95
Удельная электропроводность, См/м, не более	$3 \cdot 10^{-5}$	По пункту 6.9. ГОСТа 2222-95
Массовая доля этилового спирта, % не более	0,001	IMPCA 001-02
Цветность по платино-кобальтовой шкале, не более	5	По пункту 6.10. ГОСТа 2222-95

Источник информации: ЗАО «ВСГХК», Haldor Topsoe

ЗАО «ВСГХК» будет соблюдать самые высокие требования к качеству продукции. Политика в области качества ЗАО «ВСГХК» – обеспечивать выполнение требований и ожиданий потребителей при производстве продуктов газохимической переработки природного газа. Компания производит и поставляет продукцию в соответствии с установленными правилами, кодами и стандартами, уделяя особое внимание надежности и безопасности, чтобы максимально ограничить любые неблагоприятные последствия на людей и окружающую среду.

Выполнение принятых обязательств обеспечивается:

- постоянным изучением потребностей рынка;
- соблюдением требований охраны окружающей среды;
- профессиональным инжинирингом при реализации новых проектов;
- систематическим обучением сотрудников.

Для постоянной поддержки этой политики создано управление качества, которое отвечает за разработку и функционирование системы менеджмента качества в соответствии с международным стандартом ISO 9001. Управление качества административно независимо от других подразделений и уполномочено проверять выполнение требований системы менеджмента качества любым подразделением или сотрудником, а также инициировать меры, способствующие повышению результативности СМК.

ЗАО «ВГСХК» убеждено, что осуществление данной политики – наилучший путь, позволяющей нашей компании в течение 4-5 лет перейти к крупномасштабной переработке природного газа и создать необходимые условия для выхода на мировой рынок и на рынки Дальневосточного федерального округа, вовлечь в производственный цикл независимых производителей природного газа, стать лидером газохимической отрасли России и стран АТР, обеспечить интересы акционеров и сотрудников.

Конкуренция и анализ рынка сбыта

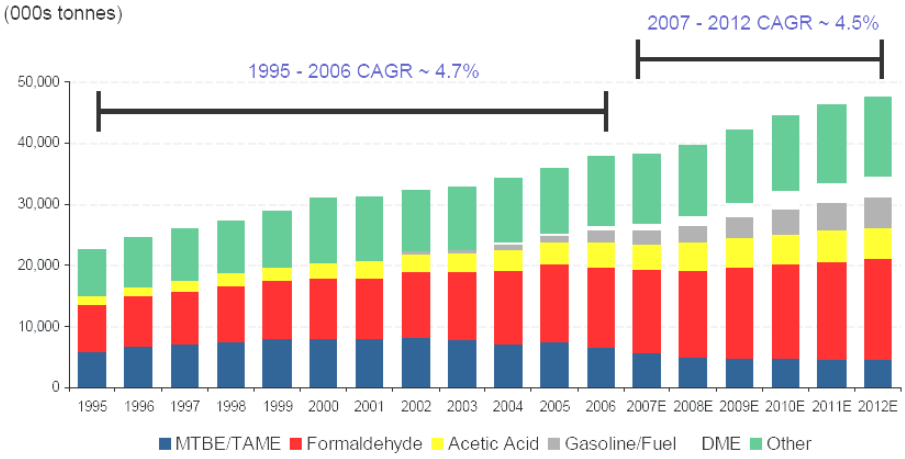
Рынок сбыта

ЗАО «ВСГХК» рассматривает в качестве рынка сбыта продажи потребителям в странах АТР и будущие российские производители природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

Рынок сбыта метанола в Северо-Восточной Азии характеризуется:

- высокими темпами роста;
- достаточно большое количество потребителей в разных странах;
- на рынке незначительное количество собственных производителей;
- рынок стран АТР помимо традиционного использования метанола также является центром роста новых сегментов использования метанола: диметиловый эфир, топливные элементы, биодизель.

Рисунок 1: Прогноз роста потребления метанола в мире до 2012 года



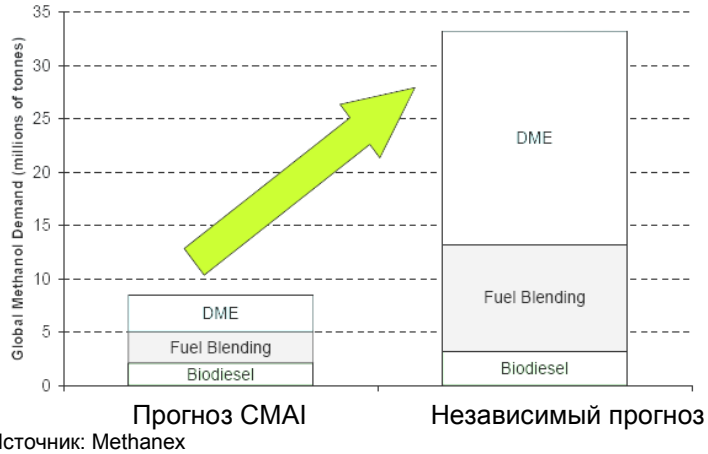
Источник: CMAI
в прогнозе исключено использование 5.8 млн.тонн для производства олефинов и пропилена в 2009-2012 годах.

По оценкам CMAI до 2015 года спрос на метанол в странах АТР вырастет на 10 млн.тонн, что выводит этот рынок сбыта на наибольшие годовые темпы роста.

Одним из важнейших факторов роста потребления и цен на метанол является топливное направление:

1. производство биодизеля
2. ДМЭ (диметилового эфира)
3. топливные смеси и кислородсодержащие присадки

Рисунок 2: Прогноз роста потребления метанола к 2012 году (альтернативные варианты)



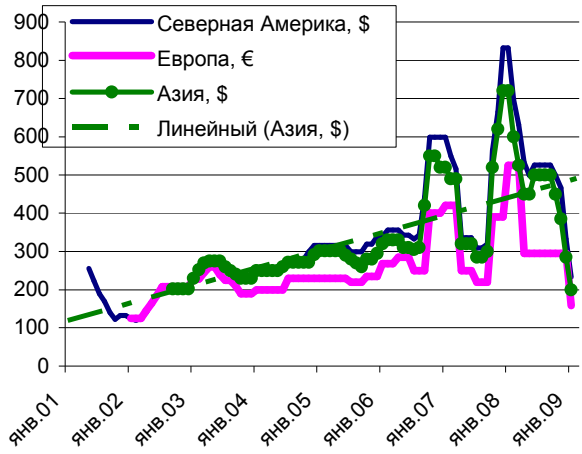
Источник: Methanex

CMAI прогнозирует ежегодный рост спроса на метанол в размере 4.5 %, делая консервативный прогноз в растущих сегментах рынка.
Независимые организации (International DME Association (DME), JJ&A (биодизель)) дают прогноз значительного роста потребления метанола для энергетических нужд, что обеспечивает 10 % ежегодный прирост потребления.

Цены на метанол в течение последних 7 лет постоянно растут.

Рисунок 3: Исторические цены на метанол

Средние цены	Северная Америка, $	Европа, €	Азия, $
2001	171		
2002	175	177	202
2003	249	224	252
2004	270	215	264
2005	314	229	289
2006	417	301	382
2007	473	331	433
2008	550	353	489
2009	233	159	200

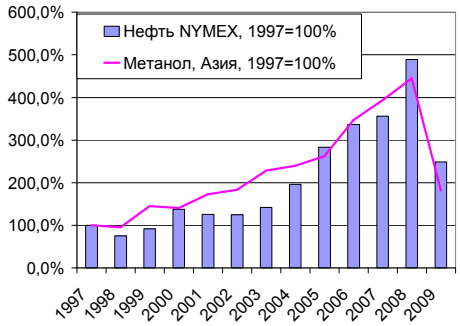


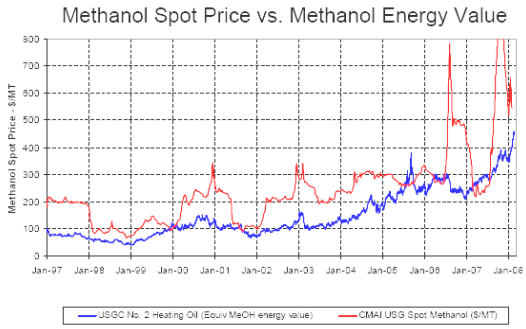
Источник информации: оценки ЗАО «ВСГХК», Methanex

Ведущие аналитические агентства постоянно повышают долгосрочные прогнозы цен на метанол:
CMAI 225 $/тонна (рост на 50 $) на 2011 год;
Jim Jordan & Association 299 $/тонна (рост на 30 $) на 2012 год.
Основными причинами для постоянного повышения прогнозов являются:
1. высокие капитальные затраты;
2. повышение цен на исходное сырье для производства (природный газ);
3. растущие затраты на источники энергии;
4. растущий спрос на метанол для энергетических нужд.

В течение последних 11 лет между ценами на сырую нефть и метанол существует сильная корреляция.

Рисунок 4: Сравнение динамики цен нефть/метанол





Цена нефти, $/баррель	Энергетическая цена метанола, $/тонна	Параметры сравнения
60	220-240	2007 при общем потреблении в мире 40-41 млн.тонн
80	310-320	2008 при общем потреблении в мире 42-43 млн.тонн
120	450-500	по состоянию на 26 июня 2008 года

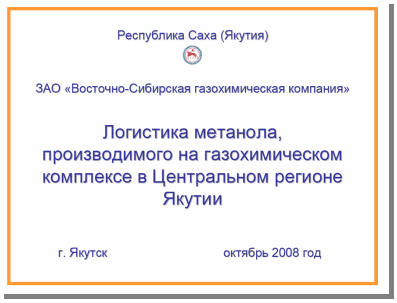
Источник информации: оценки ЗАО «ВСГХК», Methanex

Последние три года каждое повышение цены на нефть на 10 $ за баррель приводит к повышению цены на метанол 40 – 45 $ за одну тонну.
С учетом долгосрочных цен нефтяных контрактов на 2012 год в размере 136 долларов за баррель (NYMEX) можно ожидать, что цены на метанол в Азии не будут ниже 450 долларов за тонну.

В настоящее время ЗАО «ВСГХК» подписан предварительный контракт на поставку метанола в объеме 800 тыс.тн в год сроком на 6 лет, получено подтверждение приобретения еще 700 тыс.тн. метанола ежегодно от следующих контрагентов:
Sojitz (Япония) на 800 тыс.тонн в год общая сумма контракта 2000 млн.долларов США;
Kolmar AG (Швейцария) на 700 тыс.тонн в год.
Таким образом, предприятие имеет подтверждение о сбыте производимой продукции.

Логистика метанола
Центральная Якутия имеет значительное преимущество по сравнению с Иркутским и Красноярским регионами с точки зрения логистики конечной продукции в отношении азиатских рынков.
В то же время транспортная составляющая будет играть большую роль в обеспечении конкурентоспособности в долгосрочном периоде.
Для всесторонней оценки маршрута транспортировки метанола был разработан отчет о логистике метанола (Приложение № 4-11), производимого в Центральной Якутии, в котором определены возможности строящейся линии железной дороги по перевозке метанола, проведена оценка тарифного расстояния на перевозку метанола и оценка стоимости транспортировки метанола до терминала ООО «Восточный нефтехимический терминал», проведена оценка необходимого вагонного парка для поставки метанола потребителю.

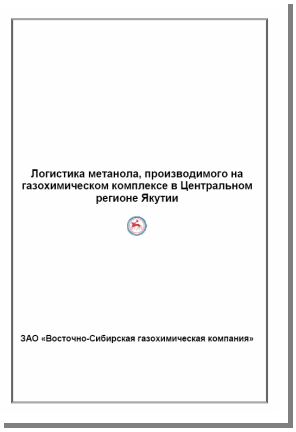
1-2 апреля 2008 года проведен предварительный технический аудит метанольного терминала в порту Восточный. По результатам подписано Генеральное соглашение о сотрудничестве с ООО «Восточный нефтехимический терминал».


Республика Саха (Якутия)

ЗАО «Восточно-Сибирская газохимическая компания»

Логистика метанола, производимого на газохимическом комплексе в Центральном регионе Якутии

г. Якутск октябрь 2008 год


Логистика метанола, производимого на газохимическом комплексе в Центральном регионе Якутии

ЗАО «Восточно-Сибирская газохимическая компания»

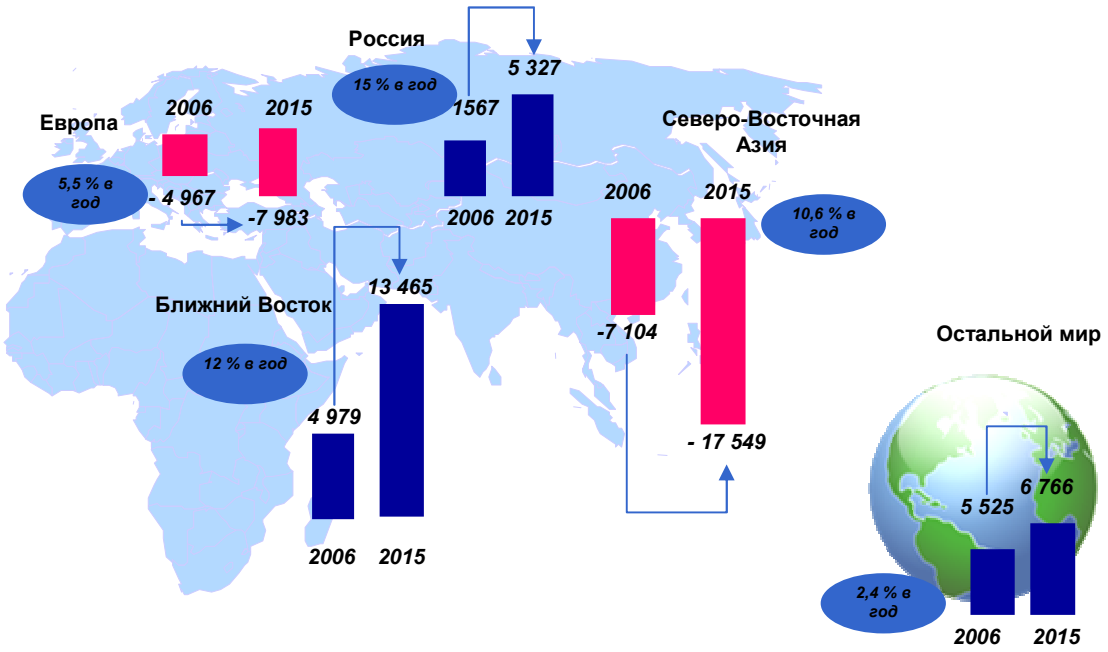
ЗАО «ВСГХК» планирует также поставлять метанол, который потребуется для организации добычи природного газа на Чаяндинском ГКМ.

Конкуренция
При производстве метанола ЗАО «ВГСХК» будет сталкиваться с конкуренцией:
- российские существующие производители;
- российские потенциальные производители;
- производители, расположенные на Ближнем Востоке;
- производители из Юго-Восточной Азии;
- производители в Китае.

Конкуренция с внешними производителями
Крупнейшими производителями метанола в мире являются Саудовская Аравия, Россия, Иран, Тринидад, Чили и Китай. Во всех странах, кроме Китая, в качестве сырья для него выступает природный газ. В последние годы выпуск метанола интенсивно наращивают государства Ближнего Востока, располагающие значительными запасами природного

газа. Ввиду высокой стоимости природного газа в США и Западной Европе закрываются мощности по выпуску метанола, в то время как Оман, Саудовская Аравия, Малайзия, Иран и другие страны с низкой стоимостью газа объявляют о запуске все новых метанольных производств.

Рисунок 5: Прогноз нетто-экспорта (импорта) на мировом рынке до 2015 года



Источник информации: CMAI

Производители Ближнего Востока

Потребуется уделять значительное внимание развитию перерабатывающих мощностей на Ближнем Востоке.

Нефтехимические комплексы ближневосточных стран стали создаваться в основном путем использования ценных углеводородов попутного нефтяного газа и природного газа. Ближневосточные страны приняли для развития собственной нефтехимической промышленности саудоаравийскую модель, которая базируется на создании крупных и сверхкрупных предприятий по производству базовых нефтехимических полупродуктов с последующим развитием производств по переработке этих продуктов. Благодаря наличию колоссальных ресурсов дешевого сырья и относительной дешевизне рабочей силы издержки производства крупнотоннажных нефтехимических полупродуктов и пластмасс массового использования в этом регионе на 30% ниже аналогичных в развитых странах.

После 2010 года новые мощности на Ближнем Востоке могут полностью вытеснить с рынка производителей из развитых стран, закупающих природный газ по ценам выше 200 $/1 м^3. В этих условиях предельными производителями на мировом рынке могут стать российские компании – цены газ на внутреннем рынке в РФ к тому времени существенно вырастут, а необходимость транспортировки продукции по суше на значительные расстояния ставит российские предприятия в крайне невыгодное положение по сравнению с ближневосточными и латиноамериканскими конкурентами.

Производители Юго-Восточной Азии

Имеются мощности, однако не ожидается ввод новых мощностей.

Среди стран, которые практически полностью удовлетворяют потребность в нефтехимической продукции за счет собственного производства, могут быть названы Малайзия и Австралия. К чистым импортерам можно отнести Индонезию, Индию, Филиппины и Китай, причем значительные масштабы импорта нефтехимической продукции характерны только для Китая.

Производители в Китае

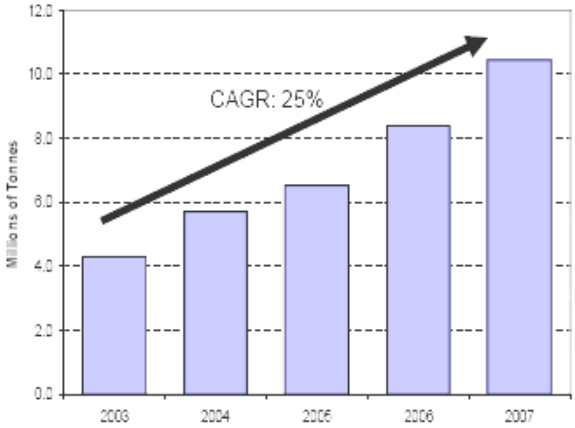
К настоящему моменту Китай является вторым по величине потребителем метанола в мире, а также страной, вносящий наибольший вклад в ежегодный рост мирового спроса на

метанол. С 2001 по 2006 гг. потребление метанола в КНР увеличилось с 3.6 до 8.6 млн.т (CAGR – 19 %). На долю КНР пришлось более половины увеличения мирового спроса на метанол за этот период.
Вместе с тем, наряду с существенным ростом потребления, производство метанола в Китае растет еще более высокими темпами. Если в 2001-2005 гг. для удовлетворения внутреннего спроса Китай ежегодно закупал на мировом рынке 1.3-1.8 млн.т метанола, являясь одним из крупнейших импортеров этого продукта, то быстрый рост мощностей внутри страны в последние несколько лет сделал возможным сокращение чистого импорта до 0.9 млн.т в 2006 г.

В настоящий момент в КНР существует более 200 производителей метанола, а объем заявленных проектов по созданию новых мощностей приближается к 40 млн.т. Имея ограниченные ресурсы природного газа, основной упор на производство метанола в Китае сделан на углехимию. В тоже время уголь является более сложным сырьем для производства химически чистой продукции, так как является сложным компонентом и при газификации угля требуются значительные капитальные затраты на очистку, на утилизацию побочных продуктов, полученных при газификации (соединения серы, азота, металлы).

Метод производства метанола из угля не получил широкого распространения в большинстве стран мира, поскольку его технологические особенности предполагают более высокие капитальные затраты на создание мощностей, а также большее количество персонала, необходимого для эксплуатации предприятия.
По прогнозам лишь малая часть из заявленных к реализации в Китае проектов будет реализована. Кроме того, Правительство Китая в 2007 г. приняло ряд мер по ограничению развития энергоемкой метанольной промышленности (таких как отмена возврата части НДС экспортерам), что существенно снижает угрозу стабильности мировому рынку метанола со стороны Китая.

Рисунок 6: Рост спроса на метанол в Китае



Источник информации: Methanex

Рынок Китая характеризуется высоким спросом на метанол как в традиционном сегменте, так и при энергетическом использовании.
Значительные высокие капитальные затраты в Китае не позволяют оказывать существенное влияние на рынок и поддерживают высокие мировые цены на метанол.
Позиция чистого импорта в Китае будет расти вслед за спросом: потребители в наиболее развитых береговых районах требует высокого качества метанола для производства продукции, поставляемой на экспорт. В 2007 году NDRC не анонсировала ни одного проекта в Китае.
Растущие расходы на сырье и усиление региональной валюты, изменение налоговой политики в отношении производителей и экспорта метанола из Китая позволяют рассчитывать, что значительного влияния на конкуренцию с китайскими производителями на рынке химически чистого метанола не будет.

Конкуренция с производителями метанола, расположенными в России

Сегодня метанол выпускают 9 предприятий. При этом специализируются на производстве данного продукта ОАО «Метафракс» и ООО «Сибметахим». Остальные – ОАО «Тольяттиазот», ОАО НАК «Азот», ОАО «Акрон», ОАО «Невинномысский Азот», ОАО «Щекиноазот» и ОАО «Новочеркасский завод синтетических продуктов» – выпускают азотные удобрения, и метанол здесь является дополнительным продуктом при производстве аммиака.

Значительное влияние на российскую отрасль по производству метанола представляет грядущее повышение внутренних цен на природный газ. Согласно ранее озвученным планам правительства, внутренние цены на природный газ должны вырасти в 2008 году на 25%, в 2009 году – на 27%, в 2010 году – на 27%. Далее, как предполагается, цена природного газа будет установлена, исходя из принципа равной доходности поставок газа на внешний и внутренний рынки с учетом налогов и транспортных расходов.

Таблица VI: Объем производства метанола российскими компаниями в 2006 году

Компания	Объем выпуска, тыс.тонн	Доля рынка
Метафракс	788	25 %
Метанол	753	24 %
НАК Азот	426	14 %
ТольяттиАзот	407	13 %
ЩекиноАзот	374	12 %
Невинномысский Азот	124	4 %
НЗСП	115	4 %
Акрон	98	3 %
АНХК	20	1 %
Всего по России	3105	100 %

Источник информации: оценки ФК «Открытие»

На повышение цен оказывает и ожидание возможного недостатка природного газа и рост цен в России приведет к росту себестоимости метанола.

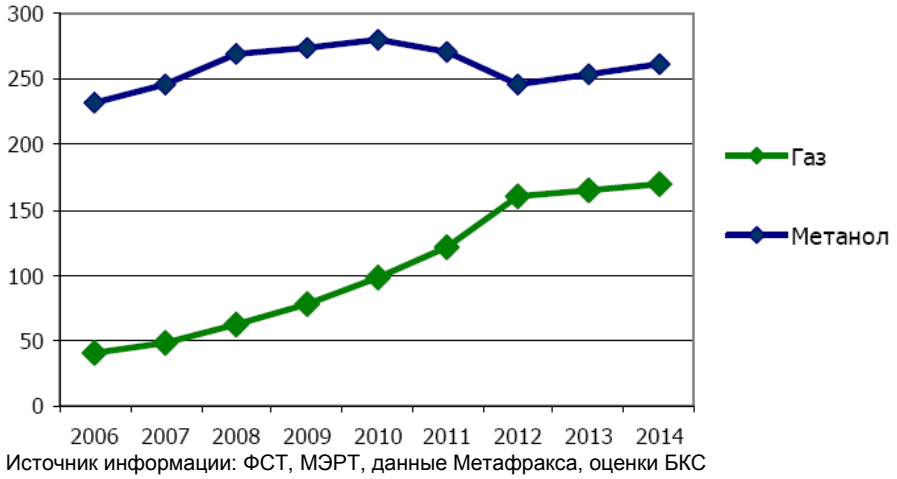
В течение длительного времени декларировались намерения о создание производств метанола на Сахалине. Однако до сих пор проект не прошел даже стадию базового инжиниринга.

Существующие производители

Существующие производители метанола в России расположены в большей части на Европейской части России. Соответственно главным рынком сбыта для российских компаний является европейские потребители.

Ближайшие метанольные мощности в Азии расположены в Томске. С точки зрения логистики Томский завод также ориентируется на потребителей метанола в Европе.

Рисунок 7: Прогноз стоимости газа ($/тыс. куб. м) и средней цены реализации метанола ($/т) на примере ОАО «Метафракс»



Источник информации: ФСТ, МЭРТ, данные Метафракса, оценки БКС

Расходы российских производителей метанола на природный газ, достигли по некоторым оценкам в 2007 году 25% от себестоимости, а уже в 2012 году на расходы на природный газ будет приходиться уже 40% всех затрат.
Дальнейшая динамика стоимости метанола на мировом рынке будет определяться тремя факторами:
- динамикой мировых цен на энергоносители, определяющей стоимость основного сырья;
- количеством и сроками ввода в эксплуатацию новых мощностей;
- соотношением баланса спроса и предложения на рынке метанола в Китае.

Проекты ЗАО «ВСГХК» реализуются на территории, на которой существует региональная изолированная система добычи и транспорта природного газа, что приводит к единому ценообразованию на природный газ для всех потребителей. Аналогичная ситуация сохраниться до 2030 года, что подтверждено программными документами по созданию единой системы добычи и транспорта природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.
Правительство РС (Я) предпринимает все возможные усилия для сохранения регулирования на рынке природного газа. Таким образом, можно достоверно утверждать, что проекты ЗАО «ВГСХК» будут иметь сильное конкурентное преимущество за счет доступа к дешевому природному газу.

Значительная удаленность от морских портов на Дальнем Востоке, ценовая политика ОАО «Газпром», направленная на повышение внутренних цен на газ, и ценовая политика на природный газ в Республике Саха (Якутия), позволяет не опасаться конкуренции на азиатских рынках со стороны существующих производителей.

Потенциальные производители

Развитие регионов Дальнего Востока и Восточной Сибири является одной из наиболее важных задач современной России.
Согласно решению Правительства Российской Федерации на Дальнем Востоке и Восточной Сибири будут создаваться несколько газохимических центров:
1. Красноярский
2. Иркутский
3. Якутский
4. Приморский

Вопросы, которые следует решить при создании центров газопереработки:
1. источники сырья и стабильность его поставок;
2. доступ к транспортной инфраструктуре;
3. выбор технологии и соответственно производимой продукции;
4. подготовленные специалисты;

Единственным анонсированным проектом на территории ДФО является заявление Сибметахима по строительству метанольного завода во Владивостоке. Однако есть серьезные опасения, что это в большей степени попытка заявить о намерениях, а не начало реального проекта. Это следует из следующих соображений:
1. сырьем для производства может выступить газ с Сахалина и из Якутии. В настоящее время поставить газ во Владивосток нет возможностей ни из одного из потенциальных источников;
2. газотранспортная система с Сахалина не принадлежит ОАО «Газпром», а попытки купить ее не увенчались успехом. Какое ценообразование будет на транспортируемый газ не известно, так же как и отсутствует возможность без серьезной модернизации магистральных газопроводов дополнительно транспортировать 1 млрд.м^3 природного газа (а по некоторым данным завод планируется производительностью 5 млн.т метанола в год, что требует еще большей пропускной способности);
3. кто будет продавцом газа не ясно, т.к. планируемый к добыче природный газ на Сахалине полностью будет продаваться в сжиженной виде и он законтрактован.
4. почему местом расположения выбран Владивосток, если это будет газ с Сахалина. Логичнее было бы строить метанольные мощности на Сахалине с возможностью использования попутного нефтяного газа в качестве сырья.
5. начало добычи газа в Якутии по плану предусмотрены не ранее 2016 года. Потребители природного газа пока не определены. На какой объем добычи будет

обустраиваться месторождение не известно. Может быть вариант, при котором весь добываемый газ будет использоваться в России только для генерации электрической энергии и для бытовых нужд, а остальной объем продаваться за пределы страны. Маршрут газопровода не определен.

С нашей точки зрения Сибметахим декларирует намерения о строительстве перерабатывающих мощностей, не имея гарантированных поставок природного газа, как в части объема, так и в отношении срока возможных поставок.
Переработка газа в Приморье возможна исключительно после поставок газа из Якутии. Мы ожидаем возможную дату начала поставок с 2018-2020 года, но не ранее. До этого времени компания не будет сталкиваться с конкуренцией со стороны Сибметахима. В идеальном варианте ЗАО «ВСГХК» в 2017 году сможет принять полноценное участие в строительстве мощностей по производству метанола в Приморье.
Участие ЗАО «ВСГХК» в потенциальных проектах переработки природного газа на Дальнем Востоке изложено в виде «ЭШЕЛОННОЙ СТРАТЕГИИ», являющейся частью настоящего бизнес-плана.

Предпосылки создания газохимического производства в Центральной Якутии

В настоящее время единственной подготовленной площадкой для развития газохимического производства в планируемых газохимических регионах является Центральный регион Республики Саха (Якутия).
Площадка в Якутии характеризуется следующими параметрами:

1. возможность добычи и транспорта до 6 млрд.куб.м;
2. возможность транспорта до 2 млн.т в год грузов по железной дороге;

Преимущества Центральной Якутии для размещения первого в ДФО газохимического производства значительны и их можно разделить по следующим признакам:

1. географическое местоположение
   a. вопреки широко распространенном обывательскому мнению Якутия при сложных климатических условиях имеет благоприятное расположения относительно новых рынков сбыта в лице АТР. Якутск на 1000 км расположен ближе к российским портам на Дальнем Востоке по сравнению с другим планируемым центром переработки газа в Иркутской области;
   b. проект ориентирован на новые рынки сбыта газохимической продукции российских производителей: Япония, Корея, Тайвань, и не будет конкурировать на традиционных европейских рынках сбыта с другими российским компаниями;
   c. климатические условия Якутии позволят адаптировать технологии для работы в условиях Крайнего Севера в промышленных масштабах, что позволит распространить ее применение в условиях Арктики. Не секрет, что в последнее время существенно усилилась борьба за ресурсы, расположенные в Арктике, что связано с неизбежным истощением месторождений в благоприятных климатических областях. Наличие эффективной технологии переработки природного газа в экстремально холодных условиях позволит достичь конкурентных преимуществ не только отдельной компании, но и страны в целом при освоении месторождений Крайнего Севера и арктического шельфа.
2. доступность сырья
   a. из четырех планируемых центров газохимической переработки природного газа в достаточном количестве и по приемлемым ценам уже сейчас имеется природный газ только в Центральной части Якутии;
   b. район Центральной Якутии уже в настоящее время имеет разведанные запасы природного газа в объеме более 400 млрд.м^3. Данные запасы не участвуют в проектах создания единой системы газодобычи и газотранспорта на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири. Таким образом, переработка природного газа в этом регионе отрицательно не скажется на потенциальных потребителях, в том числе и зарубежных, вышеуказанной программы;
   c. помимо наличия разведанных запасов природного газа уже в настоящее время при годовом потреблении природного газа в Центральной Якутии 1.4 млрд.м^3 в год общие добычные возможности приближаются к 3 млрд.м^3 природного газа в год.
3. развитая инфраструктура
   a. ситуация аналогична заблуждению в отношении географической «удаленности». В период с 2000 года уже осуществлены значительные капиталовложения в инфраструктуру Центральной Якутии. А к 2011 году будут созданы все необходимые

условия для начала работы крупного производства по переработке природного газа. К ключевым объектам инфраструктуры относятся финансируемые из бюджета Якутии и России железная дорога и третья нитка магистрального газопровода. И, хотя обосновывались эти проекты исключительно с точки зрения обеспечения надежного жизнеобеспечения населения Якутии, их реализация позволит достичь качественно новой задачи – создание современного перерабатывающего производства. Более того, крупнотоннажное производство обеспечит увеличение объемов добычи и транспорта природного газа, что в существующей системе ценообразования позволит значительно снизить темпы роста цен на природный газ, и, следовательно, снизить себестоимость производства электрической энергии и продукции строительного комплекса. Аналогичная ситуация и в отношении железной дороги. Только транспортировка 450 тыс.т в год метанола обеспечит 20 % загрузку железной дороги, что благоприятно скажется на тарифах на грузовые и пассажирские перевозки любых грузов по железной дороге в Якутии.

b. уже осуществлены инвестиции в строительство терминала по перевалке метанола в порту Находка. Вышеуказанный терминал расположен на территории России и создает новое экспортное направление для российской газохимической промышленности

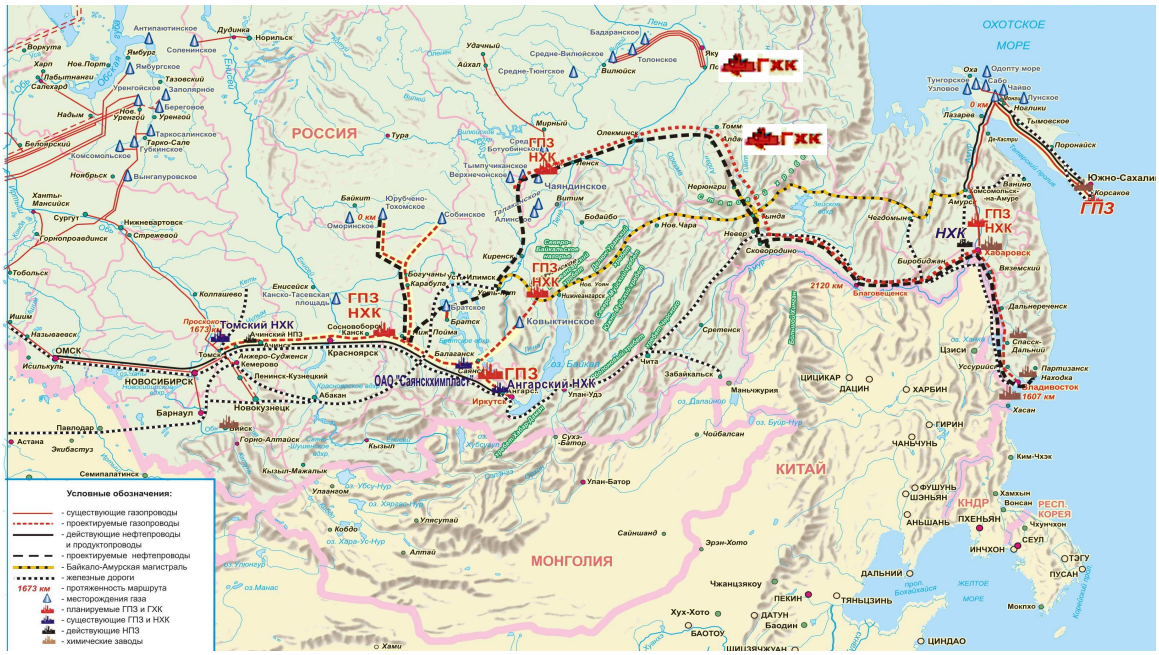
Все вышесказанное обеспечивает следующие долгосрочные преимущества Центральной Якутии при создании масштабного газохимического производства:
- относительная удаленность от морского побережья компенсируется уже созданными мощностями по добыче и транспорту природного газа, и, соответственно, более низкими ценами на исходное сырье – природный газ;
- реализация проекта дает значительный временной выигрыш в развитии отрасли: первую продукцию комплекс в Центральной Якутии может обеспечить в 2011-12 году. В противном случае возможное газохимическое производство в Дальневосточном округе появится не ранее 2018 года;
- масштабное развитие химической промышленности Китая может привести к тому, что ко времени строительства производств в ДВФО будет созданы существенные барьеры для доступа на наиболее привлекательные рынки Японии, Тайваня и Кореи. Начало производства и продаж продукции с Якутского газохимического центра на условиях долгосрочных контрактов позволит занять значительную долю на вышеуказанных рынках и сохранить ее для производств, которые будут расположены на побережье Тихого океана, т.е. в наиболее благоприятных с точки зрения логистики;
- производство в Центральной Якутии, использующее относительно дешевое сырье, позволит наращивать мощности по переработке газа до 2018 года, а после определения расположения крупного газохимического комплекса с переработкой 7 млрд.куб.м, уже созданное производство будет иметь необходимые ресурсы и снизит инвестиционную нагрузку на оператора строительства приморского комплекса. Формированию значительных инвестиционных возможностей предприятия в Центральной Якутии способствует и благоприятная конъюнктура на рынке метанола в странах АТР;
- продуктовая линейка якутского газохимического комплекса расширяет линейку производимых товаров и не конкурирует с продукцией газохимических производств, которые планируются по варианту «Восток-50»;
- формируемый якутский газохимический комплекс позволит подготовить персонал для работы на планируемых производств на Дальнем Востоке;
- производимый метанол возможно использовать при добыче природного газа на Чаяндинском месторождении (при уровне добычи 30 млрд.куб.м в год потребность в метаноле составит более 50 тыс.т в год);
- проект переработки природного газа в наибольшей степени поддерживается властями субъекта Российской Федерации и муниципальными властями. Проект создания ГХК в Центральной Якутии включен в «Схему комплексного размещения производительных сил, транспорта и энергетики РС (Я) до 2020 года»;
- оператором проекта строительства якутского газохимического комплекса ЗАО «Восточно-Сибирская газохимическая компания» проделана значительная работа по подготовке строительства комплекса:
а) разработана декларация о намерениях строительства газохимического комплекса в Республике Саха (Якутия);
б) подписаны долгосрочные договора на поставку газа;
в) подписаны предварительные договора на продажу метанола в объеме 4.8 млн.т за 6 лет;

г) проведены переговоры и подписано соглашение о сотрудничестве с ООО «Восточный нефтехимических терминал» по вопросам организации перевалки метанола потребителям АТР;
е) проведен тендер по выбору технологии производства метанола в объеме 450 тыс.т в год и определен победитель Халдор Топсе (Дания). В тендере также приняли участие ведущие зарубежные и российские поставщики технологии Лурги (Германия), TEC (Япония), ЗАО «Метапроцесс» (Россия);
ж) начаты работы по строительству опытно-промышленной установки по производству метанола (3.5 тыс.т/год) и синтетических топлив (1.5 тыс.т/год), которая обеспечит подготовку персонала и адаптацию технологии к условиям Якутии;
з) подписано соглашение о сотрудничестве с Якутским государственным университетом, на базе которого будет возможно организовать подготовку технического персонала для создаваемого газохимического комплекса и для планируемых комплексов на территории ДФО.

Эшелонная стратегия

Предлагаемое поэтапное развитие газоперерабатывающей отрасли на Дальнем Востоке предполагает следующие действия:
1. создание относительно простых производств химии С1 – метанол, аммиак в центральном регионе РС (Я)
2. обустройство месторождений Западной Якутии и строительство магистральных газопроводов
3. создание мощностей по переработке природного газ в Южной Якутии с производством метанола и аммиака. Производство ориентируется либо на уже существующих потребителей, полученных на этапе 1, либо за счет увеличения доли на рынке или выход на новые рынки.
3а. В Центральной Якутии углубление переработки с производством олефинов, пластмасс. В качестве сырья используются полупродукты (метанол и аммиак).
3б. создание GTL производства в Центральной Якутии/
4. строительство магистральных газопроводов до побережья Тихого океана
5. создание мощностей по переработке природного газа на побережье, производство максимальной приближено к рынкам сбыта, логистические затраты на доставку продукции к конечному потребителю минимальны. Производятся полупродукты: метанол, аммиак, развитие химии С2-С4.
6. в Южной Якутии метанол и аммиак перерабатываются в более сложные продукты.

Рисунок 8: Прогнозные маршруты транспорта природного газа на Дальнем Востоке



Источник информации: ВНИИГаз

На схеме указаны два дополнительных объекта ГХК, которые будут расположены на территории Республики Саха (Якутия).

Таблица VII: Производимая продукция в газохимических центрах в ДФО (прогноз)

Центральная Якутия	Название центра Южная Якутия	Приморский край	Год ввода
Метанол (450)			2012
Метанол (1 500) СЖТ (400) Аммиак (200) - ~			2016
Метанол (60) СЖТ (400) Полипропилен (500) Аммиак (200) - ~	Метанол (1 500)		2018
Метанол (60) СЖТ (400) Полипропилен (500) Аммиак (200) - ~	Метанол (1 500) СЖТ (500)		2020
Метанол (60) СЖТ (400) Полипропилен (500) Аммиак (200) - ~	Карбамид СЖТ (500)	Метанол (1 500) Гелий	2025

Источник информации: ЗАО «ВСГХК»

Таким образом, первые мощности по производству метанола и аммиака будут созданы в Центральной Якутии, откуда они по мере развития газотранспортной системы будут передвигаться к побережью Тихого океана. По мере перемещения производств в созданных ранее центрах газохимической переработки будут усложняться технологии переработки природного газа и продуктов его переработки. При этом занятые рынки сбыта не будут потеряны, а произойдет замещение национальных производителей от Центральной Якутии к Южной Якутии, а затем и на Тихоокеанское побережье. Перемещение производства полупродуктов будет переноситься ближе к рынкам сбыта. Такое постепенное перемещение первичных производств с сохранением рынков сбыта и с углублением переработки природного газа в созданных ранее газохимических центрах мы называем «ЭШЕЛОННОЙ СТРАТЕГИЕЙ».
Эшелонная стратегия заключается в поэтапном перемещении производства продуктов с низкой добавленной стоимостью в районах приближенные к рынкам сбыта, а в первоначальных районах производство направлено на производство продукции с высокой добавленной стоимостью и ориентированной на внутренний рынок.

Маркетинг и сбыт

Задачи маркетинга

При реализации данного проекта необходимо учитывать задачи, которые ставит перед собой маркетинг. Одной из целей маркетинга при реализации данного проекта является наиболее эффективная подготовка к продвижению метанола на международные рынки в достаточном объеме. Грамотно выработанная стратегия и последовательное воплощение ее в жизнь позволит с наименьшими затратами получить максимальный доход. Нет сомнений, что производство продукции, реализация которой приведет регулярному поступлению наличных денег, позволит увеличить ликвидность и высвободить свободные денежные ресурсы для решения текущих задач.

Основной задачей маркетинга является повышение известности торговых марок продуктов, производимых ЗАО «ВСГХК» и формирование благоприятного отношения потребителей к продукции.

Производимый метанол будут позиционироваться в сегменте метанола для тонкой химии и будет соответствовать современным требованиям.

С целью поддержания высокого качества продукции, эффективного управления издержками при производстве метанола, создания благоприятной репутации у потребителей ЗАО «ВСГХК» в 2008 году провела внедрение СМК по стандарту ISO 9001.

По мере освоения производства и реализации продукции на рынках сбыта возникнут другие задачи, которые могут в последствии заставят сменить маркетинговую политику всего предприятия.

Стратегия маркетинга

Учитывая специфику продукта и состояние рынка производителей и продавцов продуктов переработки углеводородного сырья в мире, ЗАО «ВГСХК» строит свою маркетинговую стратегию на основе заключения долгосрочных договоров на поставку продукции потребителям.

Во-первых, это обусловлено спецификой рынка: страны АТР, потребители в этом регионе предпочитают заключение долгосрочных договоров за 4-6 лет до начала поставок (по аналогии с СПГ). В тоже время поставляемый объем метанола 450 – 1500 тыс.т в год составит не более 15 % долю на региональном рынке и не окажет существенной роли в полном покрытии нужд потенциального рынка сбыта. Иными словами весь объем производимого метанола при соблюдении вышесказанных условий может быть реализован, не создавая дополнительной нагрузки на каналы сбыта продукции.

Во-вторых, альтернативные направления использования метанола получают наибольшее развитие именно в странах АТР.

При необходимости можно вести агрессивную стратегию продаж, при проведении которой есть возможность применять скидки, способные привести к увеличению объема реализации.

Производственный план

Технология получения метанола отработана в целом.
В настоящее время Российская Федерация является одним из наиболее крупных игроков на мировом рынке метанола, занимая четвертое место по объемам его выпуска после США, Саудовской Аравии и Тринидада и Тобаго.
В мире производится свыше 36 млн. тонн метанола в год, при этом на Россию из них приходится порядка 3 млн. тонн, то есть 8,3%. Так, в 2006 году общероссийское производство метанола составило 3150 тыс. тонн, что на 7,2% превышает показатель 2005 года (2936 тыс. тонн). Мощности по производству метанола в среднем были загружены всего на 85,9%. Тем не менее, в 2007 году они были увеличены до 4141 тыс. тонн.
Очевидно, что российские производители занимают значительное место в мировом выпуске продукта. История промышленного производства метанола в России началась в 1934 году выпуском 30 тонн метанола в сутки на двух небольших агрегатах Новомосковского химического комбината. Сырьем служил водяной газ, полученный газификацией кокса.
Технологии производств метанола освоены и реализованы на ряде отечественных предприятий химической и нефтехимической промышленности.

5 марта 2008 года в городе Якутске Республика Саха (Якутия) прошел тендер по выбору поставщика лицензии по производству метанола.
В тендере приняли участие:
1. Lurgi;
2. Haldor Topsoe;
3. TEC (с использование технологических решений Johnson Matthey);
4. ЗАО «Метапроцесс».
По результатам тендера победителем была признана компания Haldor Topsoe.
Контракт на разработку базового проекта (Приложение № 4-4) был подписан 25 апреля 2008 года в гор. Москве на территории постоянного представительства Республики Саха (Якутия).

Характеристика сырья, используемого в предполагаемом производстве

Основным поставщиком природного газа для нужд Центрального региона Республики Саха (Якутия) является Средневилюйское газоконденсатное месторождение (СВГКМ), расположенное в 450 км к северо-западу от г. Якутска, в среднем течении реки Вилюй. Месторождение находится на территории Вилюйского улуса (района) в 70 км восточнее административного центра улуса г. Вилюйск.

Таблица VIII: Сырьевая база Центрального региона РС (Я)

Месторождение	Запасы природного газа, млн.м^3		Запасы газового конденсата, тыс.тонн		Статус месторождения / недропользователь
	$B+C_1$	C_2	C_1	C_2	нераспределённый фонд
Андылахское ГКМ	7 789		591		нераспределённый фонд
Бадаранское ГМ	6 100				нераспределённый фонд
Нижневилюйское ГМ	2 600				нераспределённый фонд
Толонское ГКМ	33 350	10 628	1 570	501	нераспределённый фонд
Нижнетюкянское ГМ	259	3 781			нераспределённый фонд
Усть-Вилюйское ГМ	762				выведено из эксплуатации
Соболох-Неджелинское ГКМ	64 029	744	3 029	40	объект федерального значения
Средневилюйское ГКМ	126 058		5 514	30	ОАО «Якутгазпром»
Среднетюнгское ГКМ	153 215	9 225	8 024	640	объект федерального значения
Среднетюнгское ГКМ (локальный учкасток)	2 960		128		ОАО «Сахатранснефтегаз»
Мастахское ГКМ	18 326	6 541	418	303	ОАО «Якутгазпром»
Итого	**415 448**	**30 919**	**19 274**	**1 514**	

Источник информации: Министерство промышленности РС (Я)

В качестве сырьевой базы в основном рассматриваются Средневилюйское и Среднетюнгское месторождения. В качестве резерва могут выступать Толонское, Соболох-Ниджелинское и другие месторождения, находящиеся в непосредственной близости к магистральному газопроводу.
Проект полностью обеспечен сырьем. С целью снижения рисков по снабжению производства природным газом подписаны долгосрочные (на 25 лет с объемом поставки не менее 1 млрд.м^3 в год) контракты на поставку природного газа (Приложение № 4-5).
Транспортировка природного газа будет проводиться по трехниточному газопроводу. Согласно оценкам ОАО «Сахатранснефтегаз» после завершения строительства третьей нитки и установки компрессорной станции общий возможный объем транспортировки газа может достигнуть 6 млрд. м^3 газа в год, из которых около 3 млрд.м^3 газа возможно перерабатывать на газохимических предприятиях. Мощности по производству метанола будут потреблять до 0.5 млрд.м^3 природного газа в год (с ростом до 1.5 млрд.м^3), т.е. возможно удвоение добычи и транспорта газа по отношению к текущему уровню.

Добыча и транспорт природного газа
Сырьем для производственного процесса является сетевой природный газ, добываемый на Средневилюйском ГКМ и поставляемый до г. Якутска. Природный газ будет использоваться как сырьё и как топливо.

Таблица IX: Характеристика сырья - состав природного газа

Наименование компонента	Содержание, %
Метан	92.418
Этан	4.861
Пропан	1.596
Изобутан	0.221
н-Бутан	0.275
Неопентан	0.002
Изопентан	0.044
н-Пентан	0.063
Гексан	0.009
Этилен	0.001
Гексен	0.001
Бензол	0.003
Азот	0.497
Диоксид углерода	0.039
Толуол	Отс.
Гептаны	Отс.
Октаны	Отс.
Кислород	Отс.

Источник информации: ОАО «Сахатранснефтегаз»

Или природный газ, по ОСТ 51.40-93

Низшая теплотворная способность:	35,867 (МДж/нм^3) ≈ 8536,6 Ккал[1]
Температура, мин,	°С-12
Температура, макс,	°С+4
Давление, мин,	МПа изб. 2,5

Месторождение открыто в 1965 году, подготовлено к промышленному освоению в 1971 году в соответствии с протоколом ГКЗ СССР. В промышленной разработке месторождение находится с 1986 года.
Эксплуатация месторождения осуществляется силами Газопромыслового управления (ГПУ) ОАО «Якутгазпром». В состав производственных объектов управления входит эксплуатационный фонд скважин, две установки комплексной подготовки природного газа (УКПГ), две установки переработки газового конденсата, технологический и резервуарные парки, объекты общего промыслового хозяйства.
Осадочный чехол месторождения сложен меловыми, юрскими, триасовыми, пермскими и каменноугольными терригенными песчаниками и глинистыми отложениями. Мощность его

[1] 1 Дж = 0,238 калорий

превышает 6500 м. Газоносность коллекторов установлена в отложениях верхней и нижней юры, нижнего триаса и верхней перми, где разведано 8 продуктивных горизонтов.
Основные запасы газа (97.8%) и конденсата (99.8%) сосредоточены в триасовых продуктивных горизонтах Т1-II и Т1-III на глубинах 2400 - 2600 м.
Залежи пластовые сводовые. Размеры газоконденсатной залежи горизонта Т1-II 18.5 х 10 км, её высота 108 м. Среднее значение эффективной газонасыщенной толщины 9.4 м, пористость 20 %; проницаемость 10-1000 мД.
Размеры залежи горизонта Т1-III 16 х 9 км, её высота 99 м. Среднее значение газонасыщенной толщины 33.4 м; пористость 19 %; проницаемость 1 - 2669 мД.
Территориально месторождение разделено рекой Вилюй примерно на две равные по площади части. Правобережная часть месторождения находится в промышленной разработке с 1986 года. После строительства межпромыслового коллектора (Д 159×12) с 1998 года эксплуатируется левобережная часть.
Действующий фонд скважин состоит из 21 единицы, из них 5 скважин находятся на левом берегу р. Вилюй. Оптимальные рабочие дебиты скважин - от 253 до 910 тыс. куб. м / сутки.
В 2001 году проводилось освоение еще четырех скважин левого берега. Их подключение произведено в 2002 г.
Среднее содержание конденсата, извлекаемого из газа в процессе его подготовки, составляет 60 г / куб. м. Годовые объемы добычи газового конденсата составляют 65-70 тыс. тонн.

Транспортировка природного газа происходит по двум ниткам магистрального газопровода диаметром 529 мм каждая и по одной нитке магистрального газопровода диаметром 720 мм. Газопроводы находятся в собственности ОАО «Сахатранснефтегаз».
ОАО «Сахатранснефтегаз» создано с целью консолидации нефтегазовых активов Якутии, 100% уставного капитала Общества принадлежит Министерству имущественных отношений Республики Саха (Якутия).
ОАО «Сахатранснефтегаз» является монопольным собственником газотранспортной системы крупнейшего по территории региона России – Республики Саха (Якутия).
Общество включено в перечень стратегических предприятий Республики Саха (Якутия).
Деятельность Общества регулируется антимонопольным законодательством, а тарифы на прокачку газа устанавливаются ФСТ РФ. ОАО «Сахатранснефтегаз» обладает высокой поддержкой на уровне Правительства Республики Саха (Якутия). ОАО «Сахатранснефтегаз» осуществляет проведение инвестиций по реализации программы газификации населенных пунктов Республики Саха (Якутия).
По итогам 2007г. объем поставок природного газа составил 1 336.5 млн. куб. м, что на 0.4% выше плановых показателей, снижение поставок в сравнении с 2006г. на 0.3% связано с более благоприятным температурным режимом.

Источник электроэнергии
Производство метанола предусматривается по ресурсосберегающей технологии с применением энерготехнологической схемы, позволяющей внутри самого производства организовать необходимые источники энергии и энергоресурсов: пар различных уровней, оборотная охлаждающая вода и др. с глубокой утилизацией тепла технологических потоков, с утилизаций парового и процессного конденсата, с использованием горючих отходов производства (продувочные и танковые газы, сбросные газовые фракции после ректификации и т.п.) в качестве топлива.
Предполагается, что производственные мощности по метанолу в частности и по объектам ГХК в целом будут полностью энергонезависимыми за счет строительства собственных генерирующих мощностей.

Водоснабжение

Возможно использование речной воды (р. Лена) или подземных (подмерзлотных) вод Ленского артезианского бассейна:

Таблица X: Доступные источники воды и состав воды

Компонент (мг/литр)	Речная	Подземная Жатай	Подземная Заречье
Ca^{2+}	42,1	3,88	55,59
Mg^{2+}	60,3	1,81	58,72
$Na^{+} + K^{+}$	16,1	500,4	431,3
HCO_3^{-}	345,6	641,07	585,3
SO_4^{2-}	26,7	229,02	920,73
Cl^{-}	46,3	174,13	616,37
F	<0,25	6,76	3,59
Fe	0,31	0,04	0
pH	8,2	7,5	7,57

Источник информации: ЗАО «ВСГХК»[2]

Окончательный выбор будет источника водоснабжения будет определен после выбора площадки для строительства ГХК.

Река Лена

Протекает по территории	Сибири
Устье	море Лаптевых
Длина	4400 км
Площадь бассейна	2490 000 км²
Высота истока	1650 м
Расход воды	17 000 м³/с

Источник информации: Wikipedia

Ле́на — крупнейшая река Северо-Восточной Сибири, впадает в море Лаптевых.
Протяжённость 4400 км (10-е место в мире), площадь бассейна 2490 тыс. км². Лена — самая длинная река в мире, полностью протекающая в зоне вечной мерзлоты.
Основные притоки: Витим, Олёкма, Алдан, Вилюй.
В основном протекает по территории Якутии, часть ленских притоков относятся к Иркутской и Читинской областям и к Республики Бурятия.
Исток Лены находится в 10 километрах от Байкала, расположен на высоте 1470 метров. Всё верхнее течение Лены (до Витима), то есть почти третья часть её длины, приходится на горное Предбайкалье.
К среднему течению относят её отрезок между устьями рек Витима и Алдана, длиной 1415 км. Глубины возрастают до 10—12 м, русло расширяется, и в нём появляются многочисленные острова, долина расширяется до 20—30 км. Ниже посёлка Покровска происходит резкое расширение долины Лены. Сильно замедляется скорость течения, она нигде не превышает 1,3 м/с, а большей частью падает до 0,5—0,7 м/с.

[2] данные Гидрогеологических заключений Государственного комитета РС (Я) по геологии и недропользованию по подземным водам средние значения по скважинам № 6,7,9,10,12,375 в пос. Жатай, №1-Т с. Тулагино, а также «О возможности использования подземных вод для водоснабжения газохимического комбината» среднее значение по скважинам в с. Павловск № 15, с. Хаптагай № 4 и с. Тит-Эбэ № 6
по речной воде данные ОАО «Сахатранснефтегаз» по первым четырем показателям, остальные показатели по протоколу лабораторных исследований ФГУ «Центр гигиены и эпидемиологии в РС (Я)»

Берега Лены заселены очень слабо. Река является главной транспортной артерией Якутии.
Основное питание Лены, так же как и почти всех её притоков, составляют талые снеговые и дождевые воды. Повсеместное распространение вечной мерзлоты мешает питанию рек грунтовыми водами. В связи с общим режимом осадков для Лены характерны весеннее половодье, несколько довольно высоких паводков летом и низкая осенне-зимняя межень. Весенний ледоход отличается большой мощью и часто сопровождается большими заторами льда. Замерзает Лена в порядке, обратном вскрытию, — от низовий к верховьям.

В производственном процессе необходимо получение воды со следующими параметрами:
1. Вода питательная недеаэрированная на систему парообразования:
- 171 м^3/час (на пусковой период);
- 112,5 м^3/час (в нормальном технологическом режиме).
Качество питательной воды для системы парообразования должно соответствовать следующим требованиям:

Таблица XI: Требование к воде, поставляемой в систему парообразования

Параметр	Единица измерения	Значение
pH	-	6.5-7.5
Общая жёсткость	мг/кг как $CaCO_3$	Отсутствует
Хлориды как Cl	мг/кг как Cl	<0.1
Железо	мг/кг как Fe	<0.02
SiO_2	мг/кг как SiO_2	<0.02
Общее количество растворённых веществ	мг/кг	<0.1
Медь	мг/кг как Cu	<0.03
Электропроводность	мкСм /см	<0.15
Сера (как SO_4^{2-})	мг/кг	<0.2
Натрий (Na)	мг/кг	<0.01
Расход $KMnO_4$ Mn(VII)→Mn(II), как $KMnO_4$	мг/кг	<3
Масло, жир	мг/кг	<1

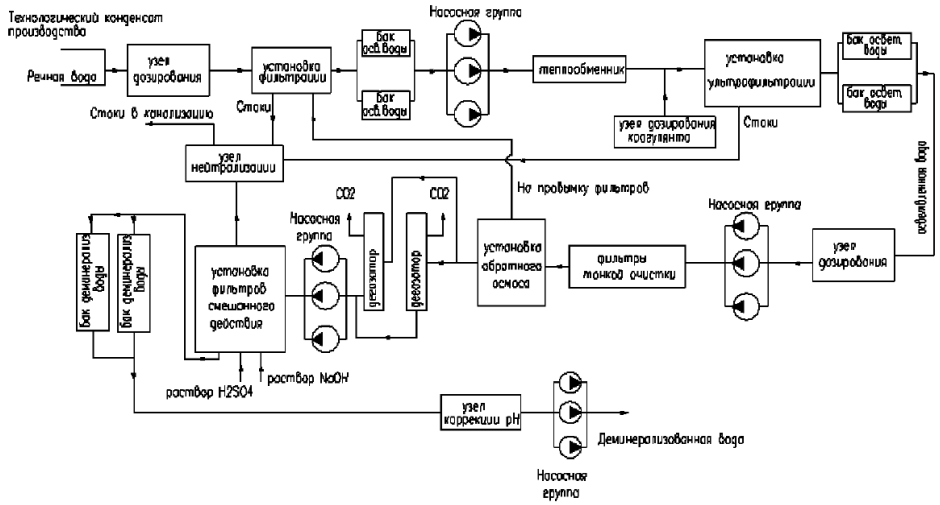
Источник информации: ЗАО «ВСГХК», Haldor Topsoe

2. вода хозпитьевая – 90 м^3/час, качество по СанПин 2.1.4.1116-02
3. на подпитку тепловой сети – 10 м^3/час, качество по СанПин 2.1.4.1116-02
4. речная вода на пожаротушение – расход 420 л/с из объединенного противопожарного трубопровода;
5. речная вода на наполнение противопожарных резервуаров – 300 м^3/час.

В рамках проекта рассматривается независимая организация поставки и подготовки воды для производства. Не исключается возможность дополнительных поставок воды для прочих потребителей.

Технология получения деминерализованной воды
В исходную воду вводятся вещества для дезинфекции оборудования, вода фильтруется через напорные механические фильтры. Осветленная вода собирается в 2 накопительных баках по 1000 м^3. Далее в воду вводится коагулянт и вода подается на установку ультрафильтрации. Фильтрованная вода собирается в 2 накопительных баках объемом по 350 м^3. Частичное обессоливание воды проводится методом обратного осмоса. Перед входом на установку устанавливается блок микрофильтрации на картриджных фильтрах (5 микрон). После этого частично обессоленная вода поступает в дегазатор, предназначенный для удаления из воды свободного (избыточного) диоксида углерода.
Обессоленная вода с установки обратного осмоса подается насосной группой для глубокого обессоливания на установку фильтров смешанного действия (ФСД). Деминерализованная вода после ФСД поступает в 2 накопительных бака по 1000 м^3 . Далее направляется в узел коррекции pH. Деминерализованная вода насосной группой подается из баков потребителю.
Блок-схема установки подготовки деминерализованной воды представлена на рисунке:

Рисунок 9: Принципиальная схема водоподготовки



Источник информации: «Ходатайство (Декларация) о намерениях инвестирования в строительство газохимического комплекса Республики Саха (Якутия)», ЗАО «ВСГХК» декабрь 2007 год

Обеспеченность кислородом, производство аргона

Цех разделения воздуха

В качестве базового варианта для обеспечения производства метанола и всего комплекса выбрана установка разделения воздуха АКдАр-95/40 (далее по тексту ВРУ). ВРУ предназначена для получения газообразного технического кислорода под давлением, газообразного азота низкого давления, а также жидкого аргона. Выдача кислорода под требуемым давлением происходит непосредственно из блока разделения.

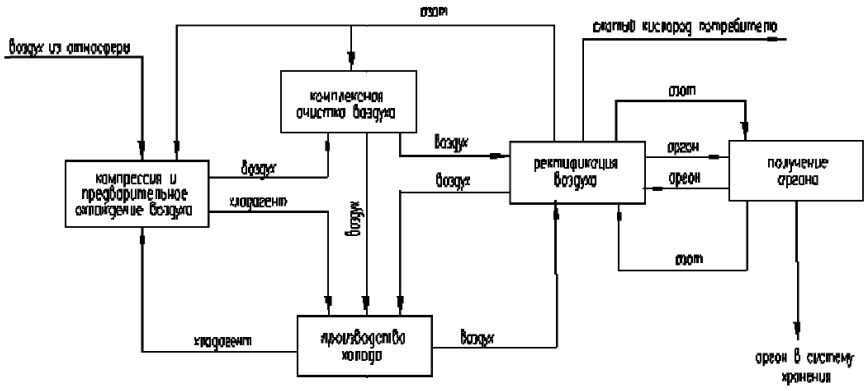
Установка создана на основе современных схемных и конструкторских решений, таких как комплексная очистка воздуха на молекулярных ситах в короткослойных адсорберах, охлаждение воздуха в нереверсивных алюминиевых пластинчато-ребристых теплообменниках фирм «Chart» или «Nordon», производство низкотемпературного холода в турбодетандернокомпрессорных агрегатах с непосредственным использованием энергии расширения газа в турбодетандере для повышения его начального давления.

Ректификационные колонны: верхняя и технического аргона выполнены со структурированной насадкой, имеющей в сравнении с барботажными тарелками существенно меньшее удельное гидравлическое сопротивление и больший диапазон регулирования нагрузок.

Оборудование ВРУ рассчитано на работу в течение 20 лет с проведением полного отогрева оборудования криогенного блока не менее чем через 2 года.

Технологические процессы и используемые материалы являются экологически чистыми, учтены требования технических, санитарных и противопожарных норм и правил РФ, что исключает вредное воздействие на человека.

Рисунок 10: Принципиальная схема ВРУ



Источник информации: «Ходатайство (Декларация) о намерениях инвестирования в строительство газохимического комплекса Республики Саха (Якутия)», ЗАО «ВСГХК» декабрь 2007 год

Компрессия и предварительное охлаждение воздуха

Воздух из атмосферы засасывается компрессором, пройдя предварительно через фильтр, и сжимается до давления 0,50 МПа. Тепло сжатия отводится в промежуточных охладителях и концевом охладителе. Хладагентом является водный раствор этиленгликоля, циркулирующий с помощью насосов через теплообменные панели атмосферного охлаждения. Далее сжатый воздух охлаждается до температуры около 283 К (10°С) в охладителе в теплообмене с хладагентом, охлажденным, в свою очередь, в испарителе холодильной машины. Теплота сжатия, выделяющаяся в компрессоре, отводится в конденсаторе с воздушным охлаждением.

Влага, выделяющаяся из воздуха в процессе его сжатия и охлаждения, отводится из влагоотделителей.

Комплексная очистка воздуха

Из системы предварительного охлаждения воздух поступает в блок комплексной очистки, включающий два попеременно работающих адсорбера (один в работе, другой на восстановлении: регенерации и охлаждении), фильтры очистки от пыли, электронагреватели для первичной высокотемпературной и текущей регенераций и накопитель тепла. Адсорберы заполнены двумя слоями адсорбента: активной окисью алюминия для удаления паров воды и цеолитом для удаления диоксида углерода и углеводородов. Переключение адсорберов происходит приблизительно через 3 часа. Регенерация адсорбента производится нагретым отбросным азотом. Переключение адсорберов осуществляется автоматически.

Производство холода

После очистки перерабатываемый воздух разделяется на две части.

Одна часть воздуха непосредственно направляется на охлаждение в основные теплообменники, вторая поступает в дожимающий компрессор.

Из промежуточной ступени дожимающего компрессора отбирается часть воздуха (детандерный поток), которая дожимается в компрессорной ступени турбодетандернокомпрессорного агрегата, охлаждается и также подается в основные теплообменники.

Туда же подается и оставшаяся часть воздуха, дожатая до более высокого давления и охлажденная. Таким образом, весь перерабатываемый воздух поступает в основной теплообменник в виде трех прямых потоков: воздух низкого давления, дроссельный поток, детандерный поток.

В основном теплообменнике три прямых потока воздуха охлаждаются в противоточном теплообмене с продуктами разделения - продукционным сжатым кислородом, продукционным азотом и отбросным азотом. Детандерный поток отбирается из средней части основного теплообменника и направляется на расширение с производством холода в детандерную ступень турбодетандера - компрессорного агрегата, после чего вводится в нижнюю колонну.

Ректификация воздуха

Воздух низкого давления, охлажденный до состояния насыщения вводится в нижнюю колонну. Ожиженный воздух повышенного давления дросселируется в сборник, откуда паровая и часть жидкой фазы отдельными потоками вводятся в нижнюю колонну. Часть жидкой фазы дросселируется в сборник из которого жидкая и паровая фазы вводятся отдельными потоками в соответствующие сечения верхней колонны.

В нижней колонне происходит предварительное разделение воздуха на чистый азот (в верхней части) и кубовую жидкость.

Жидкостные потоки из нижней колонны охлаждаются в теплообменниках и дросселируются в соответствующие сечения верхней колонны. Часть кубовой жидкости поступает в конденсатор колонны технического аргона. Пары кубовой жидкости возвращаются в верхнюю колонну. Часть кубовой жидкости (пролив) из конденсатора также поступает в верхнюю колонну.

В верхней колонне осуществляется окончательное разделение воздуха на кислород и азот. Из верхней колонны выводятся жидкий кислород, чистый азот, отбросной азот и газообразная аргонная фракция.

Большая часть жидкого кислорода нагнетается насосом до давления 3,0 МПа.

После насоса жидкий кислород под давлением 3,0 МПа подается в качестве обратного потока в основные теплообменники. В основных теплообменниках в теплообмене с прямыми потоками воздуха кислород сначала испаряется, а затем нагревается. После теплообменников сжатый кислород выдается потребителю под требуемым давлением.

Получение аргона

Аргон извлекается из газообразной аргонной фракции, отбираемой из сечения верхней колонны, в котором содержание аргона достигает максимального значения.

Процесс получения чистого аргона осуществляется методом низкотемпературной ректификации последовательно в двух колоннах (очистка от кислорода и очистка от азота). Газообразная аргонная фракция проходит последовательно обе колонны. Поднимаясь вверх по первой колонне, фракция обогащается аргоном, очищается от кислорода и конденсируется в конденсаторе за счет испарения кубовой жидкости.

Жидкий чистый аргон из куба колонны поступает в конденсатор-испаритель, где часть его испаряется за счет конденсации азота из нижней колонны. Испарившийся в конденсаторе-испарителе технический аргон, поднимаясь вверх по колонне, обогащается низкокипящим азотом и конденсируется в конденсаторе-испарителе за счет испарения части азотной флегмы, отбираемой после теплообменника.

Несконденсировавшаяся азотно-аргонная смесь из конденсатора-испарителя отдувается в атмосферу. Чистый жидкий аргон собирается в сборнике и выдается потребителю.

Обеспеченность трудовыми ресурсами

Предлагаемое производство расположено вблизи г. Якутска (население 235 тыс.человек), пос. Нижний Бестях (3 тыс.человек), пос. Павловск (1.5 тыс.человек), пос. Покровск (15 тыс.человек) и будет обеспечено местными трудовыми ресурсами. ОАО «ОМЗ» взяло на себя обязательства по подготовке персонала и по техническому сопровождению производства в течение 2 лет с момента полного пуска ГХК согласно соглашению о сотрудничестве между ЗАО «ВСГХК» и ОАО «ОМЗ».

Технические решения по организации труда в части обслуживания проектируемого объекта будут приняты с учетом:

- автоматизации технологического процесса на базе микропроцессорной техники, что позволяет вести процесс из ЦПУ завода, ограничив пребывание персонала в производственной зоне до необходимого минимума;
- комплектования штата квалифицированным обслуживающим персоналом;
- обеспечения надлежащих санитарно-гигиенических условий труда на рабочих местах;
- обеспечения рабочих мест надежными средствами связи.

Аналитический контроль по требуемым параметрам технологического процесса предусматривается осуществлять автоматизированной лабораторией производства.

Плановое техническое ремонтное обслуживание проектируемой установки (текущие и капитальные ремонты) предусматривается централизовано соответствующими службами

Предусматривается 2-х-сменный режим работы установки. Продолжительность смены – 12 часов.

Непосредственное управление технологическим процессом предусматривается из ЦПУ операторами производства метанола.

Примерная численность рабочих и служащих, предполагаемая потребность в трудовых ресурсах по категориям работников

Общее административное и техническое руководство комплексом осуществляется генеральным директором, его заместителями, службами главного технолога, главного механика, главного энергетика и других служб в соответствии с их функциями, включая финансовые, экономические, юридические, кадровые, маркетинговые.

В цехах – объектах основного и вспомогательного назначения, а также цехах, включающих несколько объектов вспомогательного или общезаводского назначения, формируется руководящий и инженерно-технический персонал. Непосредственное руководство технологическими установками осуществляет начальник цеха (установки).

Оперативное руководство в течение смены осуществляет начальник смены. Оперативное управление технологическими процессами и работой вспомогательных объектов осуществляется из операторных, расположенных в центральном пункте управления, или из локальных операторных (складское хозяйство, электростанция).

Согласно документу «Список производств, цехов, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право на дополнительный отпуск и сокращенный

рабочий день», М.1977г. для рабочих и инженерно-технических работников принят 8-часовой рабочий день (40-часовая рабочая неделя).
Работа основного производственного персонала ГХК может быть организована по трехсменному четырехбригадному графику с продолжительностью смены 8 часов или двухсменному четырехбригадному графику с продолжительностью смены 12 часов.
Второй вариант является предпочтительным, т.к. экономится время работающих на дорогу на работу и обратно, сокращается время пересменок, экономится вода в бытовых помещениях и т.д.
Административно-управленческий и инженерно-технический персонал всех структурных подразделений Комплекса (за исключением начальников смен и ряда должностей ИТР в службах главного механика, главного энергетика и других), а также служащие, работают по графику пятидневной рабочей недели (40 часов) с двумя выходными днями.
Продолжительность ежегодного основного оплачиваемого отпуска для всех категорий работающих – 28 календарных дней (без учета северного коэффициента).
Списочная численность обслуживающего персонала определена исходя из явочной (сменной) численности и принятого режима работы.
Подмена на период отпусков, дней болезни и прочих невыходов учтена в размере до 15% от численности производственного сменного персонала. Численность обслуживающего персонала комплекса производства метанола определена в количестве 278 человек, из них численность ИТР и служащих составляет 104 человек. В максимальную смену занято 180 чел, в том числе по объектам и цехам представлены ниже:

Таблица XII: Численность обслуживающего персонала при производстве метанола

Назначение	Всего	ИТР всего	В максимальную смену
Управление комплексом	37	37	37
Производство метанола	61	23	21
Воздухо-разделительная установка	32	10	11
Блок ремонтных цехов	33	2	33
Блок складов	15	3	15
Центральная заводская лаборатория	25	10	15
Газоспасательная служба	5	1	5
Электростанция	24	10	15
Транспортный цех	8	1	4
Цех водоснабжения и канализации	6	1	3
Склады оборудования, катализатора, масел, материалов, кислот и щелочей	6	1	4
Здравпункт	3	2	3
Цех химводоподготовки	11	2	4
Столовая, прачечная и т.д.	12	1	10
Итого	**278**	**104**	**180**

Источник информации: оценки ЗАО «ВСГХК»

Источники комплектования кадров

В качестве источников обеспечения потребности ГХК РС(Я) квалифицированными рабочими кадрами рассматриваются:
- перевод квалифицированных рабочих с родственных предприятий отрасли - нефтехимических, газоперерабатывающих;
- прием выпускников высших учебных заведений (Тюмень, Омск и др.) и средних специальных учебных заведений (колледжей, профессиональных училищ, профессиональных лицеев) соответствующего профиля;
- перевод рабочих сквозных профессий со строительства данного объекта в связи с его окончанием;
- местный набор.

Наиболее ответственные рабочие места – рабочие места в операторных основного и товарно-сырьевого производства необходимо укомплектовать высококвалифицированным (6 разряд) персоналом операторов технологических установок и товарных операторов. Это может быть осуществлено за счет перевода рабочих с родственных предприятий химии и нефтехимии. Отбор этой категории работающих будет осуществляться на конкурсной основе. Основные требования: высшее или среднее техническое образование и стаж работы не менее 5лет.
Прочий обслуживающий персонал основных производственных профессий, включая слесарей по ремонту технологических установок, электро-слесарей и т.д. комплектуется из следующих источников:

рабочие, переводимые с родственных предприятий, имеющие стаж работы не менее 3-х лет;
молодые специалисты, окончившие высшие, средние технические специальные учебные заведения.
Обслуживающий персонал сквозных профессий (прибористы, лаборанты, электрогазосварщики, аппаратчики химводоочистки, операторы по сбору и очистке конденсата, операторы очистных сооружений, слесари аварийно-восстановительных работ, и т.д.) комплектуется преимущественно за счет местного набора с обязательной стажировкой на действующих предприятиях аналогичного профиля.
На наиболее ответственные руководящие должности и на должности специалистов предлагается привлечь руководителей высшего и среднего звена и квалифицированных специалистов с действующих нефтеперерабатывающих заводов, в т.ч. специалистов, имеющих опыт руководящей работы.
В 2008 году ЗАО «ВСГХК» заключило соглашение о сотрудничестве с Якутским государственным университетом для подготовки специалистов по специальности химик-технолог.

Проведено обучение персонала по вопросам разработки и внедрения ИСМ в соответствии с международными стандартами ISO 9001:2000 и ISO 14001:2004.
Завершены процедуры по внедрению ИСМ в деятельность предприятия:

- разработаны основные документированные процедуры в деятельности компании;
- разработана политика компании в области качества и сформулированы цели в области качества;
- проведена экспертиза документов;
- разработанные процедуры внедряются в деятельность компании.

Внедрение ИСМ преследует своей целью обеспечение выполнение требований и ожиданий Потребителей при проектировании, строительстве и эксплуатации газохимического производства на территории Республики Саха (Якутия), производстве продуктов газохимической переработки природного газа, максимально ограничивая любые неблагоприятные последствия на людей и окружающую среду.

Подготовка персонала и внедрение ИСМ осуществлялось при поддержке Российского агентства по поддержке малого и среднего бизнеса (Москва).
В рамках внедрения ИСМ было подготовлено 7 внутренних аудиторов, прошедших аттестацию по итогам обучения.
Для подготовки будущего персонала ГХК было заключено соглашение о сотрудничестве с Якутским государственным университетом (Приложение № 4-13).

Обеспечение работников и их семей, жильем, объектами социальной инфраструктуры, связанных с обустройством привлекаемых работников

Обеспечение работников и их семей жильем и социально бытовой инфраструктурой может быть решено руководством ГХК двумя путями:
- путем найма или покупки жилья в населенных пунктах, расположенными рядом с площадкой ГХК, исходя из условий найма на работу в каждом случае индивидуально, в зависимости от потребностей предприятия и квалификации работника;
- путем строительства на запрошенных у местной администрации земельных участках в непосредственной близости от ГХК жилищно-бытовых объектов для проживания части персонала, обслуживающего производство вахтовым методом, либо постоянно, в зависимости от условий работы и категории персонала.

Возможно также и комбинированное решение. В любом случае, окончательное решение по обеспечению производства объектами жилищно-коммунального и социально-бытового назначения будет принято после выбора площадки строительства и на этапе рабочего проектирования.

Подготовка площадки, выполнение общестроительных работ будет осуществляться на тендерной основе среди строительных организаций Якутии. Выполнение специализированных работ по монтажу оборудования будет осуществляться на основании результатов тендера. ОАО «ОМЗ» имеет право преимущественного участия в проекте при равенстве предложений на тендере по сравнению с третьими лицами.

Выбор места размещения производства

Республика Саха (Якутия) является субъектом Российской Федерации. Расположена в Восточной Сибири и занимает территорию площадью более 3,083.5 тыс. км^2, что составляет около 18 % от территории РФ. В состав Якутии входит ряд островов Северного Ледовитого океана (протяженность береговой линии 4.5 тыс.км.).

В Республике располагаются 35 районов (улусов) и 2 муниципальных центра. Крупнейшими городами являются Нерюнгри (76 тыс. чел.), Мирный (40 тыс. чел.) , Ленск (31 тыс. чел.) и Алдан (26 тыс. чел.).

Столица Республики — г. Якутск. Численность населения в столице — 235,6 (2005 г.) тыс. чел. (210 642 чел. по итогам Всероссийской переписи населения 2002 года), что составляет примерно 22 % населения республики.

На западе Республика граничит с Красноярским краем, на юго-западе — с Иркутской областью, на юге — с Читинской и Амурской областями, на востоке — с Магаданской областью. Суровые климатические условия (средняя температура января от –30 до –50 С^o) являются причиной небольшой численности (1.017 млн. чел. — 0.7 % населения России) и очень низкой плотности населения (0.28 человека на км^2).

Завод по газохимической переработки природного газа планируется построить в районе г. Якутск – столицы Республики Саха (Якутия), на территории Мегино-Кангаласского или Хангаласского районов (улусов).

Площадка строительства должна характеризоваться следующими требованиями:

1. геометрия площадки: правильный прямоугольник или квадрат общей площадью до 2 км^2, что позволяет разметить все планируемые к строительству производства на этой площадке, даже с учетом дальнейшего расширения и модернизации;
2. санитарно-защитная зона комплекса должна составлять не менее 1 км;
3. близость к автомобильным дорогам и железнодорожным путям;
4. возможность организации водоснабжения до 10 тыс.м^3 в сутки
5. возможность поставок до 3 млрд.м^3 природного газа в год.

Проект ГХК в части производства метанола и аммиака очень сильно зависит от возможности поставлять произведенную продукцию потребителям.

Первоначальный вариант, описанный в Декларации, предполагал размещение комплекса на левом берегу реки Лена в районе пос. Жатай, что было связано с заявлениями о завершении строительства железной дороги в предполагаемый район размещения в 2013 году.

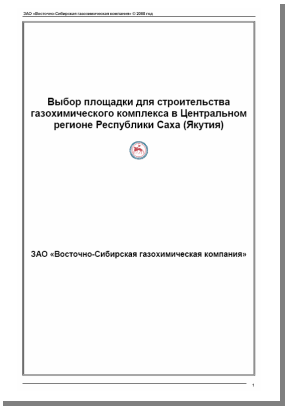
С целью управлениями рисками размещения комплекса в марте 2008 года ЗАО «ВСГХК» начло рассматривать варианты размещения комплекса на правом берегу реки Лена в Мегино-Кангаласском и Хангаласском улусах

Рисунок 11: Варианты размещения ГХК в Центральной Якутии

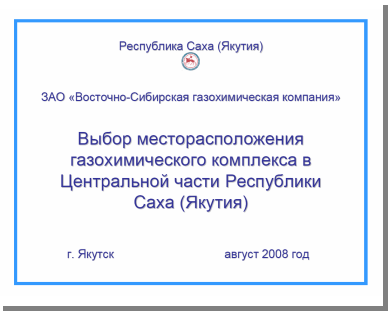
Источник информации: ЗАО «ВСГХК»

Предпринятые действия себя полностью оправдали. В июле 2008 года вышло Постановление Правительства Российской Федерации о финансировании железной дороги только до Нижнего Бестяха, расположенного на другой стороне реки напротив

Якутска. Сведений о строительстве железно-дорожного моста и сроках такого строительства до сих пор нет.


Выбор площадки для строительства газохимического комплекса в Центральном регионе Республики Саха (Якутия)

ЗАО «Восточно-Сибирская газохимическая компания»


Республика Саха (Якутия)

ЗАО «Восточно-Сибирская газохимическая компания»

Выбор месторасположения газохимического комплекса в Центральной части Республики Саха (Якутия)

г. Якутск август 2008 год

Разработан отчет по выбору площадки расположения ГХК в Центральном регионе Якутии:

- рассмотрены 9 вариантов размещения комплекса;
- собраны данные по возможным источникам водообеспечения;
- собраны данные по возможным источникам поставки общераспространенных строительных материалов для обеспечения строительства ГХК;
- проведены изыскательские работы в объеме необходимом для выбора площадки;
- получены согласования на рассмотренные варианты от органов местного самоуправления и местных подразделений Министерства охраны природы;
- проведены встречи с населением;
- сделаны оценки дополнительных капитальных вложений для каждого из вариантов размещения производства;
- проведен сравнительный анализ вариантов размещения производства.

Компанией рассматривалось несколько вариантов расположения комплекса и по результатам был подготовлен отчет о выборе площадки (Приложение № 4-0).
Выбранные варианты расположение строительства позволят подвести железнодорожные пути к складскому хозяйству комплекса, расположены вблизи с автодорогами и обеспечат санитарный разрыв от жилой застройки не менее 3 км, что позволит защитить население от воздействия вредных факторов в случае аварийной ситуации.

Завершение строительства железной дороги до площадки по выбранному варианту в Павловске уже в 2012 году обеспечивает возможности стабильной поставки строительных материалов и оборудования и вывоза произведенной продукции.

С учетом того, что в 2009 году ОАО «Сахатранснефтегаз» завершило прокладку второй нитки газопровода через р. Лена, можно достоверно утверждать о стабильности поставок природного газа на выбранную площадку, расположенную на правом берегу р. Лена. Без сомнения к моменту планируемого запуска производства в 2012 году будет действовать железная дорога, пропускная способность которой позволит в стабильном режиме осуществлять поставки метанола потребителям.

Ситуационный план

В настоящее время выбранная площадка не застроена, поверхность покрыта луговой растительностью, деревьями.
В геоморфологическом отношении площадки находится в пределах второй надпойменной террасы р. Лена. Паводковыми водами не затапливается.
Рельеф в пределах площадки ровный.
Основными критериями выбора места размещения комплекса являются:
− расположение комплекса относительно населенных пунктов с учетом розы ветров (преобладающие ветры северного и северо-западных направлений преобладают, но не имеют ярко выраженного преимущества);
− место размещения имеет ровный рельеф, отсутствует затопление паводковыми водами;
− возможность расширения комплекса;
− возможность использовать существующую инфраструктуру городов Якутска и Покровска, поселков Нижний Бестях, Майя.

Строительство железной дороги к поселку Кердем к 2009 году, а к поселку Нижний Бестях к 2012 году обеспечит вначале круглосуточную поставку оборудования и материалов, а в последствии и отгрузку метанола российским и зарубежным потребителям.
Генеральный план производства приведен в Приложении № 3.

Мерзлотно-грунтовые условия

Площадка газохимического комплекса (вариант «В») расположена в 4,3 км юго-восточнее с. Павловск Мегино-Кангаласского улуса. Размеры площадки в плане 1000х1000 м.
В геоморфологическом отношении площадка находится на поверхности IV (Бестяхской) террасы р. Лена и приурочена к заброшенной пашне. В настоящее время почвенно-растительный слой практически полностью восстановился, пашня залесена молодняком сосны и березы (высота деревьев 1,5-2,0 м), наземная растительность представлена мхом, травой и мелким кустарником. Рельеф площадки слабоволнистый, перепад высот не превышает 6-8 м. На незначительном удалении от площадки (200-300 м севернее и северо-восточнее) расположены неглубокие термокарстовые озерные котловины с плоскими заболоченными берегами. Сама площадка со всех сторон окружена сосновым лесом средней крупности и густоты.
При обследовании площадки признаков неблагоприятных физико-геокриологических процессов не обнаружено.
В геологическом отношении площадка проектируемого строительства, в пределах исследованной глубины (10-15 м), сложена аллювиально-эоловыми отложениями среднечетвертичного возраста. С поверхности эти отложения повсеместно перекрыты почвенно-растительным слоем толщиной 0,1-0,2 м.
Геологический разрез площадки однороден и сложен толщей мелких песков с редкими и маломощными прослоями песков пылеватых и средней крупности. Цвет песков изменяется от желтого и желтовато-серого до темно-серого. Пески однородные, незасоленные, без примесей органических веществ.
Исследованная площадка расположена в зоне сплошного распространения вечномерзлых пород, мощностью более 200 м. Мерзлотные условия площадки довольно сложные, характеризуются наличием локальных надмерзлотных таликовых горизонтов и неоднородным температурным режимом грунтов вечномерзлой толщи.
В период проходки скважин (23-24 июля 2008 г) глубина сезонного оттаивания грунтов большей части площадки составляла 1,9-3,0 м, а в районе скважины № 5 талые грунты прослежены до глубины 4,8 м. Ниже грунты находились в твердомерзлом состоянии с массивной криогенной текстурой. Талые пески в приповерхностной части вскрытого разреза (до глубины 1,5-2,0м) были маловлажные, ниже влажные или водонасыщенные. По границе талых и мерзлых грунтов функционировали безнапорные грунтовые воды с незначительным дебитом. По уровню залегания грунтовые воды, вскрытые скважинами, можно классифицировать как надмерзлотные, сезоннопромерзающие, а в районе скважины № 5 – надмерзлотные непромерзающие за зимний период.
По данным изысканий прошлых лет, выполненных трестом ЯкутТИСИЗ, грунтовые воды района работ пресные, гидрокарбонатно-кальциево-натриевые, неагрессивные для бетонов любой марки и слабоагрессивные строительным металлическим конструкциям.
Температурный режим вечномерзлой толщи грунтов площадки неоднороден и характеризуется довольно высокими отрицательными значениями, которые в зоне нулевых годовых амплитуд (10м), изменяются от минус 0,3 до минус 1,0ºС.
Нормативная глубина сезонного оттаивания, определенная расчетом по формулам приложения 3 СНиП 2.02.04, составляет 3,5 м.
Согласно общему сейсмическому районированию территории Российской Федерации (ОСР-97) все возможные площадки для строительства расположены в зоне с сейсмичностью 6 баллов.

Условия строительства

Строительство на площадке производится по принципу I СниП 2.02.04-88, т.е. с сохранением мерзлого состояния грунтов основания в период строительства и всего срока эксплуатации.
Инженерная подготовка территории площадки осуществляется согласно требованиям п.п. 3.31 – 3.37 СНиП 2.02.04-88. Вертикальная планировка производится подсыпкой.
В качестве фундаментов используются сваи. Глубина заложения свай определяется расчетом при проектировании, исходя из проектных нагрузок и несущей способности основания при расчетных температурах.

В качестве оснований для резервуаров готовой продукции, противопожарного запаса воды и подобных сооружений используются насыпные грунты, обеспечивающие теплоизоляцию мерзлотных грунтов.

Климатические условия характеризуются наибольшими различиями между зимними и летними температурами воздуха, что не наблюдается где-либо на этой широте. По многолетним данным средняя годовая температура воздуха составляет -10,2°С. Самая низкая температура (-64,4°С) была зарегистрирована 5 февраля 1891 года, а самая высокая (+38,3°С) - 15 июля 1942 года. Колебаний, превышающих 102 градуса, не испытывает ни один город мира. Самый холодный месяц - январь. Его среднемесячная температура составляет -42,7°С, но отклонения бывают значительными. В 1900 году она достигла -51,4°С. Июль в большинстве лет - самый тёплый месяц года. Его многолетняя средняя температура +18,7 °С.

Таблица XIII: Средние климатические условия на площадке ГХК

Показатель		Значение
Среднегодовая температура воздуха		-10.2^{0}С
Абсолютно максимальная температура		+38^{0}С
Абсолютно минимальная температура воздуха		-64^{0}С
Температура самых холодных 5 дней с обеспеченностью		-52^{0}С
	0.98	-57^{0}С
	0.92	-54^{0}С
Среднемесячная температура наиболее холодного месяца, января		-42.6^{0}С
Среднемесячная температура наиболее жаркого месяца, июля		+18.7^{0}С
Температура воздуха холодного периода обеспеченностью 0.94		-48^{0}С
Сейсмичность		6 баллов
Скорость ветра, максимальная		22 м/с
Осадки		310 мм/год
Мощность многолетнемерзлых пород		430-570 м

Источник информации: ЗАО «ВСГХК»

Туманы - наиболее характерное атмосферное явление зимой для всех центральных районов республики. Они бывают влажными, смешанными, но чаще всего кристаллическими (морозными). В среднем отмечается до 60 дней с туманами. Зимой при температуре ниже -40°С вся влага в воздухе (дым от печей, выхлопные газы, выдыхаемый человеком воздух и т.д.) превращается в очень мелкие кристаллики льда - поселок укрывается пеленой густого ледяного тумана, который тем плотнее, чем сильнее мороз.
Средняя годовая скорость ветра составляет 2,4 м/сек.
Важным моментом является незначительное количество осадков (в среднем 202 мм за год), выпадающих, в основном, во второй половине лета. Хотя 199 дней в году устойчиво держится снежный покров, его мощность невелика (около 30 см). Невысока здесь и относительная влажность (в среднем за год 57%).
Половодье наступает в второй половине мая и длится до 30-50 дней. Самая высокая температура воды в июле +20 °С, в сентябре +10 °С, в октябре +2 °С. Осенний ледостав начинается во второй половине октября.

В районе рассматриваемых площадок проходит федеральная трасса М56 «Лена», которая доходит до посёлка Нижний Бестях, расположенного на правом берегу Лены, напротив Якутска. Сообщение с Якутском: летом — грузопассажирский паром, зимой (декабрь — апрель) — по льду реки, в период ледохода и ледостава сообщение возможно только по воздуху. Частично действует федеральная автодорога Колыма (Якутск — Магадан)
Железнодорожного транспорта до сих пор нет, однако активно ведётся строительство Амуро-Якутской железнодорожной магистрали (АЯМ) от якутского города Нерюнгри. В настоящее время по железной дороге осуществляется пассажирское движение до ст. Томмот (570 км от раз. Бестужево на БАМе), грузовое — до ст. Амга (672 км), рабочее — до ст. Харбыхан (735 км).
В городе Якутске действуют два аэропорта: «Якутск» (основной; осуществляет внутренние республиканские, российские и международные чартерные рейсы) и «Маган» (запасной; расположен в одноимённом пригородном микрорайоне).

Синергетический эффект проекта производства метанола

Проект ВСГХК оказывает значительное влияние на большое количество смежных отраслей, государственные программы по ДФО, государственные программы развития газодобывающей промышленности, усиливает экономическую интеграцию регионов.

Проект в Центральной Якутии в значительной степени повышает успешность реализации Восточной программы Газпрома:

1. для добычи природного газа по оценкам Газпрома потребуется до 200 тыс. тонн метанола в год. Использование метанола, производимого ЗАО «ВСГХК», имеет преимущества за счет лучшего географического расположения: транспорт метанола до месторождений обеспечивается исключительно речными поставками вверх по течению без дополнительных перевалок. Близко расположенное производство метанола обеспечит надежные поставки метанола для газовых промыслов и по более привлекательным ценам, что, конечно, окажет влияние и на экономическую эффективность Восточной газовой программы в долгосрочной перспективе.

Таблица XIV: Сравнение вариантов обеспечения метанолом Чаяндинского

Поставщик	Железнодорожным транспортом, км.	Водным транспортом, км	Ожидаемое время транспортировки, дней	Количество перевалок
Томский завод	1700	500	10	2
из Центральной Якутии	0	1050	5	1

месторождения

Источник информации: ЗАО «ВСГХК»

При ожидаемой потребности метанола в 200 тыс.т/год на газодобычу по Восточной газовой программе экономия на логистике (около 50 $/тонна при действующих тарифах на транспортировку) при поставке с ГХК Центральной Якутии составит около 10 млн.$/год. В течение 40 лет эксплуатации газовых месторождений общий экономический эффект превысит 400 млн.$.

2. планируемые к созданию центры газохимической переработки в Красноярском крае, Иркутской области, Приморье и в Якутии до сих пор имеют лишь самые общие очертания. Принципиально важные вопросы: что производить, в каких объемах, на основе какого сырья будет реализовываться проекты переработки, кто выступит в качестве потребителей, не имеют ответа.
   Требуется скоординированная программа развития будущих газохимических центров с учетом проведения единой политики:
   - производственной;
   - технологической;
   - маркетинговой;
   - подготовки кадров.
   Одним из вариантов развития газохимической отрасли России в ДФО может стать разработанная ЗАО «ВГСХК» «ЭШЕЛОННАЯ СТРАТЕГИЯ».
3. реализация проекта переработки природного газа в Центральной Якутии позволит вовлечь в разработку крупные месторождения, находящиеся в стратегическом резерве: Среднетюнгское ГКМ и Соболох-Неджелинское ГКМ с общими запасами природного газа более 200 млрд.куб.м, создаст условия для возобновления поисковых работ по нефти и газу в Центральной Якутии.

Центральная Якутия (3200 км – тарифное расстояние до порта Находка) в отношении азиатских рынков не только расположена более выгодно с географической точки зрения по сравнению с Иркутской областью (4200 км) и Красноярским краем (5300 км), но и имеет все необходимые инфраструктурные условия для реализации такого проекта:

1. две нитки магистрального газопровода на всей протяженности, дополнительная нитка на значительной части, а последний участок третьей нитки находится в стадии завершения. Строительство ведется за счет республиканского бюджета в рамках программы газификации и за счет инвестиций из федерального бюджета. Срок окончания: 2010 год. После завершения строительства транспортные возможности достигнут 4.5 млрд.м^3/год

2. уже идущее строительство железной дороги за счет республиканского и федерального бюджета. Срок окончания: 2012 год.
3. кроме того, существует и действует метанольный терминал в Находке, способный осуществлять перевалку нефтехимических продуктов и метанола в объеме более 1.3 млн.т/год.

Проект ГХК в Центральной Якутии использует уже имеющуюся инфраструктуру и опирается на подготовленную ресурсную базу.

Таким образом, реализация проекта в Центральной Якутии обеспечит для ДФО и Восточной газовой программы значительный синергетический эффект по нескольким направлениям в краткосрочной и долгосрочной перспективе:

1. повышение эффективности государственных программ по развитию инфраструктуры региона, которые в настоящее время реализуются с целью надежного жизнеобеспечения населения Центральной Якутии;
2. использование имеющихся резервов в добыче, транспорте природного газа в Якутии, переработке нового типа грузов в дальневосточных портах;
3. повышение надежности обеспечения газодобычи на уникальных месторождениях за счет поставки метанола с близкорасположенного производства. В принципе метанол из Центральной Якутии может поставляться как на Чаяндинское, так и на Ковыктинское месторождения. Более низкие транспортные затраты по метанолу обеспечат и большую эффективность Восточной газовой программы;
4. создается промышленный центр, который в перспективе может обеспечить подготовку высококвалифицированных кадров для работы на газохимических производствах, которые должны создаваться в Красноярском крае, Иркутской области, Западной и Южной Якутии и в Приморье;
5. адаптируются технологии переработки природного газа для освоения газовых месторождений на Камчатке и на арктическом шельфе.

Таблица XV: Прямой синергетический эффект ГХК в Центральной Якутии[3]

Эффект	Инерционный сценарий	ГХК Якутии (мин)	Рост, %	ГХК Якутии (макс)	Рост, %
Добыча и транспорт природного газа, млрд.м^3	1500	1950	30%	4000	167%
Транспортировка по железной дороге, тыс.тн.	495	945	91%	2130	330%
Перевалка на метанольном терминале Находка, тыс.тн.	20	470	2250%	1300	6400%

Источник информации: ЗАО «ВСГХК»

[3] Инерционный сценарий – без строительства ГХК
ГХК Якутии (мин) – производство 450 тыс.т/год метанола
ГХК Якутии (макс) – производство 1350 тыс.т/год метанола, 400 тыс.т/год СЖТ, 200 тыс.т/год аммиак

Технология производства метанола

Выбор и оценка стоимости предполагаемого оборудования

Экономическая целесообразность и рациональность использования природного газа как сырья для производства метанола обусловлена растущими потребностями в метаноле на азиатских рынка, планируемом значительном объеме добычи природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

Создание производства на новой площадке позволяет использовать наиболее современные и эффективные технологические решения.
Выбор лицензиаров осуществляется на конкурсной основе.

В качестве PMC контрактора предполагается привлечь Jacobs Consultancy (Приложение № 4-10).

Основные технологические решения

Исходными продуктами процесса производства метанола являются потоки природного газа. В отделении паровой конверсии получают синтез-газ, который в дальнейшем используется для осуществления синтеза метанола. Полученные продукты при синтезе метанола в дальнейшем проходят процедуру ректификации с целью получения товарной продукции. Пар, побочные продукты утилизируются с производством электрической энергии или уходят на сжигание в печи риформинга.

Производство состоит из одной технологической линии мощностью 450000 т/год метанола (с возможностью расширения до 1,5 млн. т/год).
Готовый продукт отвечает требованиям ГОСТ 2222-95.
Основные стадии производства метанола:
1. Сероочистка исходного газа
2. Парокислородная конверсия природного газа
3. Компрессия синтез-газа
4. Синтез метанола
5. Ректификация метанола

Принципиальные схемы паро-кислородного риформинга, синтеза и ректификации метанола приведены в Приложниях № 2-3.

Краткие сведения о технологии производства

В производстве метанола используется в качестве сырья природный газ. Получение синтез-газа осуществляется путем двухступенчатой парокислородной конверсии, синтеза метанола-сырца в изотермическом реакторе с рециркуляцией и последующей ректификацией с получением товарного метанола.
С учетом северных условий привода силовых машин - электрические. В связи с этим большая часть пара высокого и среднего давления централизовано направляется на электростанцию, энергия которой используется для привода машин. Остальная часть пара идет на технологию и обеспечение процесса ректификации.
Основными принципами технологии производства являются следующие:
- все тепловые и энергетические потоки максимально использованы;
- синтез метанола осуществляется в изотермическом реакторе, обеспечивая оптимальные условия проведения процесса.
- применяемые катализаторы обладают повышенной активностью, селективностью, высокой механической прочностью и обеспечивают стабильную работу в широком диапазоне температур.

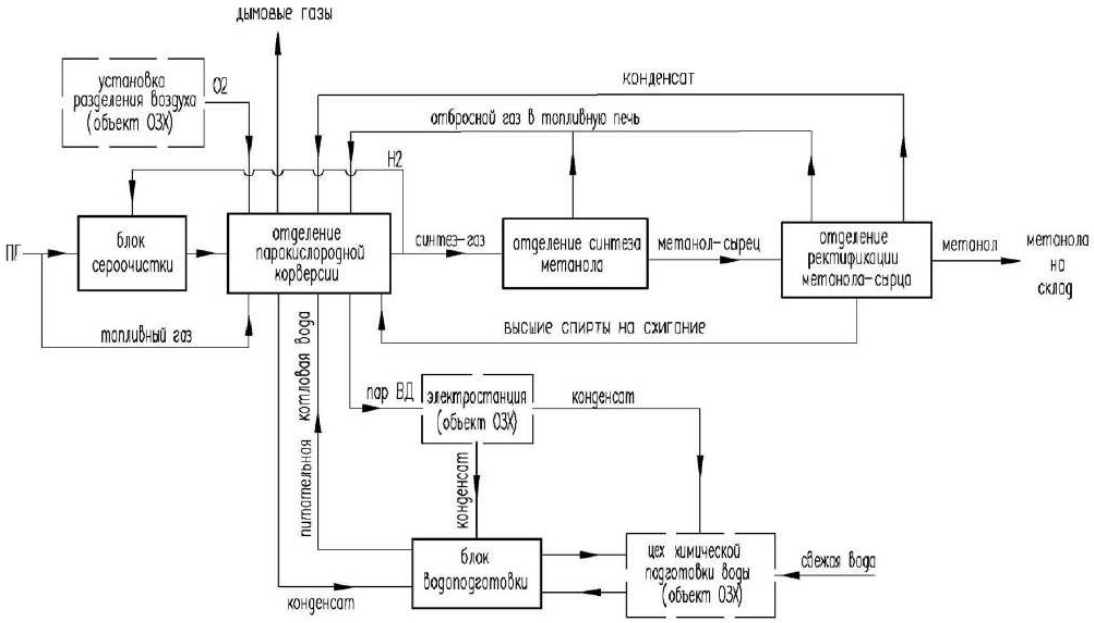
Обоснование принятых технологических решений

При разработке технологии производства метанола применены наиболее передовые технические решения, отвечающие современному уровню науки и техники. Подобные технологии имеют продолжительный опыт работы в промышленности. Предлагаемая технология производства метанола позволяет в наибольшей степени обеспечить экономическую эффективность данного процесса.

Описание принятой схемы технологического процесса

Исходными продуктами процесса производства метанола являются потоки природного газа и кислорода, поступающего из цеха разделения воздуха.

Рисунок 12: Принципиальная схема производства метанола



Источник информации: «Ходатайство (Декларация) о намерениях инвестирования в строительство газохимического комплекса Республики Саха (Якутия)», ЗАО «ВСГХК» декабрь 2007 год

Таблица XVI: Расходные нормы по производству 1 тонны метанола

Наименование		Расход	Характеристика	Примечание
Природный газ	нм^3/т	855	до 98 % CH_4	
Кислород	нм^3/т	300	концентрация O_2 не ниже 99,5 %, давление до 5,6 МПа	постоянный расход на производство синтез-газа
Деминерализованная вода	м^3/т	2	требования к допустимому содержанию примесей определяются ТЗ на установку	постоянный расход на производство синтез-газа
Азот газообразный			концентрация N_2 не ниже 99,5 %	потребляется периодически из ВРК
Воздух КИПиА	нм^3/ч	100	без масла и механических примесей, сухой, точка росы ниже температуры окружающего воздуха, давление 0,5-0,8 МПа	
Энергопотребление	кВтч/т	234,7		

Источник информации: «Ходатайство (Декларация) о намерениях инвестирования в строительство газохимического комплекса Республики Саха (Якутия)», ЗАО «ВСГХК» декабрь 2007 год

Блок сероочистки

Природный газ предварительно подвергается сероочистке, несмотря на то, что в природном газе не содержится серы. Это необходимо для защиты от возможных проскоков серы или при появлении серы при вводе новых месторождений.

Для этого исходный природный газ проходит сепаратор, установленный для отделения содержащихся в газе жидкостей, а затем смешивается с частью синтез-газа, содержащей водород, который необходим для процесса сероочистки.

Смесь нагревается и направляется в реактор гидрирования, в котором в процессе гидроочистки природного газа образуется сероводород.

Далее в сероадсорбере сероводород поглощается на оксиде цинка, при этом остаточное количество серы в газе составляет менее 0,05 ppm масс.

Отделение парокислородной конверсии

Очищенный от серы природный газ охлаждается в теплообменнике, а затем насыщается водой в сатураторе.

Вода, используемая в сатураторе, является смесью технологического конденсата, образующегося в сепараторах, и реакционной воды отделения ректификации метанола.

Углеводородное сырье, поступающее из системы сатурации, подогревается, а затем смешивается с паром среднего давления для достижения соотношения пар/окись углерода 1,8. Далее парогазовая смесь последовательно поступает в реактор предриформинга, печь трубчатого парового риформинга и в реактор вторичного риформинга с кислородным поддувом. В результате парогазовая смесь конвертируется в смесь H_2, CO, CO_2, H_2O и CH_4.

Дымовые газы выводятся через верх радиационных камер и поступают в отделение рекуперации тепла. В качестве топлива используются природный и отбросной газы.

Синтез-газ после реактора вторичного риформинга охлаждается, вырабатывая из подаваемой питательной котловой воды пар высокого давления, который экспортируется на электростанцию.

Синтез-газ, отделенный в сепараторах от воды, подается в отделение синтеза метанола. Конденсат, образующийся при сепарировании, направляется в сатуратор. При необходимости часть этого конденсата направляется в блок подготовки питательной деминерализованной воды.

Блок деаэрации конденсата

В колонну разделения технологического конденсата подается конденсат из отделения парокислородной конверсии. Свежая вода, очищенный конденсат, часть парового конденсата с электростанции после установки деминерализации воды соединяются с конденсатом, идущим с электростанции, и направляются в деаэратор, в котором вытесняется кислород и углекислота.

Из деаэратора часть воды подается в отделение синтеза метанола для снятия избыточного тепла, другая же часть - в блок парокислородной конверсии.

Отделение синтеза метанола

Полученный в отделении парокислородной конверсии синтез-газ смешивается с циркуляционным газом, затем весь поток газа подогревается и поступает в реактор синтеза метанола, в котором водород, монооксид и диоксидуглерода конвертируются в метанол по следующим реакциям:

$CO+2H_2 \leftrightarrow CH_3OH$

$CO_2+3H_2 \leftrightarrow CH_3OH+H_2O$

$(CO+H_2O \leftrightarrow CO_2+H_2)$

Таблица XVII: Катализаторы, использующиеся в производстве метанола

Наименование	Тип катализатора	Количество, тонн	Примечание
Никельмолибденовый катализатор гидрирования органических серосоединений	ТУ 113-03-002-09510-96-2009	6	Единовременная загрузка, один раз в 4 года
Цинковый поглотитель сернистых соединений	ТУ 113-03-2002-86	35	Единовременная загрузка, один раз в год
Катализаторы паровой и кислородной конверсии	НИАП-18 ТУ 113-03-2010-93	40	Единовременная загрузка, один раз в 4 года
Медьсодержащий катализатор синтеза метанола	СНМ-У	70	Единовременная загрузка, один раз в 4 года

Источник информации: «Ходатайство (Декларация) о намерениях инвестирования в строительство газохимического комплекса Республики Саха (Якутия)», ЗАО «ВСГХК» декабрь 2007 год

В дополнение к этому, в незначительной степени протекают некоторые побочные реакции, поэтому образуются следы кислородосодержащих соединений, с температурой кипения как выше, так и ниже метанола.

Покидающий реактор газ охлаждается и конденсируется.

Конденсат - метанол-сырец отделяется в сепараторе высокого давления, где также происходит отбор продувочного газа, затем в сепаратор низкого давления, где частично дегазируется и направляется в хранилище метанола-сырца.

Продувочный газ используется как среда-носитель в эжекторе, отводящем газообразную фракцию дистиллята. Газ, выходящий из эжектора, используется как топливо печи трубчатого риформинга.

Отделение ректификации метанола-сырца

Метанол–сырец после отделения синтеза метанола содержит воду и следы побочных продуктов: этанол, высшие спирты, диметиловый эфир, ацетон и метилформиат.

Очистка метанол-сырца происходит в ректификационном отделении, имеющем три колонны. В стабилизационной колонне удаляются разнообразные летучие соединения и растворённые газы.

Сверху отбираются дистилляционные газы, которые конденсируются и разделяются на газовую и жидкую фракции. Газовая фракция в дальнейшем используется в качестве топлива печи риформинга, а большая часть жидкой фракции возвращается в верхнюю часть колонны.

Для процесса ректификации используется тепло, получаемое при охлаждении риформированного газа.

Нижний продукт колонны – стабилизированный метанол - содержит в основном метанол, воду, а также небольшие количества этанола и прочих высших спиртов.

В результате ректификации выходят три потока жидкостей:

- целевой метанол;
- поток высших спиртов;
- вода избыточная, которая направляется в сатуратор отделения парокислородной конверсии. Поток высших спиртов отправляется на сжигание. Продуктовый метанол охлаждается и направляется на склад хранения метанола.

Склад хранения метанола

Склад хранения метанола предназначен для приема, хранения и подачи товарной продукции на сливо-наливную ж/д эстакаду. В складское хозяйство входят: резервуарный парк метанола, насосная станция перекачки метанола с операторным пунктом, установка рекуперации паров, скруббер, сливо-наливные железнодорожные эстакады, системы пожарной защиты, системы автоматизации, контроля и учета продуктов.

Для хранения метанола предусмотрены четыре резервуара вместимостью 10000 $м^3$ каждый, из которых три являются рабочими, а четвертый резервный, для возможности перекачки метанола из работающей емкости при аварии.

Резервуары находятся под азотной «подушкой» и в них поддерживается избыточное давление 200-750 мм вод.ст. и температура колеблется в пределах минус 60°С . плюс 40°С. Склад хранения метанола оборудован приемным и раздаточным устройствами, замерными приспособлениями и средствами пожаротушения.

Склад хранения метанола имеет ограждение из металлической сетки или проволочное с осветительными приборами по периметру, а также оборудован охранной сигнализацией по периметру и обеспечен круглосуточной охраной.

Караульное помещение должно располагаться в пределах прямой видимости склада и иметь двухстороннюю телефонную связь.

Налив метанола в ж/д цистерны производится насосами.

Сливо-наливная железнодорожная эстакада

Сливо-наливная эстакада предназначена для налива метанола в ж/д цистерны.

На сливо-наливной железнодорожной эстакаде отгружается в железнодорожные цистерны 450 тыс. т/год метанола.

Расчет железнодорожных сливо-наливных эстакад для налива метанола:

Полезный объем цистерны $V_{пол}=0,97*V_ц= 83,0м^3$, где

$V_ц=85,6м^3$ – объем цистерны;

0,97 – коэффициент заполнения цистерн.

Расчёт количества отгруженных цистерн в сутки (n) выполнен в соответствии с п.5.2.2 ВН ТП 5-95, а именно:

$$\mathbf{n = Q\, k_н\, k_1 / 365\, q_ц}, \text{ где}$$

Q – общий годовой грузооборот (450 000т/год);

$k_н$ - максимальный месячный грузооборот / среднемесячный грузооборот, $k_н$ = 1,0;

k_1 - коэффициент неравномерности подачи, принимаем k_1= 1,25;

$q_ц$ - грузоподъёмность цистерны,
$q_ц = V_{пол}*\rho=83,0м^3*791кг/м^3=65т$;
n = 24 цистерн/сутки (грузоподъёмностью 65 т).
Принимаем число наливных маршрутов равным 2 по 12 цистерн Общее количество стояков - 14; односторонняя эстакада. Время непосредственного налива в цистерны не должно превышать 80 мин.

Результаты расчета графика работы ж/д эстакад представлены в таблице.

Таблица XVIII: Результаты расчета графика работы ж/д эстакады

Наименование продукта	Количество, тыс.т/год	Количество, т/сутки	Количество цистерн в сутки	Количество маршрутов	Количество цистерно-мест для ж/д
Метанол	450	1350	24	2	12

Источник информации: «Ходатайство (Декларация) о намерениях инвестирования в строительство газохимического комплекса Республики Саха (Якутия)», ЗАО «ВСГХК» декабрь 2007 год

Компоновочные решения, автоматизация технологических процессов, организация ремонта оборудования
Технологические процессы производства метанола и жидких углеводородов по технологии GTL представляет собой непрерывный автоматизированный процесс, управление которым осуществляется из ЦПУ на базе микропроцессорной техники.
Основные работы, требующие привлечения дополнительного персонала, приходятся на периоды остановки производства на капитальный ремонт оборудования, перегрузку катализаторов.
Оперативно-техническое обслуживание, мелкий и аварийный ремонт оборудования установки будет осуществляться штатами ремонтно-механических служб Заказчика.
Компоновочные решения будут приняты исходя из принципа минимизации затрат при оптимальном размещении оборудования. При этом будут учтены следующие условия:
- централизация управления производством;
- безопасность и удобство эксплуатации и обслуживания оборудования;
- возможность и удобство монтажа и ремонта оборудования.

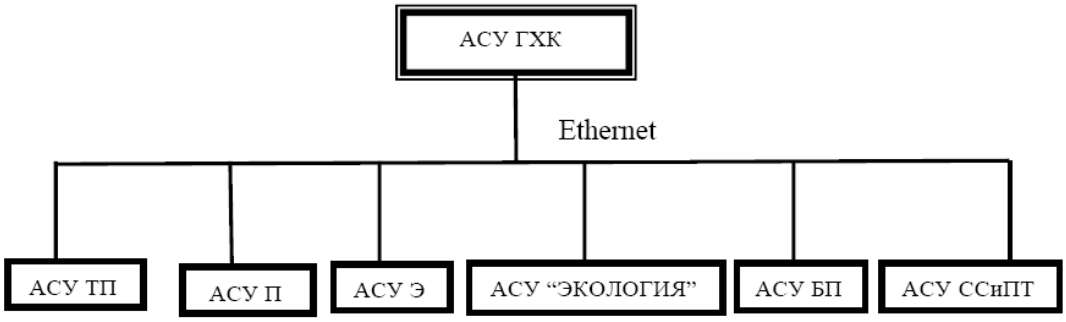
Оборудование, требующее по условиям эксплуатации положительных температур, размещается в закрытом помещении. Помещение изготавливается из легкосборных конструкций и сендвич-панелей. Остальное оборудование размещается на открытой площадке. Оборудование поставляется в максимальной заводской готовности.
При разработке компоновки будет учтена возможность ремонта оборудования, свободного размещения демонтируемых и съемных деталей.

Автоматизированная система управления
Основные технологические процессы характеризуются достаточной сложностью.
Обращающиеся в производстве продукты – природный газ, окись углерода, метанол, бензин, керосин, дизельное топливо, аммиак относятся к взрывопожароопасным, в связи с чем предусмотрена система автоматического управления технологическими процессами, включая систему противоаварийной защиты, обеспечивающая устойчивую работу производств в регламентных режимах, а в случае каких-либо отклонений – вывод на безопасный уровень эксплуатации или остановку производства в автоматическом безопасном режиме.
Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) является частью комплексной системы АСУ ГХК, включающей также АСУ Э (энергохозяйство); АСУ «Экология»; АСУ БП (безопасность предприятия); АСУ П (управление предприятием); АСУ ССиПТ (связь, сигнализация, промышленное телевидение).

Общие сведения
Быстро меняющиеся экономические условия вызывают необходимость внедрения современных организационно-управленческих технологий, основой которых являются информационные технологии. Эти технологии способны охватить все требования, предъявляемые к ГХК и скоординировать работу всех служб комплекса.
Для внедрения этих технологий предусматривается комплексная автоматизация. Она обеспечит централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе вычислительной и микропроцессорной техники, приборов физико-химического анализа, высоконадежных электронных устройств и

аппаратуры под управлением высоконадежного программного обеспечения. На производстве будет реализовываться следующая структура АСУ ГХК:

Рисунок 13: Принципиальная схема АСУ ГХК



АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;
АСУ Э - автоматизированная система управления энергохозяйством;
АСУ П - автоматизированная система управления предприятием;
АСУ "ЭКОЛОГИЯ" - автоматизированная система управления мониторингом экологической обстановки на предприятии;
АСУ БП - автоматизированная система управления безопасностью предприятия;
АСУ ССиПТ - автоматизированная система управления связью, сигнализацией и промышленным телевидением.

Источник информации: «Ходатайство (Декларация) о намерениях инвестирования в строительство газохимического комплекса Республики Саха (Якутия)», ЗАО «ВСГХК» декабрь 2007 год

Такая структура комплексной автоматизации позволит:
− снизить трудоемкость управления технологическими процессами и технологическим оборудованием;
− повысить безопасность производства, в т.ч. обеспечить безопасную и безаварийную эксплуатацию технологических установок;
− обеспечить устойчивость функционирования объектов общезаводского хозяйства (ОЗХ), повысить качество и оперативность управления;
− снизить затраты за счет увеличения межремонтного периода работы оборудования, сократить простои, увеличить коэффициент загрузки технологического оборудования, повысить оперативность и надежность контроля и управления;
− снизить удельные нормы расхода энергоносителей и реагентов в следствии улучшения учета и оптимизации их использования;
− повысить управляемость производственными (материальными) ресурсами предприятия, финансами и персоналом;
− обеспечить контроль над экологической обстановкой на предприятии и оперативно принимать природоохранные меры;
− обеспечить защиту производства и вспомогательных объектов от постороннего вмешательства и террористической деятельности;
− обеспечить качественную радио и телефонную связь, сигнализацию и оповещение в аварийных ситуациях и при пожаре.
Проектирование, поставка, монтаж АСУ ГХК и его подсистем производится на основе действующих стандартов и норм. АСУ верхнего уровня связано с АСУ других уровней с помощью сети Fast Ethernet (100 Мбит/с) или Gigabit Ethernet (1000 Мбит/с), в зависимости от объёмов передаваемой информации.
Комплекс АСУ расположен в отдельно стоящем здании - центральном пункте управления (ЦПУ), находящимся во взрывобезопасной зоне.
АСУ ГХК и её подсистемы являются многофункциональными, иерархическими, распределенными системами управления и поэтому их реализуют на базе программно-технических средств (ПТС), сертифицированных Госстандартом РФ.

АСУ ГХК
Основная задача АСУ ГХК обеспечить централизованный сбор и архивирование данных выше перечисленных подсистем, что приведет к повышению оперативности управления производственными процессами главными специалистами завода.

Аккумулируя всю информацию по заводу, АСУ ГХК обеспечит синхронизированную работу всех АСУ следующих уровней и разгрузит их от поиска информации в своих базах данных, запрашиваемыми другими системами, а это в свою очередь снизит вероятность несанкционированного доступа на другие уровни АСУ.

АСУ технологического процесса (АСУ ТП)

АСУ ТП включает в себя четыре подсистемы: АСУ ТП метанола (АСУ ТП М). По мере расширения комплекса дополнительно будут вводиться АСУ ТП аммиака (АСУ ТП А), АСУ ТП СЖТ1 и АСУ ТП СЖТ2. Функционально они будут построены одинаково.

АСУ ТП будет осуществлять все функции, необходимые для безопасного ведения технологических процессов с требуемой производительностью, в целях получения товарной продукции заданного качества. Также система управления позволит осуществить четкую взаимосвязанную и безаварийную работу объектов ОЗХ, обеспечивающих бесперебойную работу основного производства, защитные, природоохранные и другие мероприятия.

АСУ ТП будет состоять из следующих систем:

− оборудование КИПиА (нижний уровень);
− распределённая система управления (РСУ) (средний уровень);
− система противоаварийной защиты (ПАЗ) (средний уровень);
− автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора-технолога (верхний уровень).

Функции систем РСУ и ПАЗ осуществляются на отдельных контроллерах. Они независимы, и нарушение работы одной системы не повлияет на работу другой. Контроллеры систем РСУ и ПАЗ зарезервированы.

АСУ Э

Большая доля в себестоимости выпуска продукции ГХК приходится на затраты, связанные с потреблением энергии. Внедрение современной АСУ Э решит задачу снижения доли энергозатрат за счет управления, контроля, учета за распределением и расходованием энергии от уровня отдельного технологического оборудования до комплекса в целом.

АСУ Э организована по той же схеме, что и АСУ ТП, но с учетом особенностей более быстрых скоростей процессов.

АСУ П

В настоящее время на рыке имеется значительное количество программных продуктов, позволяющих управлять всеми ресурсами предприятия, как единым целым – системы управления ресурсами предприятия. Эти системы являются дальнейшим развитием АСУ П (или «интегрированные системы планирования ресурсов предприятия» - Enterprise Resource Planning Systems - ERP-системы), и которые функционально объединяются с системами для решения задач автоматизации учета и управления производством, финансами, снабжением и сбытом, кадрами и информационными ресурсами.

На производственном комплексе будут использоваться и реализовываться необходимые компоненты ERP-системы.

АСУ «ЭКОЛОГИЯ»

Система АСУ "Экология" представляет собой систему контроля количества и состава выбросов ГХК, загрязнения атмосферы выбросами при повреждении технологического и энергетического оборудования, газовыделениями (дымовые газы), контроля качества очистки сточных вод ГХК и объектов инфраструктуры, контроля состояния грунтов, а также параметров, характеризующих условия труда эксплуатационного персонала.

АСУ «Экология» обеспечивает:

− организацию замеров контролируемых параметров;
− передачу значений параметров от датчиков в базу данных;
− хранение информации и её обработку по заданным алгоритмам;
− отображение результатов замеров;
− вывод отчетных документов на печать;
− запрос и принятие имеющейся информации, переданной подсистемами в АСУ ГХК;
− формирование информации для передачи ее в АСУ ГХК для принятия оперативных и предупреждающих мер.

АСУ БП

Система АСУ БП представляет собой систему контроля безопасности ГХК от несанкционированного проникновения на территорию и предупреждение чрезвычайных ситуаций на предприятии.

В ее состав входит часть системы противопожарной безопасности, что повышает пожарную безопасность ГХК за счет дублирования функций как в АСУ БП, так и в АСУ ТП, АСУ ССиПТ.

АСУ БП обеспечивает:

− постоянный автоматизированный контроль над входящими и выходящими работниками;
− автоматизированное видеонаблюдение за периметром и объектами предприятия;
− прием видеосигнала и его обработку из наиболее ответственных помещений предприятия;
− контроль охранной и пожарной сигнализации предприятия;
− отображение результатов наблюдения на мониторах охраны ГХК;
− включение противопожарной сигнализации при обнаружении пожара с помощью соответствующих датчиков или видеонаблюдения;
− запрос и принятие имеющейся информации, переданной подсистемами в АСУ ГХК;
− формирование информации для передачи ее в АСУ ГХК для принятия мер ответственными лицами.

АСУ ССиПТ

Проектируемая АСУ связи, сигнализации и промышленного телевидения ГХК выполнена в соответствии с требованиями ведомственных нормативных документов, а также строительных норм и правил.

Применяемые схемы организации связи обеспечивают надежность, быстродействие, достоверность передаваемой информации, а также взаимозаменяемость модулей системы.

АСУ ССиПТ будет обеспечивать:

− взаимодействие технических служб и административно-хозяйственного аппарата в соответствии с разработанной структурой управления;
− выполнение требований по технике безопасности и пожарной безопасности.

Экология и охрана окружающей среды

Воздействие строящегося комплекса на окружающую среду характеризуется техногенным влиянием на атмосферу, территорию, поверхностные и подземные воды.

Технические решения, принятые при разработке схемы получения метанола, позволяют свести к минимуму вредное воздействие на окружающую среду, в том числе по выбросам загрязняющих веществ в атмосферу и сточным водам в водоем.

Выбор конструкционных материалов, использование герметичного оборудования, выбор которого произведен с учетом взрывоопасности, пожароопасности, токсичности продуктов в холодостойком исполнении, уровень АСУ ТП позволяют свести к минимуму возможность возникновения аварийных ситуаций, снизить вероятность выбросов вредных веществ в окружающую природную среду.

При производстве метанола будут образовываться организованные и неорганизованные выбросы и отходы.

Таблица XIX: Организованные отходы и выбросы при производстве метанола

№	Наименование отходов, состав или стадия образования	Направление выброса	Количество выбросов		Примечание
			текущие	валовые	
	Газообразные отходы				
1	Дымовые газы	выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу	г/с	т/год	постоянно
	NO_x – не более 85 мг/м^3 CO – не более 10 мг/м^3		2.9	83.5	
2	Газы от сгорания природного газа на дежурных горелках факельной установки	выбрасываются в атмосферу	0,76 10^{-3}	0,022	постоянно
	NO_x – не более 100 мг/м^3 CO – не более 10 мг/м^3				
	Твердые отходы				
2	Отработанный никельмолибденовый катализатор гидрирования органических соединений	направляется на переработку специальным лицензированным организациям	6 тонн		единовременный отход при перезагрузке катализатора (один раз в 4 года)
3	Отработанный цинковый поглотитель сероводорода	направляется на переработку специальным лицензированным организациям	35 тонн		единовременный отход при перезагрузке катализатора (один раз в год)
4	Катализаторы паровой и кислородной конверсии	направляется на переработку специальным лицензированным организациям	40 тонн		единовременный отход при перезагрузке катализатора (один раз в 4 года)
5	Отработанный катализатор синтеза метанола	направляется на переработку специальным лицензированным организациям	70 тонн		единовременный отход при перезагрузке катализатора (один раз в 4 года)

Источник информации: «Ходатайство (Декларация) о намерениях инвестирования в строительство газохимического комплекса Республики Саха (Якутия)», ЗАО «ВСГХК» декабрь 2007 год

Газовые выбросы

Технические решения, принятые при разработке схемы производства метанола, позволяют свести к минимуму вредное воздействие на окружающую природную среду, в том числе по выбросам газов в атмосферу и сточным водам в водоем.

Выбросы загрязняющих веществ (ЗВ) от производства можно разделить на:

- постоянные выбросы;
- эпизодические выбросы (залповые);
- аварийные выбросы.

Постоянные выбросы

В процессе производства в печи-риформере образуются дымовые газы от сжигания природного газа и отбросных газов в количестве до 13 000 нм^3 в час.

Техническим заданием на разработку проекта производства метанола для лицензиара установлены жесткие требования к выбросам соединений азота, превышающие требования российских и международных норм.

Таблица XX: Требования к выбросам NO_x

Мощность котла, МВт	Содержание NO_x, мг/м^3	
	показатели для Евросоюза (для производств запускаемых после 2000 года)	требования ЗАО «ВСГХК»
50-300	150	81
300	100	

Источник информации: ЗАО «ВСГХК», Haldor Topsoe

Газообразные вещества, находящиеся под давлением, поступают в атмосферу за счет ухудшения герметичности фланцевых соединений, которые являются источниками неорганизованных выбросов. Количественные значения неорганизованных выбросов будут определены при проектировании после выполнения монтажных чертежей и определения количества фланцевых соединений.
Технологической схемой предусматривается практически полная утилизация газообразных отходов.
Продувочные и танковые газы используются в качестве топлива в горелках трубчатой печи конверсии метана.

Таблица XXI: Неорганизованные выбросы в атмосферу при производстве метанола

	Выбросы метанола	
	г/с	т/год
Склад хранения метанола	0,022	0,63
Сливо-наливная железнодорожная эстакада	0,0593	1,7

Источник информации: «Ходатайство (Декларация) о намерениях инвестирования в строительство газохимического комплекса Республики Саха (Якутия)», ЗАО «ВСГХК» декабрь 2007 год

Залповые выбросы
Эпизодические выбросы (залповые) будут иметь место при продувке аппаратов, технологического оборудования и трубопроводов в случае остановки оборудования на ремонт. Продувка аппаратов и освобождение системы от газа производится на факел.

Аварийные выбросы
При превышении давления в технологической схеме сверх предусмотренного регламентом создается предаварийная ситуация. При этом сброс газа с предохранительных клапанов будет осуществляться на факел для сжигания.
В целях сокращения количества сбрасываемых на факел газов при возникновении аварийных ситуаций технологическая схема разделена на отдельные блоки, разграниченные автоматической отсечной арматурой. Предусмотрена возможность сброса среды на факел из оборудования каждого блока, как в автоматическом режиме, так и дистанционно.

Наиболее мощными из всех выше перечисленных выбросов по величине в единицу времени являются залповые и аварийные выбросы, количественные значения которых будут определены при проектировании, содержание вредных примесей в которых не превысят предельно допустимых концентраций.

Сточные воды
Технологические процессы производства метанола связаны с образованием постоянных и периодических стоков:

Постоянные стоки:
- газовый конденсат, образующийся в процессе охлаждения конвертированного газа;
- солесодержащие стоки после отделения водоподготовки.

Количество и состав стоков будут определяться выбранным методом подготовки воды в зависимости от качества исходной сырой воды на последующих стадиях проектирования.
В процессе синтеза метанола образуются постоянные стоки, представляющие собой водную фракцию кислородосодержащих соединений (высшие спирты, ацетон, карбонильные соединения). Доля органических веществ в сточных водах не превышает 3 - 4 %. Требуют утилизации. Методика утилизации может быть определена только на стадии проектирования с учетом имеющейся инфраструктуры.

Периодические стоки:
- вода после химической промывки системы парообразования – 1 раз в 3-4 года в количестве;
- сброс газового конденсата из емкости сбора конденсата факельной установки (при пусках и аварийных сбросах).

Стоки из установки, за исключением минерализованных продувок системы парообразования и химического обессоливания воды предполагается сжигать в системе дымоходов трубчатой печи.

Твердые отходы

Отработанные катализаторы направляются на переработку на соответствующие предприятия (катализаторные фабрики, металлургические заводы системы «Вторцветмет»).

Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду

Мы заинтересованы в:
- сохранении здоровья и обеспечении безопасности – сотрудников, поставщиков, покупателей и потребителей метанола;
- защите окружающей среды.

Повышение безопасности при производстве будет достигаться:
- повышением уровня знаний и информированности сотрудников, поставщиков, покупателей и потребителей метанола, общественности;
- непрерывной работой по улучшению безопасности производства и защиты окружающей среды.

Снижение выбросов в атмосферу

Мероприятия, предусмотренные для уменьшения количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу:

- использование герметичного оборудования;
- использование герметичных насосов, снабженных магнитной муфтой для перекачивания легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ) и винтовых насосов с одинарным торцовым уплотнением для перекачивания горючих жидкостей (ГЖ);
- использование горелки трубчатых печей, обеспечивающие при сжигании топливного газа минимальное образование токсичных веществ;
- на складах ЛВЖ и ГЖ использовать установку рекуперации паров при дыхании резервуаров. Дыхание резервуаров предусмотреть в общие газоуравнительные линии, с подачей отдувок на установки рекуперации паров (УРП). УРП позволяет уменьшить выбросы паров углеводородов на 97-99 %. На выходе паров из адсорбера УРП в атмосферу концентрация углеводородов не превышает 10 мг/м^3;
- с целью уменьшения содержания паров углеводородов в отдувках, хранение бензин, метанола и дизельного топлива предусмотрено в резервуарах под азотной подушкой с избыточным давлением до 180 мм. в.ст;
- с целью исключения перелива нефтепродуктов при заполнении резервуаров, предусмотрено ограничение максимального уровня жидкости в резервуарах до 85 % об. Предусмотрена блокировка подачи жидкости в резервуары по максимально допустимому уровню жидкости в резервуарах;
- с целью исключения перелива продуктов при заполнении автомобильных цистерн предусматриваются автоматизированные наливные стояки, оборудованные устройствами, прекращающими подачу продукта по верхнему уровню заполнения цистерны;
- наливные устройства для ЛВЖ и ГЖ снабжены системой отвода паров, вытесняемых при наливе на УРП;
- на территории производства предусмотрен контроль загазованности воздушной среды рабочих зон с помощью датчиков-сигнализаторов довзрывных концентраций (ДВК);
- предусмотрены системы управления, выполненные на базе микропроцессорной техники, обеспечивающие высокую надежность ведения технологических процессов, и система ПАЗ, обеспечивающая предупреждение аварийных ситуаций;
- материальное исполнение оборудования и трубопроводов коррозионно-устойчивое. Предусмотрена защита трубопроводов от коррозии с учетом грунтовых условий;

- предусмотрено использование запорной арматуры классов «А» и «В» по ГОСТ 9544-93;
- технологическое оборудование снабжено предохранительными клапанами, сбросы от которых направляются на факельную установку через факельный сепаратор;
- для предотвращения разгерметизации резервуаров от завышения в них давления и выброса продукта в окружающую среду резервуары снабжены предохранительными клапанами.

Мероприятия по охране почв

Для предохранения загрязнения почв вокруг проектируемых установок предусмотрены отмостки, асфальтируемые подъезды и площадки. Территория под эстакадами ТМП и кабельными эстакадами покрываются щебнем, а свободная от застройки территория покрывается газоном.

Атмосферные воды с обортованных наружных установок, с наружных установок складов отводятся в специальные подземные емкости и по сети ливневых загрязненных сточных вод на очистные сооружения или вывозятся на очистные сооружения автобойлерами.

Отвод атмосферных вод в проекте вертикальной планировки от зданий и сооружений предусмотрен на автодороги, и далее через дождеприемные колодцы в ливневую канализацию.

Для предотвращения попадания аварийных и случайных розливов продуктов в грунт, резервуарные парки, сливные и наливные эстакады, насосные, УРП имеют твердое покрытие полов - бетонный пол и отбортованные границы.

Отходы производства и мероприятия по их утилизации:

отложения кокса, образующиеся в змеевиках печей, удаляется при выжиге кокса паровоздушной смесью один раз в год. Кокс улавливается в емкости и вывозится на полигон для захоронения;

отложения шлама, накопившегося в резервуарах для хранения базового масла удаляется из резервуаров 1 раз в 2 года и вывозить на полигон для захоронения.

упаковочный материал (бумага, пленка, картон) должен быть спрессован и направлен во вторсырье;

отработавшие срок лампы (ртутные, люминесцентные и накаливания) - направляются в герметичный контейнер, установленный на территории производства. Далее упомянутые отходы передаются для утилизации в специальные организации;

твердые бытовые отходы направляются в контейнер и далее вывозятся на полигон для твердых отходов.

Экологическая политика компании

Экологическая политика компании направлена на постоянное повышение безопасности производства, защиту окружающей среды, сохранение здоровья людей.

ЗАО «ВСГХК» системно принимает действия по снижению воздействия на окружающую среду и на человека при строительстве и эксплуатации промышленных объектов компании.

Мы будем контролировать все выбросы, а не только экологически вредные выбросы.

Компания стремиться повысить свою эффективность с использованием методов системы экологического мониторинга (ISO 14001), которая на постоянной основе взаимодействует с системой качества менеджмента (ISO 9001). Компания провела внедрение обоих вышеуказанных систем в 2008 году.

Основными ценностями компании являются доверие, уважение и профессионализм, что обеспечит ЗАО «ВСГХК» лидирующие позиции в газохимической отрасли России. Достижение основных ценностей не возможно без минимизации отрицательных и усиления положительных воздействий, возникающих при деятельности компании.

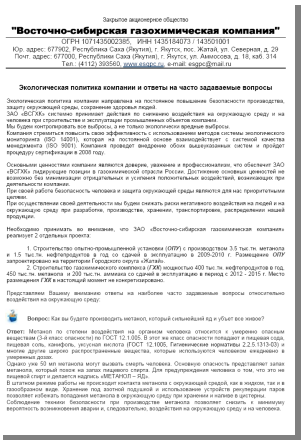
При своей работе безопасность человека и защита окружающей среды являются для нас приоритетными целями.

При осуществлении своей деятельности мы будем снижать риски негативного воздействия на людей и на окружающую среду при разработке, производстве, хранении, транспортировке, распределении нашей продукции.

ЗАО «ВСГХК» ежегодно будет отчитываться о воздействии на окружающую среду.

Для реализации политики в области экологии создана служба экологической безопасности, которое отвечает за разработку и функционирование системы экологического мониторинга в соответствии с международным стандартом ISO 14001. Служба экологической безопасности независимо от других подразделений и уполномочено проверять выполнение требований системы экологического мониторинга любым подразделением или сотрудником, а также инициировать меры, способствующие повышению результативности СЭМ.
Компания убеждена, что осуществление данной политики в взаимосвязи и при взаимодействии с системой менеджмента качества (ISO 9001) – единственно возможный путь, позволяющей нашей компании в течение 4-5 лет перейти к крупномасштабной переработке природного газа и создать необходимые условия для выхода на мировой рынок, обеспечить лидерство компании в отрасли и лучший уровень защиты окружающей среды.

По результатам встреч с общественностью с целью предоставления объективной информации населению, обществу о производстве и производимых продуктах компанией подготовлены документы «Экологическая политика и ответы на часто задаваемые вопросы», разработаны информационные материалы по безопасности по синтетическим моторным топливам, метанолу и сжиженного природного газа.


Закрытое акционерное общество
"Восточно-сибирская газохимическая компания"
ОГРН 1071435002385, ИНН 1435184073 / 143501001
Юр. адрес: 677962, Республика Саха (Якутия), г. Якутск, пос. Жатай, ул. Северная, д. 29
Почт. адрес: 677000, Республика Саха (Якутия), г. Якутск, ул. Аммосова, д. 18, каб. 314
Тел.: (4112) 393560, www.esgpc.ru e-mail: esgpc@mail.ru

Экологическая политика компании и ответы на часто задаваемые вопросы

Экологическая политика компании направлена на постоянное повышение безопасности производства, защиту окружающей среды, сохранение здоровья людей.
ЗАО «ВСГХК» системно принимает действия по снижению воздействия на окружающую среду и на человека при строительстве и эксплуатации промышленных объектов компании.
Мы будем контролировать все выбросы, а не только экологически вредные выбросы.
Компания стремиться повысить свою эффективность с использованием методов системы экологического менеджмента (ISO 14001), которая на постоянной основе взаимодействует с системой качества менеджмента (ISO 9001). Компания проведет внедрение обоих вышеуказанных систем и проведет процедуру сертификации в 2009 году.

Основными ценностями компании являются доверие, уважение и профессионализм, что обеспечит ЗАО «ВСГХК» ведущие позиции в газохимической отрасли России. Достижение основных ценностей не возможно без минимизации отрицательных и усиления положительных воздействий, возникающих при деятельности компании.
При своей работе безопасность человека и защита окружающей среды являются для нас приоритетными целями.
При осуществлении своей деятельности мы будем снижать риски негативного воздействия на людей и на окружающую среду при разработке, производстве, хранении, транспортировке, распределении нашей продукции.

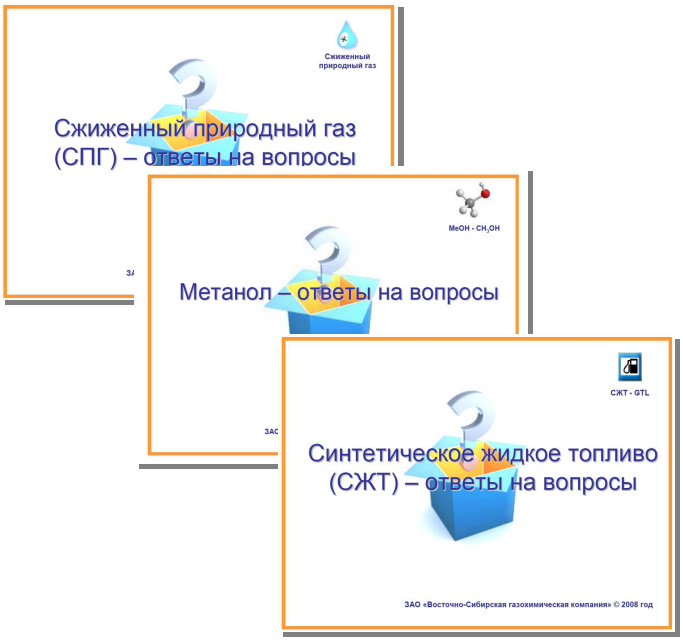
Необходимо принимать во внимание, что ЗАО «Восточно-сибирская газохимическая компания» реализует 2 отдельных проекта:

1. Строительство опытно-промышленной установки (ОПУ) с производством 3,5 тыс.тн. метанола и 1,5 тыс.тн. нефтепродуктов в год со сдачей в эксплуатацию в 2009-2010 г. Размещение ОПУ запроектировано на территории Городского округа «Жатай».
2. Строительство газохимического комплекса (ГХК) мощностью 400 тыс.тн. нефтепродуктов в год, 450 тыс.тн. метанола и 200 тыс.тн. этилена со сдачей в эксплуатацию в период с 2012 - 2015 г. Место размещения ГХК в настоящий момент не конкретизировано.

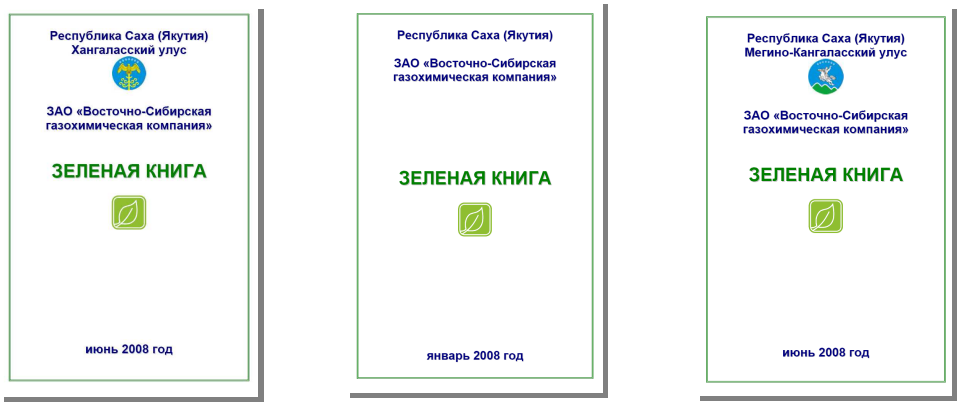
Представляем Вашему вниманию ответы на наиболее часто задаваемые вопросы относительно воздействия на окружающую среду:

Вопрос: Как вы будете производить метанол, который сильнейший яд и убьет все живое?

Ответ: Метанол по степени воздействия на организм человека относится к умеренно опасным веществам (3-й класс опасности) по ГОСТ 12.1.005. В этот же класс опасности попадают и пищевая сода, пищевая соль, камфорь, уксусная кислота (ГОСТ 12.1005, Гигиенические нормативы 2.2.5.1313-03) и многие другие широко распространенные вещества, которые используются человеком ежедневно в умеренных дозах.
Пары и пыль метанола могут вызвать смерть человека. Основную опасность представляет запах метанола, который похож на запах пищевого спирта. Для предупреждения человека о том, что это не пищевой спирт и делается надпись «МЕТАНОЛ – ЯД».
В штатном режиме работы не происходит контакта метанола с окружающей средой, как в жидком, так и в газообразном виде. Хранение под азотной подушкой и использование устройств регулирующих паров позволяет избежать попадания метанола в окружающую среду при хранении и наливе в цистерны.
Соблюдение техники безопасности при производстве метанола позволяет снизить к минимуму вероятность возникновения аварии и, следовательно, воздействия на окружающую среду и на человека.



Для организации обратной связи с населением Центрального региона Республики Саха (Якутия) с начала 2008 года введена «ЗЕЛЁНАЯ КНИГА».



ЗАО «ВСГХК» уделяет значительное внимание взаимодействию с населением и обществом. Для осуществления общения с населением и заинтересованными лицами компания использует специально открытый почтовый ящик esgpc_greenbox@mail.ru. Компанией разработан формат «ЗЕЛЕНОЙ КНИГИ», которая позволяет оставить письменный запрос к компании. «ЗЕЛЕНАЯ КНИГА» находятся в администрации района, на территории которого мы осуществляем или будем осуществлять свою деятельность. В настоящее время «ЗЕЛЕНАЯ КНИГА» находится в администрации пос. Жатай. 15 экземпляров «ЗЕЛЕНОЙ КНИГИ» находились в течение 2 месяцев в окружных администрация ГО Якутск, также «ЗЕЛЕНАЯ КНИГА» направлена в администрации МР «Хангаласский район» и МР «Мегино-Кангаласский район».

Финансовый план

Необходимо отметить, что при расчетах принималось во внимание, что весь объем производимой продукции будет реализовываться без задержки платежей.

Общие положения

Финансовый план разработан на основе прогноза денежных потоков генерируемых проектом с горизонтом расчета 20 лет. При анализе учитывалось усредненное значение всех факторов влияющих на реализацию проекта. Основные внешние параметры проекта предполагались неизменными (инфляция, налоговое окружение, макроэкономические показатели, законодательные ограничения) и определялись по состоянию на II квартал 2008 года. При расчетах с применением компьютера использовалось программное обеспечение «Альт-Инвест-Прим».

Были учтены требования к составлению бизнес-планов приведенные в Положении «Об оценке эффективности инвестиционных проектов при размещении на конкурсной основе централизованных инвестиционных ресурсов Бюджета развития Российской Федерации» (утв. постановлением Правительства РФ от 22 ноября 1997 г. N 1470) (с изменениями от 20 мая 1998 г.)

При расчете использовались ставки процента по кредиту, ставка дисконтирования, денежные потоки от деятельности общества с исключением инфляционной составляющей.

Расчеты проводились в долларах и рублях.

Временной горизонт расчетов составил 20 лет без детализации первого года реализации проекта. Подробные расчеты по вариантам приведены в Приложении к настоящему бизнес-плану.

Расчет коэффициента дисконтирования

Коэффициент дисконтирования (di) без учета риска проекта определяется как отношение ставки рефинансирования (r), установленной Центральным банком Российской Федерации, и объявленного Правительством Российской Федерации на текущий год темпа инфляции (i):

$$1+di = \frac{1+\frac{r}{100}}{1+\frac{i}{100}} = \frac{1.105}{1.08} = 1.023$$

Из формулы следует, что ставка дисконтирования с исключением инфляционной составляющей при расчете эффективности инвестиционных проектов в России по состоянию на II квартал 2008 года составляет 2.3 %. С учетом риска проекта к очищенной от инфляции ставке необходимо добавить премию за риск, которая может составлять до 10 %. При расчете финансовых показателей проекта для определения ставки дисконтирования использовалась премия за риск в размере 3.7 %.

Таким образом, коэффициент дисконтирования, учитывающий риски, для данного проекта составляет 5 %.

Основные экономические показатели

Единовременные инвестиционные затраты

Потребность в финансировании рассчитывалась на основании производственного плана с учетом стоимости необходимого оборудования и работ. Стоимость оборудования и работ по установке приняты согласно экспертным оценкам и информации полученной в результате выбора разработчика технологии.

Приблизительная полная стоимость указанной установки составит 6 500 млн.руб.

В эту стоимость входят:

- стоимость основного и вспомогательного оборудования;
- стоимость доставки до места расположения предполагаемого производства;
- стоимость фундамента и обвязки установки;
- факельная система;
- разработка и проектирование;
- строительно-монтажные работы;

- запасные части на 3 года;
- стоимость подготовки персонала на месте в начальный период;
- лаборатория;
- катализаторы.

Таблица XXII: Единовременные инвестиционные затраты

Стоимость оборудования	млн. €	90
Проектные работы	млн. €	15
СМР	млн. €	45
Итого расходов	млн. €	**150**

Источник информации: оценки ЗАО «ВСГХК»

Определение ежегодной выручки от реализации

Выручку от реализации формируют продажи метанола на внутреннем и внешнем рынках. Возможно выбор оборудования ВРУ, который позволит производить аргон.

Таблица XXIII: Годовая выручка от реализации ГХК (метанол 1350 тонн/сутки)

Продукция	**Цена (без учета НДС)**	**Объем производства в год, тонн**	**Выручка от реализации**
Метанол по ТУ предприятия			
на внутреннем рынке (руб.)	9 000	20 000	180 000 000
на внешнем рынке ($)	150	430 000	64 500 000
Аргон			
Итого		**450 000**	**69,6 млн. $**

Источник информации: оценки ЗАО «ВСГХК»

Расчет операционных затрат

Фонд оплаты труда

При расчете размера фонда оплаты труда принималось во внимание, что персонал перерабатывающей установки останется неизменным в течение всего времени эксплуатации установки.

Таблица XXIV: Расчет фонда оплаты труда (год)

	Количество чел.	**Среднемесячная заработная плата, руб./чел.**	**Фонд оплаты труда, руб./год**
Административный персонал	37	64 000	28 200
Персонал			
инженерный персонал	67	40 000	32 160
основной персонал	93	30 000	33 480
вспомогательный персонал	81	20 000	19 440
Итого	**278**	**33 950**	**113 280**

Источник информации: оценки ЗАО «ВСГХК»

Прогноз тарифа на транспортировку газа по газопроводам и оптовой цены на природный газ за период с 2007 по 2014 гг.

Согласно прогнозам цены на природный газ в долгосрочной перспективе темпы роста цены на природный газ в Республике Саха (Якутия) будут ниже относительно средних цен на Дальнем Востоке.

Таблица XXV: Прогнозный уровень конкурентоспособных цен на газ на Дальнем Востоке и Восточной Сибири

Год	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Республика Саха (Якутия)	1 408,40	1 769,90	1 954,10	2 157,50	2 382,10	2 589,00
Дальний Восток (среднее значение)	1 149,20	2 154,90	2 354,00	2 476,70	2 646,90	2 788,00

Источник информации: «Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-тихоокеанского региона»

Расчёт цен на топливные ресурсы проведён в реальных ценах на 01.01.2006, принятых к качестве базовых. Уровень и динамика цель на уголь в регионах различны и во многом зависят от затрат на доставку топливно-энергетических ресурсов потребителю. Поэтому для целей прогнозирования принят рост цен на уголь в размере 2 % в год (без учета инфляции). Прогноз конкурентоспособных цен на природный газ построен относительно цен на уголь в предположении, что эффективность использования газа в сравнении с углем будет на 60 % выше.
Соответственно, природный газ в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока останется конкурентоспособным по отношению к углю при цене примерно в 1.6 раза выше цены угля в пересчете на 1 тонну условного топлива.

ОАО «Сахатранснефтегаз» подготовило собственный прогноз тарифа на транспортировку газа по газопроводам и оптовой цены на природный газ за период с 2007 по 2014 гг.[4]

Таблица XXVI: Прогноз оптовой цены на природный газ[5]

Наименование показателя	Ед.изм.	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Тариф на транспортировку газа по магистральным газопроводам	руб./1000 куб.м.	467	535	580	647	695	773	801	798	798
Рост	%		14,64%	8,46%	11,57%	7,40%	11,13%	3,69%	-0,32%	-0,10%
Тариф на транспортировку газа по магистральным газопроводам	руб./1000 куб.м.		504,0	599,1	629,6	637,9	878,4			
Рост	%		108,0	118,9	105,1	101,3	137,7			
Оптовая цена на газ	руб./1000 куб.м.	1103	1222	1267	1335	1383	1460	1488	1486	1485
Рост	%		10,81%	3,70%	5,29%	3,59%	5,59%	1,95%	-0,17%	-0,06%
Оптовая цена на газ	руб./1000 куб.м.		1 208,9	1 304,0	1 334,5	1 342,8	1 583,3			
Рост	%		109,6	107,9	102,3	100,6	117,9			
Тариф на транспортировку газа по газораспределительным сетям	руб./1000 куб.м.	156	185	216	232	237	249	257	260	260
Тариф на транспортировку газа по газораспределительным сетям	руб./1000 куб.м.		185,4	223,1	245,3	258,5	269,7			

Источник информации: оценки ОАО «Сахатранснефтегаз», Программа газификации населенных пунктов РС (Я)

Прогноз проведен с целью определения минимально предельной величины тарифа транспортировки природного газа по магистральным газопроводам при следующих условиях расчета:

[4] по материалам «Инвестиционная программа ОАО «Сахатранснефтегаз» на период 2007-2011гг. и основные направления до 2020г.», выдержки
[5] темным фоном выделены данные по прогнозу Программы газификации населённых пунктов РС (Я)

- удельные показатели материальных затрат на 2008-2014 гг. приняты на основе согласованного тарифа на транспортировку природного газа на 2008 г. (580,2 руб./1000 м^3);
- средняя заработная плата по категориям работников принята на уровне 2008 г.;
- проценты по кредитам в расчетах не учитывались;
- план ввода в эксплуатацию объектов газопроводов составлен в соответствие с Государственной программой «Газификации населенных пунктов Республики Саха (Якутия) в 2007-2011гг и основные направления газификации до 2020г»;
- срок амортизации для первой очереди третьей нитки магистрального газопровода Средневилюйское ГКМ - Мастах – Берге - Якутск определен в 40 лет.

Основным фактором, влияющим на рост оптовой цены на газ и тарифа на транспортировку природного газа по магистральным газопроводам и газораспределительным сетям является увеличение стоимости основных средств и протяженности газопроводов. При этом прогнозируемый рост объемов потребления газа ввиду малочисленности населения газифицируемых населенных пунктов явно не достаточен для сдерживания роста цены на газ. Рынок сбыта природного газа в Республике Саха (Якутия) ограничен территориально-географическими особенностями региона и в обозримом будущем не дает оснований предполагать его существенное расширение без организации его переработки в другие виды продукции.

Существенным моментом в формировании цены на газ является значительный временной разрыв между фактическим вводом в эксплуатацию и постановкой на учет основных средств объектов магистральных газопроводов и газопроводов-отводов.
Для сдерживания цен на газ едва ли не единственным выходом является значительный прирост потребления газа, что может быть обеспечено появлением новых крупных потребителей природного газа. Одним из путей прироста потребления газа является организация производства переработки газа в синтетическую нефть, бензин, дизельное топливо, метанол и др. Достаточно перспективным является замена дизельных электростанций на газопоршневые мощностью 30-200 кВт, работающих на природном газе и обновление ими существующих стационарных электростанций с изношенными электроагрегатами. Развитие рынка сжиженных углеводородных газов предусматривает использование сжиженных углеводородных газов (СУГ) как одного из видов топлива для отопления малых промышленных предприятий, фермерских хозяйств и индивидуальных жилых домов в сельских районах.

В настоящее время цены на природный газ для потребителей в Центральной Якутии регулируются на каждом этапе. Полномочия по установлению цен и тарифов в газовой отрасли осуществляется Правительством Российской Федерации. Согласно программным документам предполагается либерализация цен добычи с сохранением государственного регулирования в области магистрального транспорта и распределения газа.

Таблица XXVII: Сравнение прогнозных цен на природный газ (сценарии)

Наименование показателя	Ед.изм.	2009	2010	2011	2012	2013	2014
		Инерционный сценарий					
Оптовая цена на газ	руб./1000 м^3	1335	1383	1460	1488	1486	1485
Рост	%	5,29%	3,59%	5,59%	1,95%	-0,17%	-0,06%
Объем добычи природного газа	млн.м^3	1 370	1 385	1 395	1 395	1 395	1 395
		Сценарий переработки					
Оптовая цена на газ	руб./1000 м^3	1335	1383	1460	1161	963	823
Рост	%	5,37%	3,60%	5,57%	-20,51%	-17,02%	-14,55%
Объем добычи природного газа	млн.м^3	1 370	1 385	1 395	1 755	2 115	2 475

Источник информации: оценки ЗАО «ВСГХК»

В ситуации, в которой ОАО «Якутгазпром» останется единственным производителем природного газа, а ОАО «Сахатранснефтегаз» монополистом по магистральному транспорту, следует ожидать сохранения государственного регулирования оптовой цены, т.е. косвенного регулирования и цены добычи. Принимая во внимание, что 95 % затрат по

добычи и транспорту являются условно-постоянными, а ценообразование базируется на «затратном» принципе, то существенный рост объемов потребления природного газа может привести к снижению темпов роста цены на природный газ или даже к их снижению.

Мы ожидаем, что в 2009 году ОАО «Газпром» получит лицензии на два стратегических месторождения в Центральной Якутии, что в конечном итоге лишит ОАО «Якутгазпром» монополии на добычу газа в регионе. После завершения строительства газопровода от Среднетюнгского ГКМ до газопровода до г. Якутска на рынке природного газа будет три независимых производителей газа:

- ОАО «Газпром»;
- ОАО «Якутгазпром»;
- ОАО «Сахатранснефтегаз».

Наиболее вероятное время создания конкурентного рынка природного газа в Центральной Якутии конец 2012 – середина 2013 года.
Развитие конкуренции на рынке природного газа в условиях создания крупного перерабатывающего производства в Центральной Якутии обеспечит достижение следующих результатов:

1. позволит вовлечь в разработку месторождения, находящиеся в регионе, для обеспечения перерабатывающего производства с общими запасами природного газа более 250 млрд.м^3;
2. будут созданы условия для возобновления поисковых работ по нефти и газу в Центральной Якутии;
3. повышается надежность обеспечения природным газом жизнеобеспечивающих объектов и населения, т.к. в случае чрезвычайных ситуаций поставки газа могут осуществляться с различных месторождений;
4. снижаются риски обеспечения природным газом перерабатывающего производства, что повышает устойчивость финансово-экономических показателей проекта;
5. повышается инвестиционная привлекательность проекта переработки, что значительно расширяет возможности привлечения финансовых ресурсов в проект и снижает их стоимость.

Интегральные показатели эффективности проекта

Интегральные показатели эффективности проекта рассчитывались по стандартной методике ЮНИДО с применением программного продукта «Альт-Инвест-Прим». Горизонт расчета – 20 лет.

Проект характеризуется положительными экономическими показателями.

Таблица XXVIII: Показатели эффективности проекта

Простой срок окупаемости, лет	7,6
Внутренняя норма прибыли, IRR	24 %
Реальная ставка дисконтирования	5 %
Чистая текущая стоимость проекта, NPV, млн.руб.	6 327
Рентабельность инвестиций, NPVR	77 %
Дисконтированный срок окупаемости, лет	9,4

Источник информации: ЗАО «ВСГХК»

Допущения при проведении финансовых расчетах:

- горизонт расчета – 20 лет;
- возврат кредита и выплата процентов (ставка 16%) производится по наличию свободных денежных средств;
- в расчетах использовались ставки процента по кредиту, ставка дисконтирования, денежные потоки от деятельности общества с исключением инфляционной составляющей.

Чистая текущая стоимость проекта рассчитывается как дисконтируемый денежный поток, генерируемый проектом за анализируемый период. Внутренняя норма рентабельности при ординарном денежном потоке сигнализирует о максимальной ставке, под которую можно привлечь заемное финансирование без ущерба для эффективности проекта.
На основе анализа интегральных показателей можно сделать вывод о том, что проект является достаточно эффективным и гарантирует возврат заемных средств.

Условия финансирования и стратегия привлечения финансовых ресурсов

Для реализации проекта необходимо привлечь значительный объем заемных средств. При расчете финансовых показателей предполагается, что проект будет полностью финансироваться за счет заемных средств.
Для реализации проекта необходимо 150 млн.€, причем проект генерирует достаточно свободных денежных средств для обслуживания, как основной суммы кредита, так и начисляемых процентов по нему на третий год жизненного цикла проекта.
Расчет финансовых показателей и основные планируемые формы отчетности приведены в приложениях.

Стратегия привлечения финансовых ресурсов компании[6]

Привлечение ресурсов должно обеспечиваться как за счет акций, так и через займы, в т.ч. связанные кредиты.

1-й этап:

содержание этапа проектирование завода по производству метанола, СЖТ, аммиака и строительство ОПУ по производству 1.5 тыс.тн. СЖТ и 3 тыс.тн. метанола
стоимость этапа 20 млн.долларов США
срок реализации 2009 – 2010 год - строительство ОПУ

на данном этапе в случае участия в финансировании возможны следующие действия:
- поставка оборудования для ОПУ до 100 % в денежном выражении от общей стоимости оборудования
- подписание генерального соглашения по реализации проекта строительства завода по производству метанола, СЖТ, аммиака

[6] На основе «Инвестиционной стратегии развития ЗАО «Восточно-Сибирская газохимическая компания», июль 2007 год

- подписание соглашения на поставку оборудования для завода по производству метанола, СЖТ и аммиака до 60 % в стоимостном выражении от общей стоимости оборудования

способы финансирования
- участие в акционерном капитале ЗАО «ВСГХК» до 25 % +1 акций
- кредитование ЗАО «ВСГХК» на срок до 3 лет по следующим условиям 1.5 года типовая кредитная ставка для проектов в России, через 1.5 года ставка будет изменена в сторону *снижения*, если партнеры продолжают сотрудничество и совместно участвуют в строительстве завода по производству метанола, СЖТ и аммиака, в сторону *повышения* в противном случае.

Для обеспечения гарантий инвестору предлагается залог акций ЗАО «ВСГХК» (до 50 % от уставного капитала), залог оборудования и объектов ОПУ до возврата заемных ресурсов.

С целью формирования долгосрочных отношений, при строительстве завода по производству метанола, СЖТ, аммиака, снижения рисков реализации проекта, предлагается заключение предварительных договоров по принципу take or pay по основной продукции в размере до 50 % от проектных объемов производства.

2-й этап:
содержание этапа строительство завода по производству 400 тыс.тн./год СЖТ, 450 тыс.тн. метанола, 220 тыс.тн. аммиака, до 60 МВт энергетических мощностей
стоимость этапа 1500 млн.долларов США
срок реализации 2012 – 2014 год – строительство производства метанола
2015 год – СЖТ
2016 год – аммиак

на данном этапе в случае участия в финансировании возможны следующие действия:
- поставка оборудования для завода по производству метанола, СЖТ, аммиака до 60 % в стоимостном выражении от общей стоимости оборудования
- подписание генерального соглашения по реализации проекта производства пластмасс, смол и полимеров по производству 510 тыс.тн./год
- подписание соглашения на поставку оборудования для завода по производству 510 тыс.тн./год пластмасс, смол, полимеров до 60 % в стоимостном выражении от общей стоимости оборудования

способы финансирования
- участие в акционерном капитале ЗАО «ВСГХК» до 50 % +1 акций
- проектное финансирование ЗАО «ВСГХК» на срок до 7 лет по типовой кредитной ставке для связанных кредитов

Для обеспечения гарантий для инвестора предлагается залог акций ЗАО «ВСГХК», залог оборудования и объектов завода до возврата заемных ресурсов.

С целью снижения рисков реализации проекта предлагается заключение договоров по принципу take or pay по всем видам продукции в размере до 50 % от проектных объемов производства.

3-й этап:
содержание этапа строительство завода по производству полимеров, смол и пластмасс до 510 тыс.тн./год
стоимость этапа нет оценки
срок реализации до конца 2020 года

на данном этапе в случае участия в финансировании возможны следующие действия:
- поставка оборудования для завода до 60 % в стоимостном выражении от общей стоимости оборудования

способы финансирования
- участие в акционерном капитале ЗАО «ВСГХК» до 50 % +1 акций

- проектное финансирование ЗАО «ВСГХК» на срок до 7 лет по типовой кредитной ставке для связанных кредитов

Для обеспечения гарантий для инвестора предлагается залог акций ЗАО «ВСГХК», залог оборудования и объектов завода до возврата заемных ресурсов.

Договора по поставке продукции, заключенные на 2 этапе расторгаются.

С целью снижения рисков реализации проекта предлагается заключение договоров по принципу take or pay по всем видам продукции в размере до 50 % от проектных объемов производства.

Таблица XXIX: Структура акционерного капитала ЗАО «ВСГХК»

	организационная стадия до конца 2007 года	**стадия строительства и эксплуатации**	
		вариант 1	**вариант 2**
Учредители компании	100 %	25 % +1 акция	10%
ОАО Сахатранснефтегаз			25% + 1 акция
Владелец технологии GTL		25 % -2 акции	15% - 2 акции
Инвестор проекта		50 % + 1 акция	50% + 1 акция

Источник информации: ЗАО «ВСГХК»

Работа по организации государственной поддержки проекта

В условиях реализации проекта в состоянии green field большое значение на успешность и стоимость привлечения финансирования оказывает государственная поддержка проекта.
В настоящее время согласно действующему законодательству и правилам работы государственных органов, оказывающих поддержку инфраструктурным проектам возможно два направления взаимодействия с государством:
- взаимодействие с институтами, развивающими государственно-частное партнерство;
- предоставление налоговых льгот по реализации проекта.

Государственно-частное партнерство
Основной идеей развития государственно-частного партнерства является совместное финансирование инвестиционного проекта. При этом финансирование со стороны государства осуществляется в объекты инфраструктуры: дороги, линии электропередач, энергогенерирующие мощности, объекты социальной сферы.
Для проекта газохимического комплекса в Центральном регионе Республики Саха (Якутия) такими объектами могут стать:
- энергогенерирующие мощности (163 – 200 МВт);
- объекты водоподготовки (до 3 млн.м^3 в год);
- мощности по очистке стоков (до 3 млн.м^3 в год);
- железнодорожный путь до площадки строительства (до 10 км);
- автомобильные дороги (до 20 км);
- объекты социальной сферы (школа, больница, поликлиника, детские сады и т.п.).

Для участия в государственно-частном партнерстве компания направила документы в профильные министерства Российской Федерации:
- Министерство регионального развития;
- Министерство экономического развития;
- Министерство промышленности и торговли;
- Министерство энергетики.

Законодательство об инвестиционной деятельности Российской Федерации
При реализации крупного инвестиционного проекта законодательство Российской Федерации вводит понятие приоритетного инвестиционного проекта. Статус приоритетного инвестиционного проекта с иностранными инвестициями предполагает:
суммарный объем иностранных инвестиций в проект составляет не менее 1 млрд. рублей, или инвестиционный проект, в котором минимальная доля (вклад) иностранных инвесторов в уставном (складочном) капитале коммерческой организации с иностранными инвестициями составляет не менее 100 млн. рублей, включенные в перечень, утверждаемый Правительством Российской Федерации;

В случае, если вступают в силу новые федеральные законы, иные нормативные правовые акты РФ, изменяющие размеры

- ввозных таможенных пошлин (за исключением особых видов пошлин, вызванных применением мер по защите экономических интересов РФ при осуществлении внешней торговли товарами в соответствии с законодательством РФ),
- федеральных налогов (за исключением акцизов, налога на добавленную стоимость на товары, производимые на территории РФ)
- и взносов в государственные внебюджетные фонды (за исключением взносов в Пенсионный фонд РФ),
- либо вносятся в действующие федеральные законы, иные нормативные правовые акты РФ изменения и дополнения, которые
- приводят к увеличению совокупной налоговой нагрузки на деятельность инвестора по реализации приоритетного инвестиционного проекта на территории РФ
- или устанавливают режим запретов и ограничений в отношении осуществления капитальных вложений на территории РФ

по сравнению с совокупной налоговой нагрузкой и режимом, действовавшими в соответствии с федеральными законами и иными нормативными правовыми актами РФ на день начала финансирования приоритетного инвестиционного проекта,
то такие новые федеральные законы, иные нормативные правовые акты РФ (либо изменения, дополнения в них) не применяются в течение срока окупаемости инвестиционного проекта, но не более семи лет со дня начала финансирования указанного проекта (дифференциация сроков окупаемости инвестиционных проектов в зависимости от их видов определяется в порядке, установленном Правительством РФ), в отношении инвестора, осуществляющего приоритетный инвестиционный проект, при условии, что товары, ввозимые на таможенную территорию РФ инвестором, используются целевым назначением для реализации приоритетного инвестиционного проекта.

В Российской Федерации нам удалось найти только правила включения в категорию приоритетных инвестиционных проектов для лесной промышленности. Реестр приоритетных инвестиционных проектов для этой отрасли ведет Министерство промышленности и торговли Российской Федерации.
ЗАО «ВСГКХ» при работе с потенциальными инвесторами проводит активную деятельность для привлечения иностранных инвесторов. Получение статуса приоритетного инвестиционного проекта для проекта создания газохимического комплекса в Центральном регионе Республики Саха (Якутия) позволит снизить риски для потенциального иностранного инвестора и снизить стоимость инвестиционных ресурсов.

Налоговые льготы и преференции

Действующая система налогообложения определяет три уровня налогов федеральные, республиканские и местные.

В рамках реализации проекта возможно предоставление налоговых льгот по местным и региональным налогам.

Таблица XXX: Сводная таблица налогообложения для проекта ГХК

Налог	Бюджет	Ставка	Распределение налогов			Возможные налоговые льготы
			Федеральный	Региональный	Местный	
Налог на добавленную стоимость (НДС)	Федеральный	18%	100%			нет
Акцизы	Федеральный	приведены в соответствующем разделе			100%	нет
Налог на доходы физических лиц (НДФЛ)	Федеральный	13%	0 %	9,1%	1,3% поселковый 2,6% местный	нет
Единый социальный налог (ЕСН)	Федеральный, региональный (в части территориального фонда обязательного мед.страхования)	26%	100%			нет
Водный налог	Федеральный	приведены в соответствующем разделе	100%			нет
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	Федеральный	не применяется в случае использования речной воды	100%		100% в части общераспространенных ископаемых	нет
Налог на прибыль	Федеральный / региональный	20%	2%	18%		на 4 % в части региональной части
Транспортный	Региональный	приведены в соответствующем разделе		100%		да
Налог на имущество	Региональный	до 2,2%		2,2%		да
Земельный налог	Местный	до 1,5 %			1,5%	да
Налог на имущество физических лиц	Местный	до 2 %			2 %	да

Источник информации: Налоговый кодекс, оценки ЗАО «ВСГХК»

Законом РС (Я) «Об инвестиционной деятельности в РС (Я)» от 30.05.2006 г. № 347-З N 709-III определяет возможность снижения налога на прибыль на 4 % в части, подлежащей уплате в государственный бюджет Якутии, налога на имущество и транспортного налога. Налоговые льготы могут установлены сроком на 5 лет с начала реализации инвестиционного проекта при наличии определенных оснований, которым проект ГХК в Центральной Якутии удовлетворяет по нескольким параметрам:

1. суммарный объем инвестиций в течение финансового года составляет более 100 млн.руб.;
2. проект предусматривает производство экспортных товаров несырьевой отрасли, имеющие спрос на внешнем рынке на уровне лучших мировых образцов.

Анализ рисков и влияние кризиса на проект производства метанола в Центральной Якутии

Кризисные условия в мировой экономике, глобальной финансовой системе и на товарных рынках привели к кардинальному изменению показателей намеченных к реализации проектов переработки природного газа.

На новые проекты воздействует ряд процессов:

- изменение объема спроса и цен на продукцию переработки;
- изменение валютных курсов;
- изменение инвестиционных затрат для реализации проекта;

- изменение цен на сырье и трудовые ресурсы;
- изменение налогового окружения при реализации проекта.

По нашему мнению, кризис оказывает разнонаправленный эффект на реализуемый ЗАО «ВСГХК» проект переработки природного газа в Центральной Якутии:

Реализация проекта пятью пусковыми комплексами позволит привлечь финансирование наиболее оптимальным способом и вовремя среагировать на изменение рыночной ситуации и уровня конкуренции в каждом сегменте рынка сбыта, поэтапно подготовить персонал для работы на комплексе.

Настоящий раздел должна определить каким образом изменяющиеся рыночные условия воздействуют на эффективность строительства газоперерабатывающих производств в России в целом и на примере проекта ЗАО «ВСГХК» количественно оценить кризисные последствия.

« - » Цены на метанол и объем спроса

Факт: цены на конечную продукцию и объем спроса снижаются.
В течение последних лет цена на метанол значительно росла, однако уже в начале 2009 года цена на азиатском рынке снизилась до 200 долларов за одну метрическую тонну. При расчете бизнес-плана строительства метанольного производства в Центральной Якутии использовалась целевая цена 350 долларов за метрическую тонну на заводе.
В январе 2009 года фактическая рыночная цена метанола снизилась в 2.5 раза на спотовом рынке АТР.

ЗАО «ВСГХК» рассматривает в качестве рынка сбыта как потребителей из стран АТР, так и российских потребителей, которыми станут будущие российские производители природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. В главной степени спрос на метанол при добыче газа возникнет со стороны ОАО «Газпром» при реализации Восточной газовой программы.

Рынок сбыта метанола в Северо-Восточной Азии до конца 2008 года характеризовался:
- высокими темпами роста;
- достаточно большим количеством потребителей в разных странах;
- на рынке незначительным количеством собственных производителей;
- широким использование метанола в странах АТР, в том числе для развития новых сегментов рынка: производство диметилового эфира, топливных элементов, биодизеля. Рынок стран АТР, помимо традиционного использования метанола, также является центром роста новых сегментов использования метанола.

По оценкам CMAI до 2015 года спрос на метанол в странах АТР вырастет на 10 млн.тонн, что выводит этот рынок сбыта на наибольшие годовые темпы роста.
Мировой экономический кризис существенно замедлит темпы роста потребления метанола за счет снижения спроса со стороны промышленных потребителей и развития альтернативных направлений использования метанола, прежде всего энергетических.

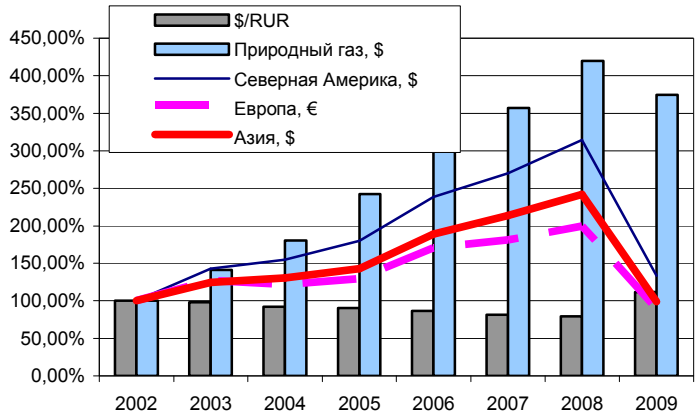
Ожидания: цены на метанол не снизятся ниже 150 долларов в тонну в АТР, темпы роста потребления существенно снизятся, но останутся положительными, потребление продолжит незначительный рост или стабилизируется на существующем уровне. В долгосрочной перспективе со стабилизацией экономической ситуации в мире рост цены возобновится.

« + » Изменение валютных курсов

Факт: курс рубля относительно доллара и евро, йены и юаня снизился.
Рубль снизился относительно доллара с 24,5 рублей до 35 рублей, т.е. более чем на 10 рублей или на 40 % за 6 месяцев.
Основные затраты, определяющие эффективность проекта: сырье (1738,2 руб./1000 $м^3$ или 1600 руб. на тонну) и тариф на перевозку по железной дороге (2825 рубля за тонну) выражены в рублях. Снижение обменного курса рубля приводит к росту конкурентоспособности готовой продукции на рынках, на которых цены и расчеты осуществляются в долларах или евро.

В то же время ключевое оборудование для переработки является импортным и с падением курса национальной валюты значительно увеличиваются рублевые затраты на капитальные затраты.

Рисунок 14: Сравнение динамики изменения цен метанола, обменного курса и цены на газ[7]



Источник информации: оценки ЗАО «ВСГХК»

Начиная с 2002 года до середины 2008 года, за счет стабильного повышения курса рубля, при одновременном росте затрат российских производителей, происходило ухудшение конкурентоспособности российских химических компаний на мировом рынке.

Девальвация рубля относительно американского доллара в конце 2008 года – в начале 2009 года позволяет компенсировать снижение цен на продукцию. Однако для достижения паритета «цены на продукцию – цены на природный газ», который был в условиях 2002 года, обменный курс должен составить 131 рубля за доллар США, что в существующих условиях не возможно.

Ожидания: конкурентоспособность поставок метанола на экспорт растет с падением курса национальной валюты.

« ± » Снижение промышленного производства в мире

Факт: промышленное производство в России и мире снижается.

Данный фактор влияет на планируемый проект разнонаправлено.

С одной стороны, снижение промышленного производства оказывает понижающее давление на спрос на метанол.

С другой стороны, уже сейчас снижаются цены на оборудование. Падение спроса на промышленную продукцию уже привело к отказу от приобретения даже по уже оплаченным контрактам. Время ожидания на изготовление длинноциклового оборудования за счет сокращения времени ожидания до постановки на производство снизится.

Увеличится выбор поставщиков. Снижение спроса на продукцию машиностроения позволяет получить благоприятные условия оплаты и схемы платежей за оборудование.

Цены на продукцию машиностроения по оценке Правительства РФ упали от 20 до 60%

По словам Президента РФ Медведева Д.А., объёмы промышленного производства в октябре–декабре прошлого года в среднем сокращались более чем на 6% в месяц по сравнению с тем же периодом 2007 г.: «Это было следствием снижения не только внутреннего спроса, но и довольно значительного снижения экспортных цен, в том числе по ряду позиций, по ряду видов продукции, они упали очень значительно: это и металлургия (там от 30 до 70 процентов падение цен) и продукция машиностроения (на мировом рынке было зарегистрировано падение цен от 20 до 60 процентов)». Д. Медведев отметил, что снижение цен на сырье, на комплектующие должно дать предприятиям возможность проводить и более гибкую ценовую политику.

Росстат также зафиксировал снижение цен производителей[8] в конце 2008 года:

[7] Приведены оптовые цены на природный газ в Центральной Якутии
[8] Источник информации: РБК

«Цены производителей промышленных товаров в декабре 2008 года продолжили снижение. По данным Росстата, по сравнению с ноябрем они упали на 7,6%, с декабрем 2007 года — на 7%. В декабре промышленность, по подсчетам Росстата, упала на 10,3%, растущие в прежние месяцы инвестиции в основной капитал снизились на 2,3%, цены производителей — на 7%. По глубине падения промышленности конец 2008 года сопоставим со вторым кварталом 1998 года, когда она упала почти на 10%»
Аналогичная ситуация и прочих мировых производителей: из-за снижения спроса, а также стоимости энергосырья на мировом рынке падают цены у производителей промышленной продукции.
Ожидается, что более всего пострадают из-за этого энергоемкие отрасли: производство цветных и черных металлов, производство азотных удобрений, цемента.

Ожидания: снижение промышленного производства напрямую связано со снижением спроса на продукцию машиностроения, что обеспечит снижение цен и сроков ожидания на изготовление оборудование, т.е. снизятся инвестиции в капитальные затраты. В то же время снижение промышленного производства снижает спрос на метанол и влияет на цены на метанол в сторону снижения.

« - » Снижение цен на нефть

Факт: цены на нефть значительно снизились.
За снижением цены на нефть последовало и снижение цены на метанол. Более дешевая нефть может оказать негативное влияние на наиболее быстрорастущий сегмент использования метанола в энергетическом качестве, например, снижение привлекательности использования метанола в качестве альтернативного энергоносителя: как для ДМЭ, так и для производства топливных смесей.

В течение последних 11 лет между ценами на сырую нефть и метанол существует сильная корреляция.

Последние три года каждое повышение цены на нефть на 10 $ за баррель приводит к повышению цены на метанол 40 – 45 $ за одну тонну.
Последовавшее снижение цены на метанол за последние 4 месяца полностью подтверждают практически линейную взаимосвязь между ценами на метанол и нефть.

Одним из важнейших факторов роста потребления и цен на метанол до конца 2008 года являлось топливное направление:
- производство биодизеля
- ДМЭ (диметилового эфира)
- топливные смеси и кислородсодержащие присадки

CMAI прогнозировало ежегодный рост спроса на метанол в размере 4.5 %, делая консервативный прогноз в растущих сегментах рынка.
Независимые организации (International DME Association (DME), JJ&A (биодизель)) давали прогноз значительного роста потребления метанола для энергетических нужд, что обеспечивает 10 % ежегодный прирост потребления.

Падение цен на нефть существенно снижают привлекательность метанола в качестве энергетического источника. Однако, принимая во внимание тот факт, что использование метанола характеризуется не только топливной направленностью и на основе метанола получаются значительно более экологически чистые продукты, можно утверждать, что рост потребления продолжится, хотя темпы его роста существенно снизятся.

Ожидания: корреляция между ценами на нефть и ценами на метанол останется на уровне близком к 1. При цене на нефть 30 $/баррель цена на метанол может снизиться ниже 100 $/тонну. Сохранить конкурентоспособность производства метанола возможно только за счет резкого падения обменного курса и протекционистской политики со стороны государства:
- льготные тарифы на газ и транспортировку готовой продукции;
- фискальная поддержка проекта;
- государственные инвестиции.

« + » Трудовые ресурсы

Факт: В условиях экономического спада и сокращения производства практически во всех сегментах на рынке труда наблюдается переизбыток предложения.

Проект, реализуемый ЗАО «ВСГХК», характеризуется значительными трудозатратами. В зависимости от введения в строй дополнительных стадий производства метанола, синтетических топлив, на производстве будут постоянно заняты от нескольких сотен до свыше тысячи с лишним сотрудников. На фазу строительства потребуются дополнительные крупные трудозатраты.

Несмотря на то, что определенные специальности, связанные с газохимическим производством, являются эксклюзивными, в целом потребности проекта будут полностью удовлетворены за счет имеющихся предложений на рынке труда. При этом возможно существенное уменьшение затрат.

Ожидания: с общим сокращением производства в условиях кризиса у проекта не возникнет проблем с привлечением трудовых ресурсов по приемлемой стоимости, что может повлечь удешевление проекта,

Учитывая масштабность проекта, его реализация трудоустроит значительное количество людей, приобретая при этом социальную значимость.

« + » Государственная политика РФ

Со стороны Правительства Российской Федерации в условиях кризиса осуществляются мероприятия по поддержке национальных компаний не только за счет масштабных денежных вливаний, но и используется инструментарий фискальной поддержки экономики, позволяющий субъектам экономики проводить более гибкую финансовую политику.

- снижение налога на прибыль с 24% до 20%;
- ожидаемое снижение НДС;
- изменение порядка уплаты НДС.

Учитывая политику РФ направленную на уход от сырьевой направленности экономики, наибольший эффект от ослабления фискальной нагрузки получат перерабатывающие производства.

Кризис оказывает большое влияние на новые проекты. Однако однонаправленного воздействия нет: мы видим разнонаправленные эффекты как отрицательные, так и положительные.

В условиях экономического спада и снижения инвестиционной активности только высокоэффективные проекты с приемлемыми сроками окупаемости имеют шансы на реализацию.

Практическое отсутствие дополнительных затрат в инфраструктуру проекта ГХК в Центральной Якутии за счет использования существующих активов, выгодное географическое положение, значительная синергия проекта в отношении:

- газодобычи и транспорта природного газа;
- перевозки грузов по железной дороге;
- перевалки грузов в портах ДФО;
- реализуемой Восточной газовой программы

сохраняет привлекательность инвестиций в проект строительства ГХК, реализуемый ЗАО «ВСГХК».

Фискальная поддержка со стороны государства и муниципальных властей, государственные инвестиции и предоставление экономически обоснованных тарифов на добычу, транспорт природного газа и метанола обеспечат еще более привлекательные показатели проекта, повысив его кризисоустойчивость. При этом предоставляемая поддержка многократно окупается ростом производств в смежных отраслях, а в долгосрочном периоде проект ГХК в Центральной Якутии создаёт эффективную основу для развития углеводородных богатств Восточной Сибири и Дальнего Востока, а также Арктического шельфа.

Резюме

Необходимо отметить следующие ожидаемые результаты:
- неухудшение экологической обстановки;
- создание более 300 дополнительных высококвалифицированных рабочих мест;
- развитие сопряженных отраслей: производство электроэнергии и строительная индустрия;
- реализация проекта обеспечит, само собой, развитие Республики Саха (Якутия), а также территорий ДВФО в части увеличения объемов переработки грузов, поставляемых на экспорт, создание дополнительных мощностей по перевалке метанола;
- переработка природного газа позволит удвоить объемы добываемого и транспортируемого природного газа и обеспечить дополнительные объемы перевозки грузов по железной дороге;
- особо необходимо отметить следующее:
    1. существует временной запас времени по развитию газохимической отрасли относительно реализации аналогичных проектов на Дальнем Востоке, Восточной Сибири и странах АТР.
    2. позиция МПР России ужесточается в отношении предоставления лицензий на месторождения в части увязки добычи сырья и его последующей переработке. Развитие технологий переработки природного газа обеспечивает долгосрочные преимущества у республиканских компаний.
    3. истощение мировых запасов углеводородного сырья в регионах с благоприятными климатическими условиями и растущий интерес к перспективным площадям, расположенным в условиях севера (Арктика) при этом Якутия может стать научным полигоном для адаптации технологий к условиям Крайнего Севера – технологии работающие в Якутии будут работать везде.

Можно говорить, что фактически проект развивает реализацию планов 70-х годов прошлого века по поставкам природного газа за пределы Якутии. Когда после проведения первых оценок прогнозных ресурсов углеводородов Сибирской платформы в конце 60-х годов и открытия газовых и газоконденсатных месторождений, в СССР неоднократно рассматривался вопрос о вовлечении углеводородных ресурсов Якутской АССР в масштабную разработку.
Первые расчеты по строительству газопровода в южную зону Дальнего Востока были выполнены институтом Гипрогаз и ВНИИГаз, а впоследствии институтом ЮЖНИИГипрогаз. В 1967 году впервые выдвинут вариант подачи природного газа якутских месторождений в Магадан. А в 1974 году было выполнено ТЭО, предусматривающее организацию экспорта сжиженного природного газа из Якутской АССР в США и Японию. В ТЭО с учетом дополнительной предпроектной корректировки, сделанной уже в 1979 году, рассматривались четыре варианта направления трассы газопровода в зависимости от порта отгрузки сжиженного природного газа: Нагаево (Магадан), залив Чихачева (Де-Кастри), Советская Гавань и бухта Ольга. Кроме того, в дополнительных проработках рассматривался вариант доведения газопровода через мыс Крильон (о. Сахалин) на о. Хоккайдо с сооружением в Японии завода по производству сжиженного газа. ТЭО указывало предпочтительным вариант магистрального газопровода к порту в бухте Ольга, который в значительной части должен быть проложен вдоль существующих, строящихся и намечаемых к кардинальной реконструкции промышленных объектов, автомобильных и железных дорог Дальнего Востока.
По сути, производство и продажа метанола и продуктов его переработки представляет косвенный экспорт природного газа в более технологичной форме.

Приложение №1: Принципиальная схема риформинга и синтеза метанола

Паровой риформинг природного газа

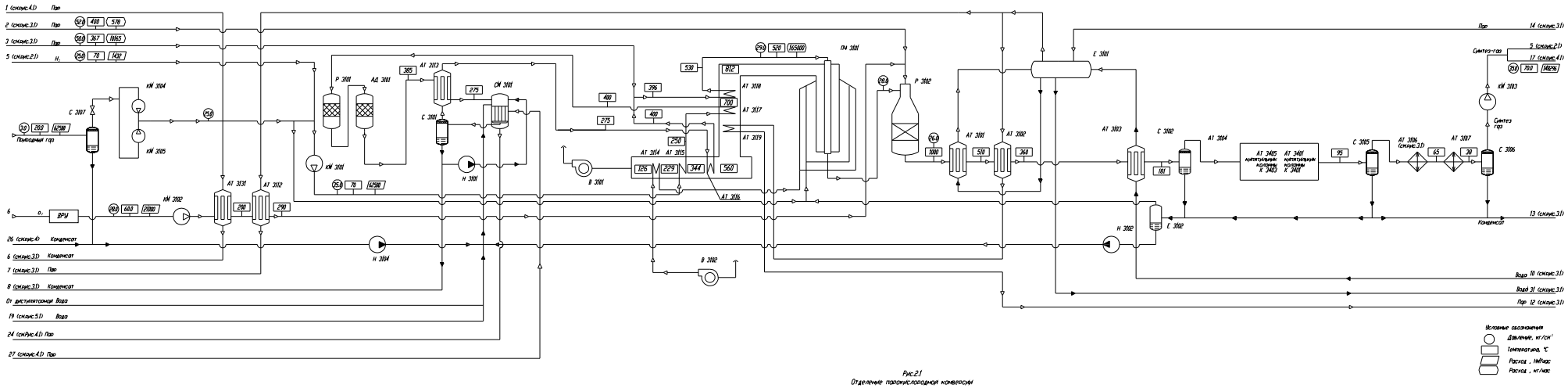


Рис.2.1
Отделение парокислородной конверсии

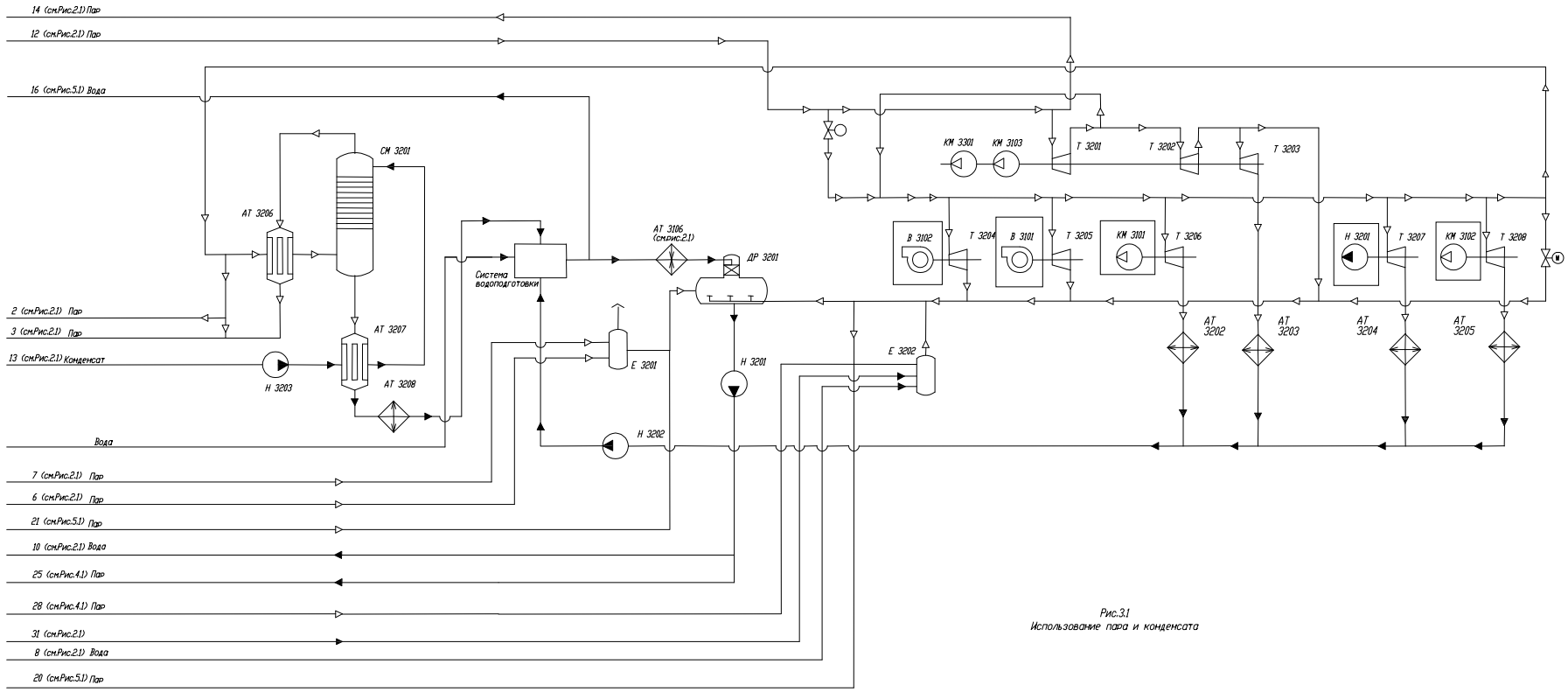


Рис.3.1
Использование пара и конденсата

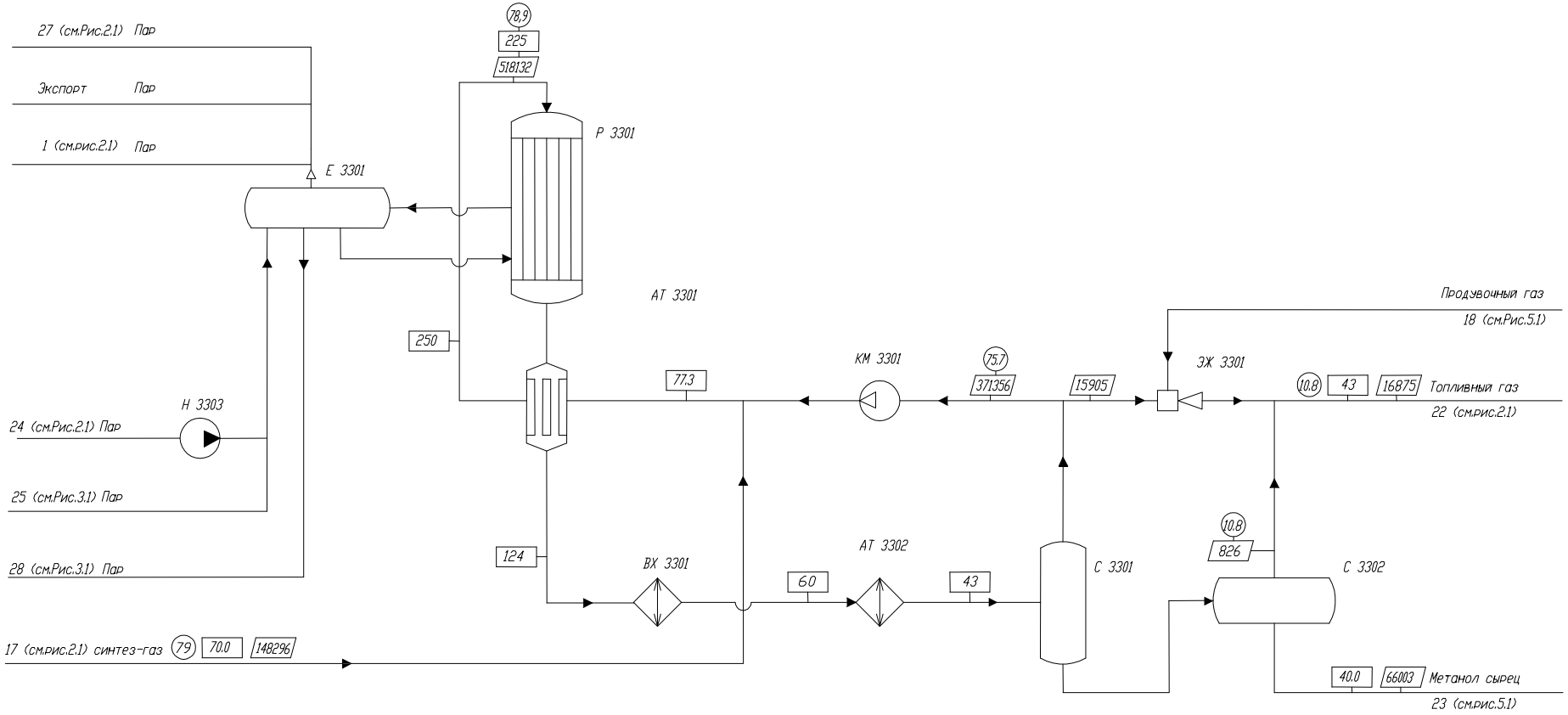


Рис.4.1
Отделение синтеза метанола

Приложение №2: Принципиальная схема ректификации метанола

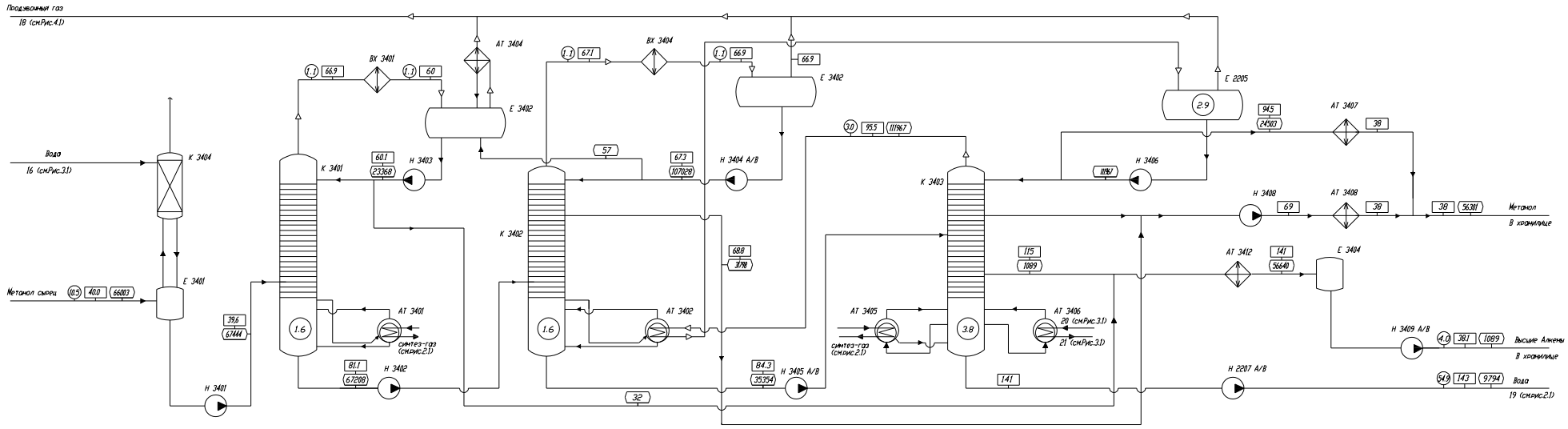
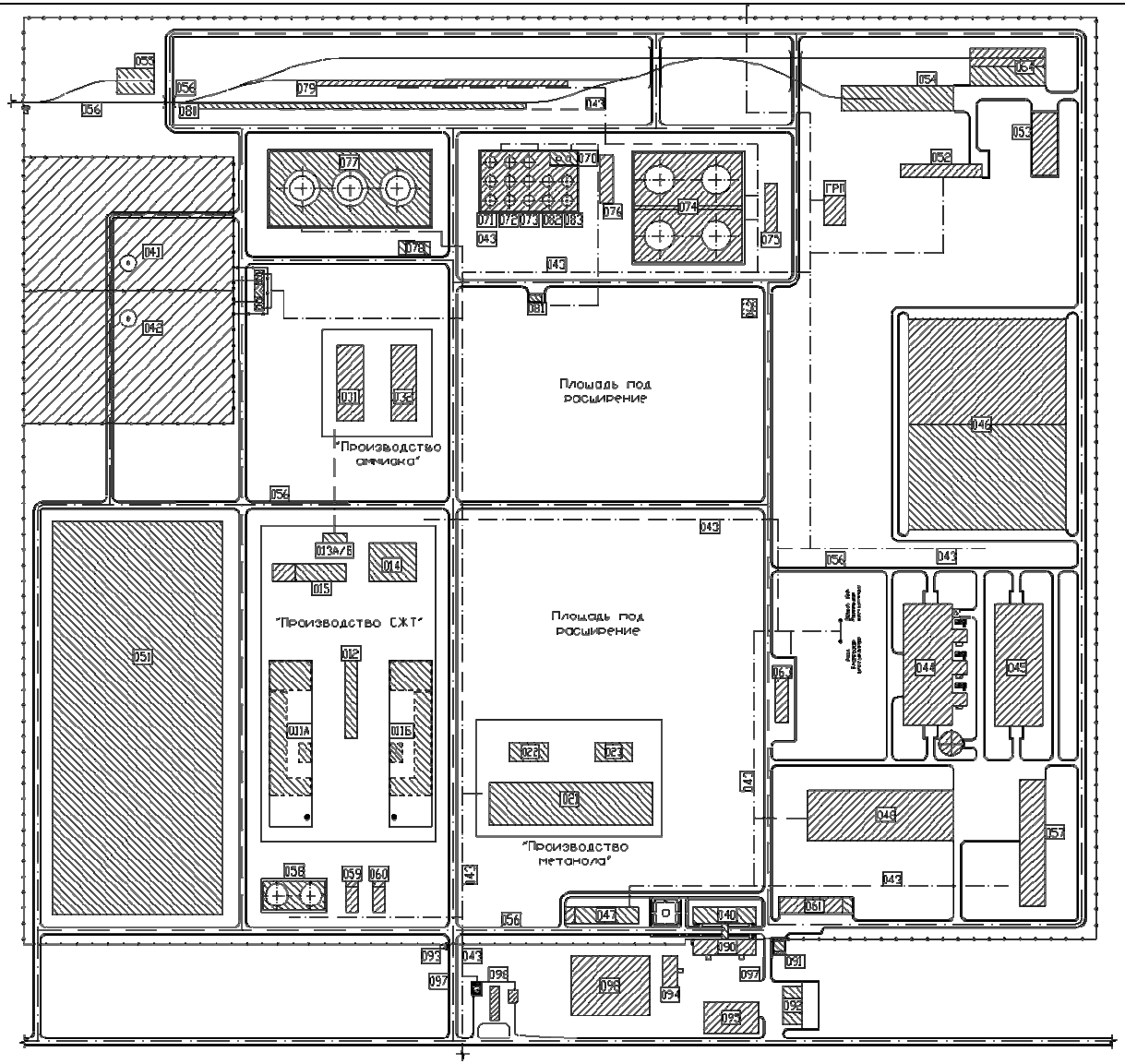


Рис.5.1
Отделение ректификации метанола

Источник информации: исходные данные для разработки «Ходатайство (Декларация) о намерениях инвестирования в строительство газохимического комплекса Республики Саха (Якутия)», ЗАО «ВСГХК» декабрь 2007 год

Приложение №3: Генеральный план ГХК ЗАО «ВСГХК»



Приложение №4: Соглашения и договора, оказывающие существенное влияние на реализацию проекта (только в электронной версии Бизнес-плана)

Приложение № 4-0: Отчет по выбору площадки строительства ГХК

Приложение № 4-1: Генеральное соглашение о сотрудничестве между Закрытым акционерным обществом «Восточно-Сибирская газохимическая компания» и Открытым акционерным обществом «Объединенные машиностроительные заводы (группа Уралмаш-Ижора)» (на 4 листах)

Приложение № 4-2: Генеральное соглашение о сотрудничестве между ЗАО «Восточно-Сибирская газохимическая компания» с ОАО «Сахатранснефтегаз» (на 3 листах)

Приложение № 4-3: Генеральное соглашение о сотрудничестве между ЗАО «Восточно-Сибирская газохимическая компания» и ООО «Восточный нефтехимический терминал» (на 2 листах)

Приложение № 4-4: данное приложение специально зарезервировано

Приложение № 4-5: договора на поставку, транспорт, куплю-продажу природного газа с ОАО «Сахатранснефтегаз» (на 12 листах)

Приложение № 4-6: предложения по поставке вагонов для перевозки метанола (на 2 листах)

Приложение № 4-7: копия предварительного контракта на поставку метанола и подтверждение намерений о приобретении метанола (4 листа)

Приложение № 4-8: Согласование Декларации о намерениях строительства

Приложение № 4-9: Материалы изысканий по площадке строительства

Приложение № 4-10: данное приложение специально зарезервировано

Приложение № 4-11: Отчет по логистике метанола

Приложение № 4-12: данное приложение специально зарезервировано

Приложение № 4-13: Соглашение о сотрудничестве с Якутским государственным университетом

Приложение №5: Команда проекта со стороны ЗАО «ВСГКХ»

Должность	ФИО	Образование	Опыт работы	Реализованные проекты
Генеральный директор	Климентьев Александр Юрьевич	высшее: Военная академия им. Ф.Э. Дзержинского, 1996 г., прикладная математика ГУ Высшая школа экономики, 1996 г., экономика фирмы	1997-2003 Заместитель генерального директора по стратегическому развитию ОАО ИФ «СахаИнвест» 2003 - 2004 ЗАО ИГ «АЛРОСА» Заместитель генерального директора 2004 - 2007 ОАО «Сахатранснефтегаз» Заместитель генерального директора по финансам 2007 – по н.в. ЗАО «Восточно-сибирская газохимическая компания» Генеральный директор	разработка и реализация проекта консолидации активов ОАО ННГК «Саханефтегаз» с 1996-2002 год (общий объем сделок более 300 млн. долларов США) – руководитель проекта разработка концепции развития сурьмяной промышленности РС (Я) по заказу Министерства промышленности РС (Я) в 2003 году – руководитель проекта привлечение инвестиционных ресурсов для модернизации Якутского ГПЗ и завода по переработке газового конденсата (более 10 млн.долларов США) 1999-2000 – руководитель проекта разработка предпроектных документов по строительству завода GTL в Якутии (1998-2006) создание ОАО «Сахатранснефтегаз» (3 выпуска акций на общую сумму 12 млрд.руб. в 2004-2007 годах) взаимодействие с российскими банками по финансированию текущей и инвестиционной деятельности ОАО «Сахатранснефтегаз» (общий объем привлеченных средств более 2 млрд.руб.) подготовка и выпуск облигационного займа ОАО «Сахатранснефтегаз» объемом 1,12 млрд. руб. на 3 года с обращением на Фондовой бирже ММВБ

Должность	ФИО	Образование	Опыт работы	Реализованные проекты
Главный инженер	Романов Владимир Петрович	высшее: Иркутский политехнический институт, 1971 г., специальность «Технология электрохимических производств». кандидат химических наук. Ленинградский государственный университет им А.А. Жданова, 1979 г. Специальность «Коллоидная химия» Тема диссертации: «Электроповерхностные свойства малоувлажненных и криогенных дисперсных систем».	Младший научный сотрудник (1972 г.), старший научный сотрудник (1982 г.) Института мерзлотоведения СО РАН. Коммерческий директор внешнеэкономической ассоциации «Саха - Северная Америка», начальник внешнеэкономического управления ПСМО «Востоктехмонтаж» (1991- 1992 г.). Инженер I категории (1992 г.), ведущий инженер (1993 г.), начальник отдела переработки углеводородов (1994 г.), начальник производственного отдела по добыче, переработке углеводородов и транспорту газа (1999 г.), заместитель генерального директора по маркетингу и сбыту продукции (2003 г.) ОАО «Якутгазпром». Начальник производственного отдела - заместитель главного инженера (2004 г.) ОАО «Сахатранснефтегаз»	участие в строительстве Якутского ГПЗ (1995) участие в модернизации Якутского ГПЗ (2000) разработка предпроектных документов по строительству завода GTL в Якутии (1998-2006) участие в программе газификации Республики Саха (Якутия) (2000-2008)
Заместитель Генерального директора по экономике и финансам	Егоров Григорий Егорович	высшее: Heriot-Watt University (Edinburgh), 2000, MA in Economics and Finance Якутский государственный университет, Институт математики и информатики, 2002, Бакалавр математики	Специалист (2000), ведущий специалист (2000), главный специалист (2002) службы анализа и инвестиций ОАО ИФ «СахаИнвест» Ведущий специалист (2003) ОАО «ИГ АЛРОСА» Филиал в г. Якутск. Ведущий специалист (2007), главный специалист (2007) отдела ценных бумаг ОАО «Сахатранснефтегаз» Заместитель генерального директора по экономике и финансам ЗАО «ВСГХК» (2007).	участие в реализации проекта консолидации активов ОАО ННГК «Саханефтегаз» с 1996-2002 год (общий объем сделок более 300 млн. долларов США) разработка предпроектных документов по строительству завода GTL в Якутии (2000-2006) участие в подготовке и выпуске облигационного займа ОАО «Сахатранснефтегаз» объемом 1,12 млрд. руб. на 3 года с обращением на Фондовой бирже ММВБ.

Должность	ФИО	Образование	Опыт работы	Реализованные проекты
Заместитель Генерального директора по перспективному развитию	Сивцев Константин Михайлович	высшее: Якутский государственный университет, Финансово-экономический институт, 1999 г., специальность «Менеджмент организации»	главный специалист службы анализа и инвестиций ОАО ИФ «СахаИнвест» (1999) Ведущий специалист ОАО «ИГ АЛРОСА» Филиал в г. Якутск (2003) Начальник отдела ценных бумаг ОАО «Сахатранснефтегаз» (2004) Заместитель генерального директора по стратегическому развитию ЗАО «ВСГХК» (2008)	участие в привлечении инвестиционных ресурсов для модернизации Якутского ГПЗ и завода по переработке газового конденсата (более 10 млн.долларов США) 1999-2000 разработка предпроектных документов по строительству завода GTL в Якутии (1999-2006) участие в реализации проекта консолидации активов ОАО ННГК «Саханефтегаз» с 1996-2002 год (общий объем сделок более 300 млн. долларов США) участие в подготовке и выпуске облигационного займа ОАО «Сахатранснефтегаз» объемом 1,12 млрд. руб. на 3 года с обращением на Фондовой бирже ММВБ.
Начальник имущественного отдела	Гоголев Василий Николаевич	высшее: Якутский государственный университет, 1986 г., специальность «Зооинженер» кандидат сельскохозяйственных наук. Институт иммунологии г. Новосибирск, 1990 г. Специальность «Иммунология, иммуногенетика». Тема диссертации: «Корреляция уровня признаков естественной резистентности с иммуногенетическими факторами».	младший научный сотрудник ЯНИИСХ СО РАСХН (1986 г.). Научный сотрудник ЯНИИСХ СО РАСХН (1990 г.). Заведующий лаборатории иммуногенетики ЯНИИСХ СО РАСХН (1993 г.) Директор ООО «Век» (1995 г.)	создание и управление компанией оптовой и розничной продаже нефтепродуктов в Центральной Якутии создание установки по переработке газового конденсата производительностью 40 тыс.тонн в год

Должность	ФИО	Образование	Опыт работы	Реализованные проекты
Начальник отдела капитального строительства	Сафронов Тимур Александрович	высшее: Якутский государственный университет, Финансово-экономический институт, 2002 г., специальность «Менеджмент организации».	Оператор отдела лесопереработки СП «СеТу»(1993-1994 г.), специалист отдела снабжения ТОО «Экогаз» (1994-1995г.), индивидуальный предприниматель (1995-1996г., 2000-2002г.), директор ООО «СПК» (1996-1999г.), директор ООО «Феррум» (2002-2008г.), специалист по РС(Я), отдела по работе с государственными органами , департамента стратегического развития ООО «Сумма-Телеком» (2007г).	