

«Engineering and Consulting PFA Alexander Gadetskiy»

<https://makston-engineering.ru/>

**MASTER**

Discipline: GTL, FT-LT, MTG, DME

Name: [Alexander.gadetskiy@inbox.lv](mailto:Alexander.gadetskiy@inbox.lv)

Sign.

Date: 22.06.2015

Date: 05.08.2022 ОБНОВЛЕНО



## Варианты переработки природного газа в моторные топлива. Концептуальный анализ.



## Содержание

1. Перечень лицензиаров процессов переработки природного газа .....
2. Сравнительная таблица капитальных затрат построенных GTL установок на основе референц-листов лицензиаров или инжиниринговых компаний.....
3. Сравнение процессов лицензируемых технологии .....
4. Материальные балансы. Вариант 1 .....
- Вариант 1. Переработка ПГ с выпуском автобензина не ниже Аи 92 .....
- Вариант 1А. ПГ – синтетический газ – метанол – автобензин. Риформинг SMR.....
- Вариант 1Б. ПГ – синтетический газ – ДМЭ – автобензин. Риформинг ATR.....
- Вариант 1В. ПГ – синтетический газ – метанол – автобензин. Риформинг POX и ATR.....
5. Материальные балансы. Вариант 2 .....
- Вариант 2. Переработка природного газа с выпуском дизельного топлива.....
- Вариант 2А. ПГ – синтетический газ – традиционные реактора Фишера Тропша – синтетическая нефть – фракционирование с получением товарных продуктов (нафта, керосин или уайтспирит, высоко цетановый компонент дизтоплива, жидкие парафины, твердые парафины). Риформинги POX и ATR.....
- Вариант 2Б. ПГ – синтетический газ – микроканальные реактора Фишера Тропша – синтетическая нефть – фракционирование с получением товарных продуктов (нафта, керосин или Уайт-спирит, высоко цетановый компонент дизтоплива, жидкие парафины, твердые парафины).....
- Вариант 2В. ПГ – синтетический газ – метанол – дизельное топливо. Процесс MtSynfuels.....
6. BFD схемы переработки природного газа по Вариантам 1 и 2.....
7. Уточненные материальные балансы, PFD схемы и описание технологических процесса (процессов), для выбранного варианта (вариантов).....
8. Качество сырья, полуфабрикатов и выпускаемой продукции.....
9. Объемы хранения сырья, полуфабрикатов, продукции.....
10. Расходы энергоресурсов, реагентов, катализаторов. Операционные затраты по установкам и комплексу в целом.....
11. Состав ОЗХ комплекса, с учетом качества и количества энергоресурсов площадки строительства.....
12. Генеральный план. Площади застройки.....
13. Капитальные затраты на строительство.....
14. Экономическая эффективность комплекса.....
- 15 График реализации проекта.....

16	Процесс и этапы проектирования и строительства.....
16.1	Распределение ответственности при проектировании.....
16.2	Возможность совмещения проектирования, строительства и приобретения оборудования.....
16.3	Надзор за строительством и проектированием со стороны Заказчика.....
16.4	Список необходимых согласований и разрешений.....
16.5	Рекомендации по выбору ЕРС или ЕРСМ подрядчика, строительно – монтажных организаций. Схемы работы с генеральным проектировщиком, генеральным подрядчиком и управление проектом в целом.....
17	Выводы и рекомендации (глава не является составной частью ТЗ и заполняется опционально) .....

## Приложения

Приложение 1. Техническое задание Заказчика

Приложение 2. Полные характеристики сырья – природного газа

Приложение 3. Качественные показатели предоставляемых энергоресурсов площадки строительства. Отсутствуют, площадка не выбрана.

Приложение 4. Генеральный план завода по переработке природного газа "метанол в бензин"

Приложение 5. PFD схема стадии процесса производства метанола

Приложение 6. PFD схема стадии процесса производств бензина

Приложение 7. Статья 51 из Градостроительного кодекса Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ с изменениями от 22 января 2015

Приложение 8. Выписки из контракта ФИДИК касающиеся основных терминов, а также прав и обязанностей Инженера.

Приложение 1. График реализации проекта

## Принятые сокращения

ПГ – природный газ

СГ – синтез газ

GTL – Gas to Liquid, процесс «газ - жидкость»

FT – Fischer and Tropsch, процесс Фишера – Тропша

MTG – Metanol to Gasoline, процесс получения бензина из метанола

LTFT/FT LT – Низкотемпературный процесс Фишера – Тропша 220 – 240°C

HTFT/FT HT – высокотемпературный процесс Фишера – Тропша 350°C и выше

ОЗХ – общезаводское хозяйство

SMR – Steam Methane Reforming, паровой риформинг метана

ATR – Autothermal Reforming, адиабатический риформинг

POX – Noncatalytic Partial Oxidation, некаталитическое парциальное окисление

ДМЭ – диметиловый эфир

PFR – реактор с пробковым поршневым потоком (plug flow reactor)

CSTR - проточный химический реактор с мешалкой (continuous stirred-tank reactor)

TIGAS – Процесс синтеза бензина компании Topsoe Integrated Gasoline Synthesis

STD – процесс синтеза диметилового эфира из синтез-газа (syngas to DME)

STF - процесс синтеза топлива из синтез-газа (syngas to fuel)

DTG - процесс синтеза бензина из диметилового эфира (DME to gasoline)

АВО – аппарат воздушного охлаждения

LPG - сжиженный углеводородный газ

ЦЧ – цетановое число

МЭА – моноэтаноламин

ДЭА – диэтаноламин

ХЗК – канализация химически загрязненных сточных вод

МПГ – металлы платиновой группы

Основной целью данной работы является демонстрация того, что:

- технология GTL уже давно не является чем-то уникальным, как по своему предназначению, так и по стоимости;
- конфигурация процессов GTL может сочетать в себе выполнение желания Заказчика, как по продуктовой корзине, так и по разумным капитальным затратам.

Концептуальный инжиниринг является:

- справочником для Заказчика в отношении технологии, экономики, основных этапов проектирования и строительства, а также о роли и месте планируемого завода (установки) в иерархии родственных производств и процессов;
- фундамент в определении бюджета проекта и возможных сроков его реализации.

Практика показывает, что ошибочная концепция, которая базируется на неверных технологических предпосылках, приводит в лучшем случае к потере времени на повторный поиск правильного решения, а в худшем – к значительным финансовым потерям.

### 1. Перечень лицензиаров процессов переработки природного газа

В **Таблицах 1, 2** приведены лицензиары технологии GTL, именно лицензиары, а не продавцы реплик и копий, которых на рынке в разы больше, чем компаний, владеющих «ноу-хау» на катализатор или на оборудование, или на внутренние устройства аппаратов. Лицензия на GTL, как процесс, так и осталась в авторстве Фишера и Тропша.

В **Таблице 1** приведены компании, лицензирующие технологию по схеме: Природный газ (ПГ) – Синтез-газ (СГ) – Метанол или диметилвый эфир (ДМЭ) – моторное топливо (бензин или дизель).

В **Таблице 2** приведены компании, лицензирующие технологию по схеме: Природный газ (ПГ) – Синтез-газ (СГ) – Синтетическая нефть – моторное топливо (бензин или дизель).

**Таблица 1**

Компания	Процесс	Координаты и контактные данные
Haldor Topsoe, Air Products, JFE Holdings	TIGAS. Synthesis Gasoline	
	STD. Syngas-to-Dimethyl ether	
CAC. Chemieanlagenbau, Chemnitz GmbH	STF. Syngas-to-Fuel	
Karlsruhe Institute of Technology (KIT)	DTG. Dimethyl ether-to-Gasoline	
ExxonMobil	MTG. Methanol-to-Gasoline	
Lurgi (Air Liquide Global E&C Solutions)	MtSynfuels	

Таблица 2.

Компания	Тип катализатора. Температурный режим	Тип реактора	Координаты и контактные данные
Shell (middle distillate synthesis -SMDS)	Co, LTFT	Fixed bed (multitubular)	
Sasol (Co SSBP)	Co, LTFT	Slurry bubble column	
Sasol Synthol	Fe, HTFT	Circulating fluidized bed	
Sasol Advanced Synthol (SAS)	Fe, HTFT	Fluidized bed	
Iron Sasol slurry bed process. (Fe-SSBP)	Fe, LTFT	Slurry bubble column	
Syntroleum (worldwide license under ExxonMobil's)	Co, LTFT	Fixed or fluid bed	
GTL.F1. Partners: Lurgi and PetroSA (and Statoil)	Co, LTFT	Slurry bubble column	
ExxonMobil	Co, LTFT	Slurry bubble column	
ConocoPhillips	Co, LTFT	Slurry bubble column	
Eni - IFP/ Axens	Co, LTFT	Slurry bubble column	
BP-Davy	Co, LTFT	Fixed bed (multitubular)	
Velocys	Co, LTFT	Fixed bed	
Rentech	Fe, HTFT	Slurry phase	
Le Mar LLC / Emerging Fuels	Co, LTFT	Fixed bed (multitubular)	
IvanhoeEnergy	Co, LTFT	Fixed	

В **Таблице 3** приведены Российские компании, позиционирующие себя на рынке GTL технологий, полученные результаты по расходным показателям и в большинстве случаев не уступают мировым аналогам, но ни одна из них не может предоставить пакет, который интересует покупателя – базовый инжиниринг на все установки, кроме ОЗХ, которые входят в комплекс GTL. В Таблицу не включались компании, которые ограничивают себя только производством метанола через синтетический газ.

Таблица 3.

Компания (Россия)	Процесс	Координаты и контактные данные
INFRA Technology Group	Co, LTFT	ООО ИНФРА, ул. Моховая 11-3В 125009, Россия, г.Москва Тел: +7 (495) 640-2028 <a href="mailto:info@infratechnology.ru">info@infratechnology.ru</a>
ООО «Энергосинтоп»	Co, LTFT	Володин Олег Николаевич Адрес: 125412 Москва, ул.Ижорская, д.13/19, корп.1-Б, офис 205 Телефон: +7 (495) 484-16-29, 485-12-90 E-mail: <a href="mailto:office@energosityn.com">office@energosityn.com</a>
«Gazohim Techno»	Co, LTFT	Gazohim Techno, LLC Tel: +7(495) 685 9243 E-mail: <a href="mailto:info@gazohim.ru">info@gazohim.ru</a> Adress: 143026, Moscow, Skolkovo Innovation Centre, Lugovaya str., 4

## 2. Сравнительная таблица капитальных затрат построенных GTL установок на основе референц-листов лицензиаров или инжиниринговых компаний

В Таблице 4 приведены удельные капитальные затраты по процессам, причем для процесса FT затраты показаны с учетом процесса гидрокрекинга, т.е. с получением товарных бензинов и дизелей, для сравнения процессов с равными продуктовыми корзинами. При работе процесса FT на синтетическую нефть, как конечный продукт, удельные капитальные затраты на него могут быть вдвое дешевле, чем на процессы по производству бензина или дизеля через метанол.

Таблица 4

Средние капитальные затраты на строительство установок GTL				
Процесс	MTG/TIGAS	MtSynfuels	Фишер – Тропш (FT)	
Плотность ПГ 0,6827 кг/м <sup>3</sup> , при н.у	Exxon/Haldor	Lurgi	Микроканальные реактора	Традиционные реактора
Мощность установки т.т/год, по ПГ	250	660	740	700
Очистка газа	Не входит в границы основной установки, определяется индивидуально разработчиком процесса			
Риформинг ПГ (SMR, ATR или POX)*	50-55%	20-25%	40-50%	55-65%
Фишер – Тропш, с разделением продуктов	-	-	60-65%	20-30%
Получение метанола из синтез газа	25-30%	10-20%	не требуется	не требуется
Получение бензина из метанола	25-40%		не требуется	не требуется
Получение дизеля из метанола		70-80%	не требуется	не требуется
Гидрокрекинг	не требуется	не требуется	25-30%	25-30%
Товарные продукты	Бензин	Дизель	Бензин, дизель	Бензин, дизель
<b>Итого: долл. на тонну ПГ</b>	<b>//////// без учета ОЗХ</b>	<b>//////// без учета ОЗХ</b>	<b>//////// без учета ОЗХ</b>	<b>//////// без учета ОЗХ</b>

\* разница в стоимости риформингов SMR, ATR или POX достигает 30%

В Таблице 5 приведены реальные затраты на строительство установок по производству автомобильного бензина через метанол. Зеленым цветом выделены объекты, которые по выпуску товарного бензина близки к планируемой мощности Заказчика. Не сложно поделить капитальные затраты на мощность по товарной продукции и убедиться, что разброс удельных затрат различается если не на порядок, то в разы. Почему это происходит? Хотя приведенные данные являются официальными и более того приведены к общему знаменателю с помощью индекса СЕРСІ, который учитывает инфляцию именно для строительства. Объясняется это довольно просто, а именно:

- ОЗХ, это до 30% от цены строительства, кто-то строит на площадке где его нет, у кого-то есть частично, а некоторые стройки начинаются, как сопряженные объекты и они просто привязываются к существующему ОЗХ;

- место строительства, существует градация, которая основывается на базе стройки – это Мексиканский залив, т.е. если вы строите свой объект там, то цена строительства 1.0, тот же объект в странах Залива, т.е. ОАЭ, Кувейт, Катар и т.д., будет стоить 0.9-1.1, Восточная Европа 1.1-1.2, Китай, Индия 0.7-0.9, Средняя Азия 1.3-1.5, Россия самая непредсказуемая коэффициент варьирует от 0.8 до 1.6, причем верхняя граница была «обоснована» компанией Сибур для «Тобольск полимера» и «Русвинила»;

- отнесение сопутствующих затрат, например, строительство трубопровода, несколько десятков километров по которому подается природный газ, как сырье, или строительство мощных опреснительных станций опреснения морской воды.

Именно поэтому мы всегда рекомендуем, с осторожностью относиться к опубликованным данным, так как Заказчика должна интересовать цена строительства в границах установки GTL + стандартный ОЗХ, а не чужие проблемы, которые учтены в цене строительства. **Таблица 4** отражает цену строительства, конечно же, обобщенно, но она показывает тенденцию, а также максимально цену, которую можно получить при EPCM контракте. Далее в **Главе 19** будет показано, как по условиям управления строительства цена может снижаться, если не в два раза, то на 40% гарантированно.

В **Главе 16** будет показан расчет капитальных затрат по шагам и этапам строительства, выбранного вами варианта, на основании стандартных методик, принятых на данной стадии проекта в соответствии с AACE практикой (Американская ассоциация стоимостного инжиниринга).

Таблица 5

**Фактические цены строительства установок по производству бензина через метанол**

Компания, География.	Лицензиар и инжиниринг	Ссылка	Год постройки	Мощность, т.т/год	CAPEX, млн. долл	CAPEX, евро на 2014 г. с индексом CERPI
SJA Coal Mining, Jincheng, China	ExxonMobil/Uhde		2009	100		
Montunui, New Zealand	ExxonMobil/Uhde		1985	600		
Primus GTL, Hillsborough, New Jersey, USA	Primus/Bechtel Hydrocarbon		2016	70		
Primus GTL, Hillsborough, New Jersey, USA	Primus		2016	280		
Primus GTL, Hillsborough, New Jersey, USA	Primus		2016	280		
Yunnan Coal & Chemical Industry Group, China	Yunnan Jiehua Clean Energy Development		-	200		
Adams Fork Energy, Mingo County, West Virginia, USA	ExxonMobil/Uhde		2016	700		



DKRW Medicine Bow, WY	ExxonMobil		2016	900		
ГК Туркменгаз	Haldor Topsoe		2017	600		
Houston, TX, USA	Haldor Topsoe		-	330		
Chemieanlagenbau Chemnitz GmbH (CAC) в (Германия),	CAC		-	840		
Jincheng Anthracite Mining Group (JAMG), China	ExxonMobil		-	2 x 515		
Marcellus GTL & ABCD Corp, Wyoming, USA	ExxonMobil		2015	90,000		
Lake Charles Louisiana, США	G2X Energy/ ExxonMobil		2016	515,000		
EmberClear Natchez Site	EmberClear		2019	575		
ZeoGas LLC	ExxonMobil		-	680		
ICM's CTL Plant in Mongolia	ExxonMobil/ Uhde		-	740		
Qinghua I, Inner Mongolia ,	Haldor Topsoe		2012	100		
Qinghua II, Inner Mongolia	Haldor Topsoe		2013	100		
Xinjiang Zhongji,	Haldor Topsoe		2013	50		
Xinjiang Xinye Energy,	Haldor Topsoe		2013	100		
Hebei Kanglida Steel, Hebei, Китай	Haldor Topsoe		2014	50		
Petróleos de Moçambique SA	ExxonMobil		-	200		
Blue Fuel Energy, Canada,	ExxonMobil		-	165		
Sundrop, Alexandria, Louisiana, USA	Uhde/ExxonMobil		-	140		

### 3. Сравнение процессов, лицензируемых технологии

На **Схеме 1** показаны два принципиальных направления использования GTL процессов: получение бензина и дизеля через метанол или диметиловый эфир, и получение бензина и дизеля через синтетическую нефть. На схеме не показаны направления по производству олефинов, так как итогом выполнения ТЗ является выбор технологии производства моторных топлив. Для информации на схеме показаны и альтернативные сырьевые источники, такие как, каменный уголь, отходы биоразлагаемые и пластмассы. Принципиальные отличия в продуктовых корзинах при производстве через синтетическую нефть, т.е. процесс Фишера – Тропша (далее FT) и через метанол или диметиловый эфир (далее MTG) заключается в следующем:

- дизельное топливо **в процессе FT** имеет цетановое число 70, требуемое по стандартам 51, слишком хорошо это тоже не хорошо, поэтому требуется его разбавление или за счет дизеля, который получен в итоге нефтепереработки, либо собственным получен-

ным при гидрокрекинге парафинов, только после этого они будут отвечать стандартам России для моторных топлив;

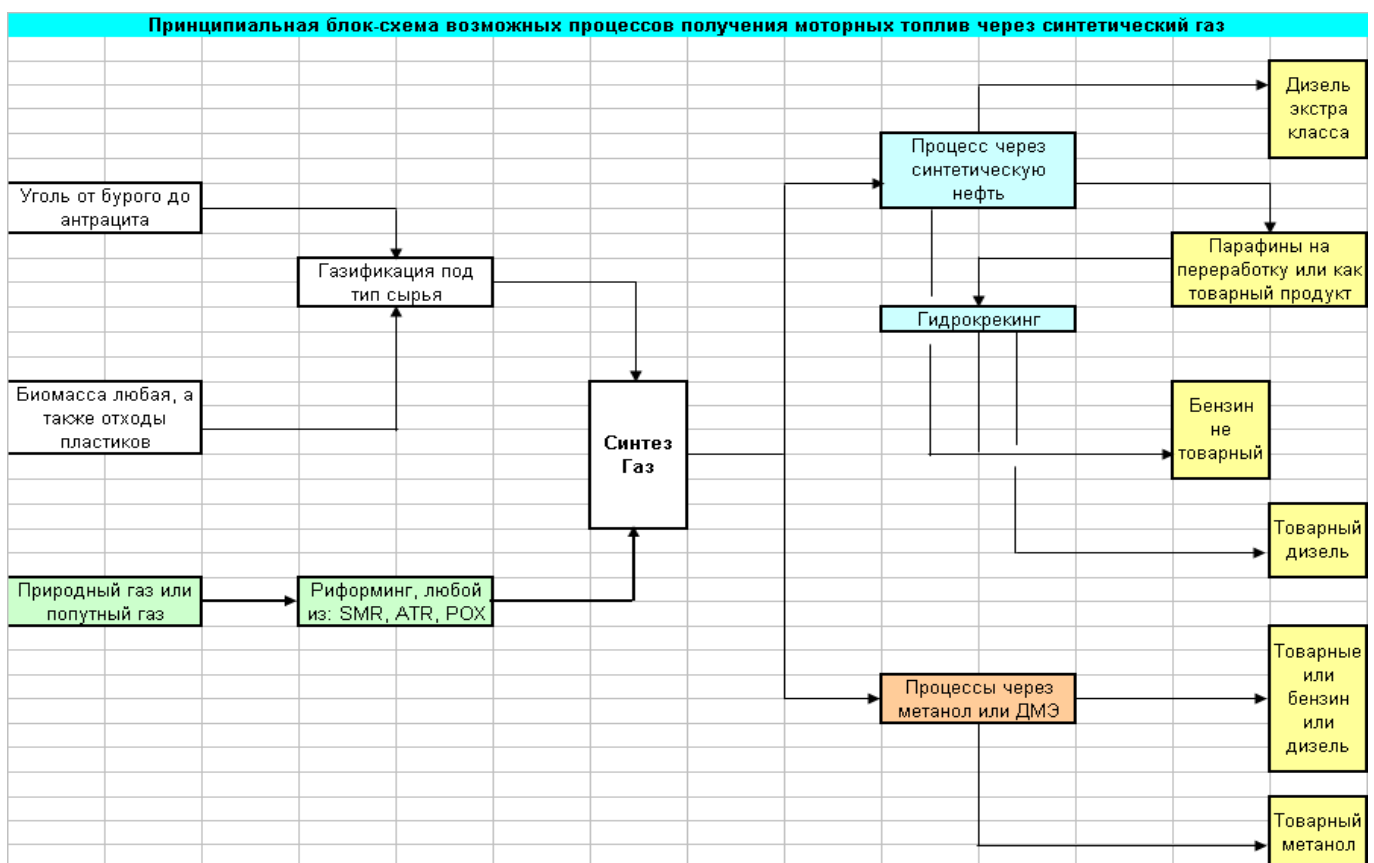
- бензины, полученные **в процессе FT**, не могут быть использованы как моторное топливо без дополнительного облагораживания с использованием гидропроцессов;

- получаемые **в процессе FT** парафины имеют ограниченное применение, а использование гидрокрекинга для их переработки является чрезвычайно дорогим процессом в строительстве и эксплуатации, хотя его эффективность неоспорима;

- бензины, получаемые **в процессе MTG**, отвечают стандартам России для моторных топлив, имеют октановое число (ОЧ) не менее 92, применение октаноповышающих добавок позволяет достигать ОЧ равное 95;

- дизельные топлива, получаемые **в процессе MTG**, отвечают стандартам России для моторных топлив.

Схема 1.

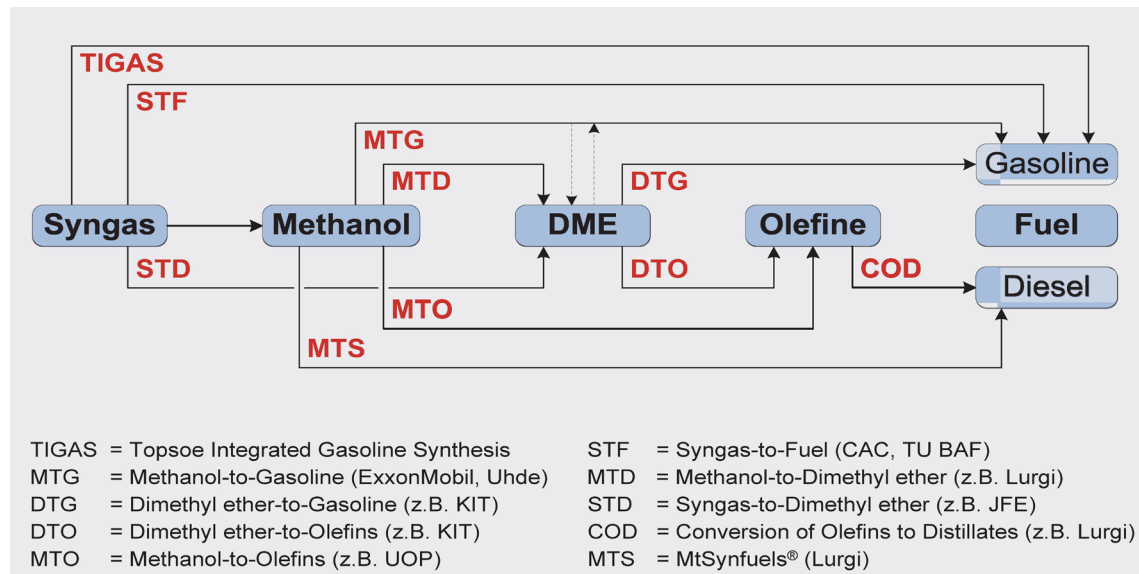


Описание к **Схеме 1** позволяет сделать вывод, что для производства моторных топлив процесс MTG является более предпочтительным, чем FT. Но процесс FT, не следует забывать потому что, в мировой практике синтетическая нефть используется наравне с природной и закачивается в магистральные трубопроводы без переработки. В РФ норма-

тивные документы не позволяют закачивать в трубопроводы «Транс нефти» получаемую синтетическую нефть. В **Главе 4** все материальные балансы будут.

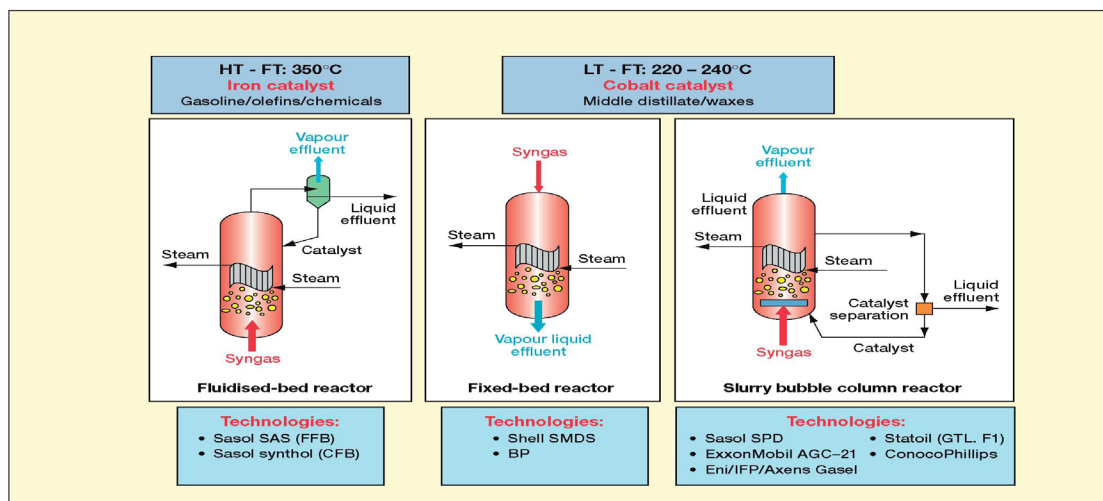
Процесс MTG имеет достаточно много конфигураций, что и показано на **Схеме 2**. Важным фактором процесса является возможность выделять в качестве товарного продукта метанол или ДМЭ, не прекращая выпуск топлива.

Схема 2.



Процесс FT **Схема 3** различается на высокотемпературный с использованием железного катализатора (далее FT-Fe) его основное предназначение получение олефинов и низкотемпературный процесс с использованием кобальтового катализатора (далее FT-Co). Схемы FT-Co используются для получения топлив и подразделяются на два подтипа: с выделением катализатора из продуктов реакции в выносной камере и без выделения с фильтрацией внутри реактора.

Схема 3



#### 4. Материальные балансы. Вариант 1

Материальные балансы процессов GTL во многом определяются самой первой стадией – риформингом ПГ. В **Таблице 6** приведены три основных типа этих процессов, с учетом всех преимуществ и недостатков. В **Таблицах 7 – 14** общие материальные балансы показаны в дополнение к ТЗ с использованием различных типов риформингов.

Таблица 6

Технология	Преимущества	Недостатки
<b>SMR – паровой риформинг</b>	1. Обширный промышленный опыт низкие капитальные затраты 2. Не требуется кислород для процесса <b>3. Выгодно для переработки !!!!!!!!!!!!!</b>	1. Высокие уровни Эмиссий. 2. Соотношение H <sub>2</sub> /CO более высокое, чем необходимо для производства СГ, необходима рециркуляция собственного CO <sub>2</sub> . 3. Подвод тепла на реакцию максимальный
<b>ATR – автотермический риформинг</b>	1. Эффективность использования метана выше, чем на SMR 2. Соотношение H <sub>2</sub> /CO близкое к оптимальному <b>3. Выгодно для объемов переработки !!!!!!!!!!!!!.</b>	1. Требуется кислород, процесс с воздухом затруднителен
<b>POX - не каталитическое парциальное окисление</b>	1. Эффективность использования метана выше, чем на ATR 2. Соотношение H <sub>2</sub> /CO идеальное для СГ 3. Подвод тепла на реакцию не требуется <b>4. Выгодно для объемов переработки !!!!!!!!!!!!!.</b>	1. Требуется кислород, процесс с воздухом затруднителен 2. Очень высокие температуры процесса. Возможно повышенное коксообразование.

**Вариант 1.** Переработка ПГ с выпуском автобензина не ниже Аи 92.

Вариант 1А. ПГ – синтетический газ – метанол – автобензин. Риформинг SMR

Таблица 7

Сводный баланс метанол в бензин, риформинг SMR		
Сырьё	% масс	т/год
Природный газ	35.04%	204,810
Водяной пар	64.96%	379,637
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>584,447</b>
Инерты, включая С1, С2		
Фракция С1,С2		
Фракция С3, С4		
Бензин, ОЧ 92		
Вода		
<b>Всего</b>	<b>100.00%</b>	<b>584,447</b>

Вариант 1Б. ПГ – синтетический газ – ДМЭ – автобензин. Риформинг АТР

Таблица 8

Сводный баланс ДМЭ в бензин, риформинг АТР		
Сырьё	% масс	т/год
Природный газ	37.45%	204,810
Кислород	54.22%	296,512
Водяной пар	8.33%	45,556
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>546,878</b>
Инерты, включая С1, С2		
Фракция С1,С2		
Фракция С3, С4		
Бензин, ОЧ 92		
Вода		
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>546,878</b>

Вариант 1В. ПГ – синтетический газ – метанол – автобензин. Риформинги РОХ и АТР

Таблица 9

Сводный баланс метанол в бензин, риформинг РОХ		
Сырьё	% масс	т/год
Природный газ	47.91%	204,810
Кислород	52.09%	222,721
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>427,531</b>
Инерты, включая С1, С2		
Фракция С1,С2		
Фракция С3, С4		
Бензин, ОЧ 92		
Вода		
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>427,531</b>

Таблица 10

Сводный баланс метанол в бензин, риформинг АТР		
Сырьё	% масс	т/год
Природный газ	35.04%	204,810
Кислород	41.57%	242,968
Водяной пар	23.38%	136,669
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>584,447</b>
Инерты, включая С1, С2		
Фракция С1,С2		
Фракция С3, С4		
Бензин, ОЧ 92		
Вода		
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>584,447</b>

## 5. Материальные балансы. Вариант 2. Переработка природного газа с выпуском дизельного топлива

**Вариант 2А.** ПГ – синтетический газ – традиционные реактора Фишера Тропша – синтетическая нефть – фракционирование с получением товарных продуктов (нафта, керосин или уайтспирит, высоко цетановый компонент дизтоплива, жидкие парафины, твердые парафины). Риформинги POX и ATR.

Таблица 11

<b>Сводный баланс FT-Co, риформинг POX</b>		
<b>Сырьё</b>	<b>% масс</b>	<b>т/год</b>
Природный газ	47.91%	204,810
Кислород	52.09%	222,721
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>427,531</b>
Инерты, включая C1, C2		
Фракция C1, C2		
Не товарный бензин		
Фракция C3, C4		
Дизель, ЦЧ 68-71		
Жидкие парафины		
Твёрдые парафины		
Вода		
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>427,531</b>

Таблица 12

<b>Сводный баланс FT-Co, риформинг ATR</b>		
<b>Сырьё</b>	<b>% масс</b>	<b>т/год</b>
Природный газ	39.57%	204,810
Кислород	44.59%	230,820
Водяной пар	15.84%	82,002
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>517,631</b>
Инерты, включая C1, C2		
Фракция C1, C2		
Не товарный бензин		
Фракция C3, C4		
Дизель, ЦЧ 68-71		
Жидкие парафины		
Твёрдые парафины		
Вода		
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>517,631</b>

**Вариант 2Б.** ПГ – синтетический газ – микроканальные реактора Фишера Тропша – синтетическая нефть – фракционирование с получением товарных продуктов (нафта, керосин или Уайт-спирит, высоко цетановый компонент дизтоплива, жидкие парафины, твердые парафины).

Таблица 13

<b>Сводный баланс FT-Co, риформинг SMR с микроканальным реактором</b>		
<b>Сырьё</b>	<b>% масс</b>	<b>т/год</b>
Природный газ	35.04%	204,810
Водяной пар	64.96%	379,637

<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>584,447</b>
Инерты, включая С1, С2		
Фракция С1, С2		
Не товарный бензин		
Фракция С3, С4		
Дизель, ЦЧ 68-71		
Жидкие парафины		
Твёрдые парафины		
Вода		
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>584,447</b>

**Вариант 2В.** ПГ– метанол – дизельное топливо. Процесс Synfuels.

Таблица 14

<b>Сводный баланс метанол в дизель Процесс MtSynfuels. Риформинг SMR</b>		
<b>Сырьё</b>	<b>% масс</b>	<b>т/год</b>
Природный газ	35.04%	204,810
Водяной пар	64.96%	379,637
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>584,447</b>
Вода		
Инерты, включая С1, С2		
Дизельное топливо товарное		
Фракция С3, С4		
Не товарный бензин		
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>584,447</b>

Таблица 15

<b>Сводный баланс метанол в дизель Процесс MtSynfuels. Риформинг РОХ</b>		
<b>Сырьё</b>	<b>% масс</b>	<b>т/год</b>
Природный газ	47.91%	204,810
Кислород	52.09%	222,721
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>427,531</b>
Вода		
Инерты, включая С1, С2		
Дизельное топливо товарное		
Фракция С3, С4		
Не товарный бензин		
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>427,531</b>

Таблица 16

<b>Сводный баланс метанол в дизель Процесс MtSynfuels. Риформинг АTR</b>		
<b>Сырьё</b>	<b>% масс</b>	<b>т/год</b>
Природный газ	35.04%	204,810
Кислород	41.57%	242,968
Водяной пар	23.38%	136,669
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>584,447</b>
Вода		
Инерты, включая С1, С2		
Дизельное топливо товарное		

Фракция С3, С4		
Не товарный бензин		
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>584,447</b>

**Внимание!** В Таблицах 7 – 16 количества ПГ приведено согласно ТЗ, т.е 300 млн. м<sup>3</sup>/год или 204 810 т/год, что позволяет достаточно объективно оценить затраты на сырье и сравнить продуктовые корзины. Фактически выбор сводится к тому, что выпускать через метанол (ДМЭ) – товарный бензин или товарный дизель. Все нюансы по типу риформингов, не имеют в данной ситуации никакого значения, так как после принятия вами решения бензин или дизель, мы, конечно, определим оптимальный тип процесса получения синтез – газа применительно к особенностям вашей площадки строительства. Мы однозначно рекомендуем, не использовать процессы типа FT в связи с отсутствием в РФ нормативных документов, как по синтетической нефти, так и по дизелю экстракласса с чрезвычайно высоким цетановым числом, исключительным вариантом может являться синергия процесса FT ограниченного получением синтетической нефти с НПЗ.

### **Решение Заказчика по выбору вариантов переработки.**

В соответствии с ТЗ №2 выполнить развернутый концептуальный инжиниринг на процесс MTG по выпуску автобензина с использованием риформингов SMR и POX, количество ПГ на переработку оставить неизменным 300 млн. м<sup>3</sup>/год или 204 810 т/год. Опционально выполнить балансы при работе с выпуском и метанола и бензина от 0 до 100% производительности.

Опционально, на основе добрых отношений, выполнить:

- материальный баланс для процесса SunFuels с риформингом POX, количество ПГ на переработку принять 1.0 млрд. м<sup>3</sup>/год или 729 000 т/год.

- материальный баланс для процесса FT до синтетической нефти с риформингом SMR, количество ПГ на переработку принять 500 млн. м<sup>3</sup>/год, что обеспечивает минимально возможную синергию с мини НПЗ углубленной переработки.

////////////////////////////////////

### **6. BFD схемы переработки природного газа по Вариантам 1 и 2**

На Схемах 4, 5, 6, 7 показаны BFD схемы, составленные для получения:

- автомобильного бензина, с возможностью получения метанола. Процесс MTG.
- дизельного топлива, с возможностью получения метанола. Процесс SunFuels.
- высокоцетанового дизельного топлива. Процесс Фишера – Тропша.



- синтетической нефти в процессе Фишера – Тропша и ее переработка на НПЗ малой мощности с углубленной переработкой, **опционально** по просьбе Заказчика.

На схемах показаны все принципиально значимые рецикловые потоки, а также возможность получения электроэнергии в количествах, превышающих собственные потребности на установке когенерации.

На **Схеме 4** показан **//////////** тяжелого бензина, количество которого не превышает **//////////** от товарного бензина, а капитальные затраты на него довольно значительны. В **Таблице 17**, как и предписано в ТЗ мы показали максимальный выход бензина с учетом **//////////**. В случае дальнейшего движения проекта при составлении запросов на технику – коммерческие предложения мы рекомендуем указывать получение двух товарных продуктов: легкий бензин или как указывается в **Главе 8** «Бензин автомобильный, Аи92» и тяжелый бензин, который является высоко ароматическим концентратом его характеристики также приведены в **Главе 8**.

Технологическая **Схема 7** переработки синтетической нефти выбрана с учетом того, что ее состав значительно отличается от состава натуральной нефти. Принципиальным отличием является высокое содержание олефинов до 35 – 45% во фракциях с температурой кипения до 180°C, в то время, как в натуральной нефти олефины отсутствуют. По своему фракционному составу синтетическая нефть отвечает очень легкому газовому конденсат, т.е практически не содержит мазутных фракций, но дизельная фракция чрезвычайно высокопарафинистая, именно для этого и предусмотрено разбавление ее прямогонным дизелем после гидроочистки. В итоге будет получен ультраобессеренная, высокоцетановая дизельная фракция – товарный дизель.

**Примечание.** Очень важно понимать, что огромные количества воды, которые фигурируют в материальных балансах являются рецикловыми потоками. На биологические очистные сооружения квадрат голубого цвета на **Схемы 4, 5, 6, 7** выводятся очень не большие количества воды, которые перенасыщены солями жесткости либо химически загрязнены. Основная масса воды проходит каталитическую очистку и возвращается в процесс – на производство СГ, а также на производство пара для выработки электроэнергии на установки когенерации.

**Схема 4**

**Схема 5**

**Схема 6**

**Схема 7**

## 7. Уточненные материальные балансы, PFD схемы и описание технологических процесса (процессов), для выбранного варианта (вариантов)

В Таблицах 17, 18 приведены уточненные материальные балансы для процесса MTG природный газ – метанол – бензин, с получением бензина 100% от мощности установки, либо метанола 100% без выпуска бензина. Балансы на 300 млн. м<sup>3</sup>/год сырья.

Таблица 17

Сравнительные сводные балансы процесса "метанол в бензин" с риформингами SMR и POX				
Сырьё	SMR		POX	
	% масс	т/год	% масс	т/год
Природный газ	35.25%	218,700	48.14%	218,700
Водяной пар	64.75%	401,650	0.00%	0.00
Кислород	0.00%	0.00	51.86%	235,634
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>620,350</b>	<b>100.00%</b>	<b>454,334</b>
Инерты, включая C1, C2				
Фракция C1,C2				
Фракция C3, C4				
Бензин, ОЧ 92				
Вода				
<b>Всего</b>	<b>100.00%</b>	<b>620,350</b>	<b>100.00%</b>	<b>454,334</b>

Таблица 18

Сравнительные сводные балансы процесса "метанол в бензин" с риформингами SMR и POX, только до стадии МЕТАНОЛ				
Сырьё	SMR		POX	
	% масс	т/год	% масс	т/год
Природный газ	35.25%	218,700	48.14%	218,700
Водяной пар	64.75%	401,650	0.00%	0.00
Кислород	0.00%	0.00	51.86%	235,634
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>620,350</b>	<b>100.00%</b>	<b>454,334</b>
Инерты, включая C1, C2				
Фракция C1,C2				
Фракция C3, C4				
МЕТАНОЛ				
Вода				
<b>Всего</b>	<b>100.00%</b>	<b>620,350</b>	<b>100.00%</b>	<b>454,334</b>

В качестве комментария к **Таблицам 17, 18** мы должны сообщить:

- на рынке существует достаточное количество предложений по установкам, работающим с выпуском только на метанол или только на бензин, стоимость этих установок близка между собой, так как блок очистки метанола близок по своей стоимости к блоку синтеза бензина

- установка с мощностью, которая интересует Заказчика, т.е. 300 млн. м<sup>3</sup>/год и возможностями выпуска и метанола и бензина будет иметь капитальные затраты, примерно

на 30% выше, чем аналогичная установка, выпускающая монопродукт, что кажется экономически не оправданным

- установки с мощностью по газу от 700 млн. м<sup>3</sup>/год имеют промышленные аналоги работающие, как на выпуск метанола, так и на выпуск бензина, либо на два продукта одновременно.

В **Таблице 19** приведен уточненный материальный балансы для процесса MT Synfuels природный газ – метанол – дизельное топливо. **Опционально** на 1 млрд. м<sup>3</sup>/год сырья.

Таблица 19

Сводный баланс метанол в дизельное топливо. Риформинг POX		
Сырьё	% масс	т/год
Природный газ	48.14%	729,000
Кислород	51.86%	785,448
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>1,514,448</b>
Инерты, включая C1, C2		
Дизельное топливо товарное		
Фракция C3, C4		
Не товарный бензин		
Вода		
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>1,514,448</b>

В **Таблице 20** приведен уточненный материальный балансы для процесса Фишера – Тропша природный газ – синтетическая нефть. **Опционально** на 500 млн. м<sup>3</sup>/год сырья.

Таблица 20

Сводный баланс FT-Co LT. Риформинг SMR		
Сырьё	% масс	т/год
Природный газ	35.25%	364,500
Водяной пар	64.75%	669,416
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>1,033,916</b>
Инерты, включая C1, C2		
Фракция C3, C4		
Синтетическая нефть		
Вода		
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>1,033,916</b>

В **Таблице 21** в дополнение к **Схеме 7** показан принципиальный баланс переработки синтетической нефти, как нам кажется, этот вариант более рационален, чем ранее обсуждаемый с дополнительным количеством натуральной нефти, так как не требует вовлечения в процесс тяжелых вторичных процессов нефтепереработки, тем самым в значительной мере снижая капитальные затраты.

Таблица 21

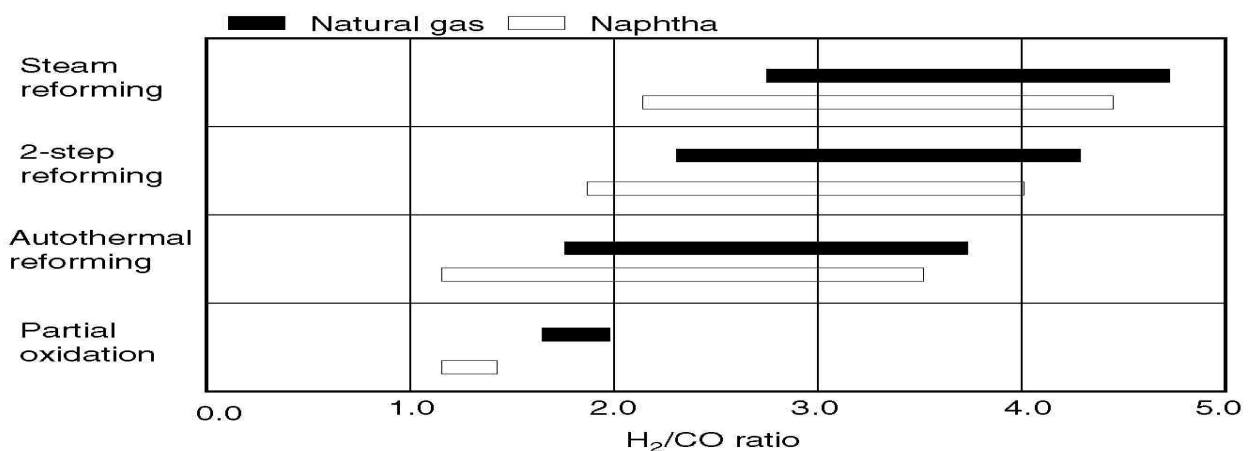
#### Сводный баланс переработки синтетической нефти

Сырьё	% масс	т/год	
Синтетическая нефть	52.74%	225,000	
Прямогонная дизельная фракция	46.88%	200,000	
Водород от SMR	0.38%	1,600	
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>426,600</b>	
Ароматический концентрат			Товарный продукт
Бензиновая фракция			Полуфабрикат
Дизельное топливо, Класс 5			Товарный продукт
Фракция C2-C4			Рецикл на Фишера-Тропша
Фракция 360+°С (мазут)			Товарный продукт
<b>Итого</b>	<b>100.00%</b>	<b>426,600</b>	

**Получение синтез газа СГ** общий процесс для всех GTL и принципиально он не отличается при получении СГ из угля, биомассы, пластиковых и органических отходов.

Риформинг природного газа используется не только, как источник сырья для процессов GTL, но и в производстве водорода, метанола, диметилового эфира, аммиака. Каждый из типов риформингов характеризуется своим индивидуальным соотношением  $H_2/CO$  от 1,0 до 4,5, что и показано на **Схеме 8**, для процессов GTL применимо соотношение  $H_2/CO$  только в интервале 0,6 – 2,1.

Схема 8.



**Steam Methane Reforming (SMR)** – не удовлетворяют условиям соотношения  $H_2/CO$ , так как сам химизм процесса  $CH_4 + H_2O = CO + 3H_2$  и  $CO + H_2O = CO_2 + H_2$  направлен на получение максимального выхода водорода. Но учитывая, что процесс SMR не требует, в отличие ATR и POX, кислорода, как компонента процесса, т.е. не требуется строительство установок воздухоразделения, производятся модернизации SMR под полную рекуперацию  $CO_2$ . Именно поэтому при малых мощностях GTL использование процесса SMR не является редкостью. **Чем больше  $CO_2$  в составе ПГ, тем более оправдано использование SMR.**

**Autothermal Reforming (ATR)** – широко распространен, как источник СГ для GTL. Химизм процесса четко отражает снижение доли водорода и увеличение доли монооксида

углерода  $\text{CH}_4 + 1/2\text{O}_2 = \text{CO} + 2\text{H}_2$ ;  $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO}_2 + \text{H}_2$ , что делает соотношение  $\text{H}_2/\text{CO}$  несколько завышенным, но приемлемым, а экономика процесса при больших мощностях GTL является более лучшей чем при риформинге SMR, не смотря на затраты по криогенному выделению кислорода и его компримированию.

**Noncatalytic Partial Oxidation (POX)** – характеризуется идеальным соотношением  $\text{H}_2/\text{CO}$ , поэтому реальный материальный баланс очень близок к стехиометрическому, что делают экономику процесса POX очень привлекательной.

Очистка природного газа от примесей и в первую очередь от серы используется не столько для защиты катализаторов риформинга при получении СГ, сколько для защиты катализаторов FT и MTG/TIGAS.

В качестве очищающих агентов используются: МЭА и ДЭА в процессе химической сорбции, а для физической сорбции широкое распространение получили два процесса: Rectisol и Selexol.

Процесс Rectisol по лицензиям Lurgi/Linde, в качестве агента используется метанол. Процесс Selexol по лицензии UOP, в качестве агента используется диметиловый эфир полиэтиленгликоля (DMPEG). 75% установок, которые работают на очистку СГ, работают по технологии Rectisol, что связано с более низкими ценами на метанол, чем на МЭА, ДЭА или DMPEG.

Адсорбирование 2000 ppm серы кобальтовым катализатором в процессе FT полностью выводит его из строя, примерно такой же порядок цифр по сере и даже еще меньше выводит из строя катализатор  $\text{Cu/ZnO/Al}_2\text{O}_3$  в процессе MTG/TIGAS, для железного катализатора в процессе FT эта величина составляет 20 000 ppm.

**Внимание!** При работе на природном газе из магистральных трубопроводов «Газпрома» использование подобных способов очистки не требуется, но при работе на попутном газе с промыслов, в тем более на газах с НПЗ сероочистка обязательна.

**Риформинги по капитальным затратам ранжируются следующим образом:**

- без учета затрат на строительство воздухоразделения самым дорогим процессом будет *////////////////* и самым дешевым *////////////////*

- с учетом затрат на строительство воздухоразделения самым дорогим процессом будет *////////////////* и самым дешевым *////////////////*

**Риформинги по операционным затратам ранжируются следующим образом:**

- без учета затрат на воздухоразделение самым дорогим процессом будет *////////////////* и самым дешевым *////////////////*

- с учетом затрат на воздухоразделение различие между процессами оценивать довольно сложно, *////////////////* будут близки между собой, но *////////////////* останется самым дешевым.

Преимущества и недостатки процессов риформинга указывались в **Таблице 6**.

В Российской Федерации достаточно установок, комплексов и блоков по воздухо-разделению, которые сопровождают каждый более или менее крупный химический, нефтехимический и нефтеперерабатывающий комплекс, с избыточным количеством кислорода, как товарного продукта. Выбор в пользу риформинга POX возможен ////////////////, во всех остальных случаях следует полагаться на //////////////// риформинг.

Все без исключения лицензиары процессов и производители GTL установок, а процессы MTG не являются исключениями, пользуются готовыми блочными установками риформинга того или иного типа. В свою очередь производители установок риформинга ПГ готовы изготовить ее под любые требования и запросы разработчика GTL, именно поэтому не смысла вдаваться в детальные описания стандартного модуля, но при желании Заказчика мы готовы это сделать.

**Производство метанола, Приложение 5, PFD схема стадии процесса производства метанола**, как сырья для производства бензина или самостоятельного товарного продукта, **Таблица 18** материальный баланс.

СГ после риформинга SMR, POX или ATR (далее мы не будем указывать риформинг ATR, так как это не предусмотрено выбором Заказчика) компримируется, охлаждается и проходит осушку на неподвижном слое адсорбента. Адсорбентом является алюмогель, который периодически регенерируется, поэтому блок осушки всегда состоит из двух (четырех) осушителей – один работает, а другой регенерируется горячим азотом до точки росы минус 50°C. После осушки СГ подается на блок защиты от серы, как уже указывалось выше по тексту, функция которого – страховочная, но не следует им пренебрегать.

Синтетический газ нагревается до температуры 220-230°C в теплообменнике рекуператоре и под давлением до 80 бар отправляется в изотермическом реакторе синтеза метанола, реакционная масса проходит через теплообменник рекуператор, нагревает сырье охлаждаясь при этом до 120°C и далее оборотной водой до 40°C. Реакционная смесь состоит из метанола, воды незначительных количеств ДМЭ, органических кислот, альдегидов, кетонов и сложных эфиров, а также растворенные газы в основном H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>.

Продукты реакции подаются в сепараторы высокого, а затем и низкого давления где разделяются на жидкую фазу, которая отправляется в буферную емкость метанола сырца, газовая фаза частично рециркулируется в качестве сырья на установку риформинга, а большая часть направляется как топливо на печи блока риформинга, для исключения накопления инертнов в СГ. Направление части газовой фазы в качестве сырьевого рецикла

возможно только при использовании риформингов ///. В случае установки типа // от сепарированные газы направляются через свечу в атмосферу.

Метанол сырец из буферных емкостей подогревается до 80°C и подается на верх отпарной колонны, которая предназначена для отгонки легких фракций от метанола сырца. Колонна работает с большим флегмовым числом при температуре верха до 75°C и давлении не выше 1,5 бар, температура в кубе колонны 85-90°C и давлении до 2,0 бар. Температура куба колонны регулируется за счет тепла горячего СГ от установки риформинга подаваемого в кипятильник. Пары с верха колонны конденсируются в АВО далее в водяном холодильнике, не сконденсировавшиеся продукты через регулирующий клапан, который поддерживает давление в системе «колонна – флегмовая емкость», отправляются в топливную сеть завода, водно – метанольная смесь подается в качестве флегмы, а балансовое количество подается на вторую колонну метанольного каскада.

Стабилизированная водно – метанольная смесь подается в нижнюю часть второй колонны, которая работает при температуре верха до 100°C при давлении до 3,5 бар, температура куба достигает 115°C и давлении до 4,3 бар. Температура куба колонны регулируется за счет тепла горячего СГ от установки риформинга подаваемого в кипятильник. Пары метанола с верха колонны обогревают куб третьей колонны, конденсируются и сливаются в емкость, а оттуда подаются в качестве флегмы на орошение второй колонны, а балансовые количества после водяного холодильника выводятся на склад товарного метанола.

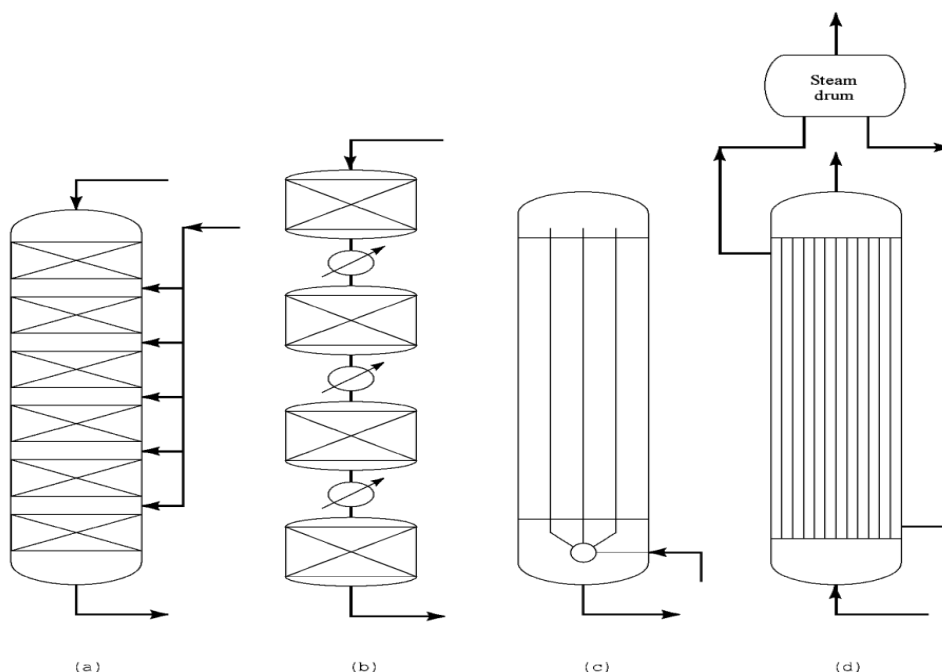
Кубовый продукт второй колонны за счет разницы давлений поступает в верхнюю часть третьей колонны, которая работает при температуре верха до 75°C и давлении до 1,3 бар, температура куба 85°C при давлении не выше 1,7 бар. В ряде случаев третья колонна работает при давлении чуть выше атмосферного, температура куба в этом случае, практически равна температуре кипения метанола. Пары метанола с верха третьей колонны конденсируются в АВО и сливаются в емкость флегмы, часть продукта подается на орошение колонны, а балансовое количество после охлаждения в водяном холодильнике отправляется на склад товарного метанола. Вода из куба третьей колонны подается насосом на котлы по выработке водяного пара который насыщает ПГ перед подачей на риформинг SMR или ATR. С третьей нижней тарелки выводятся этанол и бутанол в очень незначительных количествах и откачиваются на склад.

Трехколонная схема ректификации метанола более эффективна по сравнению с двухколонной в случае получения товарного метанола, так, как только ее использование позволяет получать метанол с чистотой 99,85%.

Если выпуск товарного метанола не предусматривается достаточно двух колонн, так как для синтеза бензина можно использовать и метанол сырец с содержанием воды до 4%. Именно это имелось в виду в **Главе 7**, что //.

Существуют четыре типа реакторов синтеза метанола, которые и показаны на **Схеме 9**, но самый эффективный с точки зрения термодинамики, в котором количества побочных продуктов минимально – это трубчатый реактор (d) с испарительным водяным охлаждением. Катализатор находится в межтрубном пространстве, сырье подается снизу в межтрубное пространство. В трубки подается вода, которая превращается в водяной пар и тем самым снимает тепло реакции. Температура процесса регулируется за счет изменения давления получаемого водяного пара.

Схема 9



a) Quench, b) multiple adiabatic, (c) tube-cooled, (d) steam-rising

**Производство бензина из метанола, Приложение 6 PFD схема стадии процесса производства бензина, Таблица 17** материальный баланс. Установка синтеза бензина из метанола состоит из следующих секций:

- секция синтеза бензина
- секция выделения бензина
- секция выделения легкого бензина и гидроизомеризации тяжелого бензина

**Секция синтеза бензина.** Метанол сырец со склада или непосредственно с установки синтеза метанола подается насосом с давлением 25-30 бар в теплообменник рекуператор, где и нагревается до 180°C, нагревающим агентом являются продукты из реактора синтеза бензина. После теплообменника рекуператора сырье поступает в испаритель-



ную емкость, метанол постоянно испаряется и выводится в зону реактора ДМЭ. Жидкая фаза из нижней часть испарительной емкости циркулирует через теплообменник рекуператор, который также обогревается потоком из реактора синтеза бензина. Для исключения накопления тяжелых продуктов, примерно 1-2% от циркулирующего жидкого продукта выводится в небольшую насадочную колонну, которая работает при температуре куба 115°C и давлении 1,8 бар. Метанол с верха колонны возвращается в испарительную емкость, а кубовый продукт – водный раствор спиртов C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub> выводится на склад полуфабрикатов в ту же емкость куда поступают этанол и бутанол из третьей метанольной колонны.

Пары метанола от испарителя поступают в перегреватель, работающий на противотоке с реакционной массой от реактора синтеза бензина, где и нагреваются до //////////////°C. Реакция конверсии метанола в бензин очень быстрая и высоко экзотермичная, температура на выходе из реактора ДМЭ достигает //////////////°C при давлении до //////////////бар, реакционная смесь объединяется циркуляционными газами из секции выделения бензина и отправляется в одном из пяти реакторов синтеза бензина с температурой //////////////°C. Объем реактора ДМЭ достигает ////////////// м<sup>3</sup>, реактора бензина ////////////// м<sup>3</sup>, реакторы ДМЭ и синтеза бензина адиабатические с неподвижным слоем катализатора. Количество реакторов можно уменьшить, ///////////////.

Продукты реакции синтеза бензина с //////////////°C и давлении до ////////////// бар максимально полно задействованы в контуре рекуперации тепла – генерируется водяной пар высокого давления и перегреваются пары метанола сырца из испарительной емкости на входе в реактор ДМЭ, а после этого поток отдает оставшееся тепло на разогрев циркулирующего метанола в испарительной емкости. В итоге рекуперативных процессов и объединения реакционной массы с другими потоками, которые показаны **Приложение 6** PFD схема процессов синтеза бензина, единый поток с температурой //////////////°C и давлении до ////////////// бар проходит АВО, водяной холодильник и охлажденный до 40°C отправляется на секцию выделения бензина.

**Секция выделения бензина.** Реакционная смесь с температурой до 40°C подается в сепаратор раздела фаз. Нижний водный слой дренируется в дегазатор, который работает при давлении чуть выше атмосферного, а незначительная часть газов поступает в факельный коллектор. Вода с растворенными спиртами, кетонами и кислотами концентрация которых не превышает 0,1-0,2% сливается в ХЗК или подается насосом на установку риформинга при использовании процессов ///////////////.

Газовая фазы с верха сепаратора поступает на всас циркуляционного компрессора, который отправляет их на секцию реакции или на колонну абсорбции фракции C<sup>3+</sup>.



- с выделением, но без гидроизомеризации тяжелого бензина //

С нашей точки зрения второй вариант является более предпочтительным, ////////////////  
обеспечивает 300% рентабельность этого продукта.

Бензин после колонны стабилизации с содержанием //

При реализации схемы с гидроизомеризацией, кубовый продукт колонны подается на теплообменник рекуператор нагревается до //////////////°С, после этого подается в печь нагрева где нагревается до //////////////°С при давлении ////////// бар поступает в реакторе гидроизомеризации. Теплообменник рекуператор обогревается теплом реакционной массы реактора – гидроизомеризатора, до теплообменника рекуператора с сырье подаются незначительные количества водорода.

Реактора гидроизомеризации адиабатический с несколькими неподвижными слоями катализатора, так как реакция экзотермическая для регулирования температуры в реакторе между слоями катализатора подается холодный водород. Реакционная масса с температурой //////////////°С отдает часть своего тепла на нагрев сырья в теплообменнике рекуператоре и направляется в высокотемпературный сепаратор с температурой //////////////°С и давлении около ////////////// бар. Жидкие углеводороды по разделу фаз, за счет разницы давлений, подаются на верх отпарной колонны, также на верхние тарелки насосом подаются жидкие углеводороды и от низкотемпературного сепаратора.

Паровая фаза из высокотемпературного сепаратора охлаждается за счет теплообмена в рекуператорах, в частности, подогревая свежее сырье – тяжелый бензин и далее частично конденсируясь в воздушном и водяном холодильниках, поступает в низкотемпературный сепаратор. Газовая фаза – водородсодержащий газ из низкотемпературного сепаратора, поступает на всас поршневого компрессора, который одновременно является циркуляционным для водородного контура секции изомеризации. Для исключения накопления инертнов незначительная часть водородсодержащего газа постоянно сбрасывается в топливную сеть завода. Жидкие углеводороды из низкотемпературного сепаратора совместно с аналогичным потоком из высокотемпературного сепаратора подаются на отпарную колонну.

Температура в кубе колонны достигает 220°С и регулируется подачей пара высокого давления в выносной кипятильник, давление в кубе может достигать 5 бар, температура верха колонны 100°С при давлении до 4 бар. Пары легких углеводородов с верха колонны конденсируются в водяном холодильнике и сливаются в емкость, давление в емкость и в колонне регулируется клапаном на сбросе углеводородов C<sub>1</sub>-C<sub>2</sub> и частично C<sub>3</sub> в топливную сеть завода при завышении давления в отпарной колонне. Жидкие продукты из емкости подаются насосом на орошение колонны в виде флегмы. Кубовый продукт частично отда-

ет тепло в теплообменнике рекуператоре, нагревая сырье колонны, затем охлаждается в воздушном и водяном холодильниках и откачивается на склад в резервуары хранения товарного бензина.

**Регенерация катализатора** производится с целью выжиг кокса с поверхности катализатора, для этого один из реакторов выводится на регенерацию, освобождается от продукта, продувается водяным паром и азотом. Выжиг кокса производится подачей нагретого до 350°C атмосферного воздуха в слой катализатора, для исключения образования зон локального перегрева, что может возникнуть при неконтролируемом выжиге и повреждению оборудования, свежий поток воздуха объединяется с потоком газов после регенерации, регулируя соотношение, воздух/газы регенерации контролируется температура выжиг. Воздух на смешение с газами регенерации подается компрессором с давлением 15 бар, газы регенерации с температурой 400°C после реактора частично подаются на всас компрессора, который подает воздух на сжигание, а балансовый избыток после охлаждения сбрасывается на свечу, образующийся водный конденсат сбрасывается в ХЗК.

## 8. Качество сырья, полуфабрикатов и выпускаемой продукции

В Таблицах 22, 23, 24 приведены показатели качества товарных продуктов, получаемых в процессе «метанол - бензин», комментарии по цифрам выделенным красным цветом приводятся.

Таблица 22

Наименование показателей	Единицы измерения	Значение	Качество легкого бензина процесса МТГ	Качество тяжелого бензина процесса МТГ
<b>Бензин автомобильный. ГОСТ Р 51866-2002 (ЕН 228-2004). Для Аи95, Аи98. ГОСТ Р 51105-97 (с Изменениями N 1, 2, 3, 4, 5, 6). Для Аи80, Аи92.</b>				
Октановое число, не менее:				
- по исследовательскому методу		95	92*	105
- по моторному методу		85	83*	97
Концентрация свинца, не более	мг/дм <sup>3</sup>	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие
Плотность при 15°C	кг/м <sup>3</sup>	720-775	733	760
Концентрация серы, не более	мг/кг			
вид I		150	0	1
вид II		50	0	1
вид III		10	0	1
Устойчивость к окислению, не менее	мин	360	400	330
Концентрация смол, не более	мг на 100 см <sup>3</sup> бензина	5	1	5
Коррозия медной пластинки (3 ч при 50°C)	единицы по шкале	Класс 1	Класс 1	Класс 1
Внешний вид		Прозрачный и чистый	Прозрачный и чистый	Прозрачный и чистый
Объемная доля углеводородов, не более:	%			
- олефиновых		18	11.5	25
- ароматических				

вид I		42,0	31.8	до 65****
вид II		35,0	31.8	до 65****
вид III		35,0	31.8	до 65****
10 Объемная доля бензола, не более	%	1,0	0.4	0
11 Массовая доля кислорода, не более	%	2,7	0.2	0.4
12 Объемная доля оксигенатов, не более:				Не требуется, так как не используется в качестве товарного бензина без обработки
- метанола	%	Отсутствие	0.05**	
- этанола	%	5	0	
- изопропилового спирта	%	10	0	
- изобутилового спирта	%	10	0	
- третбутилового спирта	%	7	0	
- эфиров (C <sub>5</sub> и выше)	%	15	0	
- других оксигенатов	%	10	0.1	
13 Объемная доля монометиланилина, не более:				
вид I и II	%	1,0	0	
вид III	%	Отсутствие	0	
1 Давление насыщенных паров (ДНП), кПа:			54	
Летнее, не менее	кПа	45	Соответствует	
Летнее, не более	кПа	70		
Зимнее, не менее	кПа	50	Соответствует* **	
Зимнее не более	кПа	100		
Фракционный состав, объемная доля испарившегося бензина				
При 70°C для зимнего и летнего	%	20 - 50	30	
При 100°C для зимнего и летнего	%	46 - 71	58	
При 150°C для зимнего и летнего, не менее	%	75	85	
Конец кипения для зимнего и летнего, не выше	°C	210	175	220
Остаток в колбе по объему, не более	%	2	1.3	2
* - получение Аи95 возможно блендированием с любым высокооктановым компонентом МТБЭ, ТАМЭ, Алкилатом				
** - содержание метанола находится на уровне погрешности анализа				
*** - в зимний период рекомендуется добавлять до 2% фракции С4, что повысит ДНП до 65 - 70 кПа				
**** - содержит до 60% /////////////// чрезвычайно ликвидного ///////////////				

Таблица 23

Наименование показателей	Единицы измерения	Значение	Качество метанола процесса МТГ
<b>Метанол. Марка А. ОКП 24 2111 0130. ГОСТ 2222-95. Дата введения 2001-01-01</b>			
Внешний вид	Бесцветная прозрачная жидкость без нерастворимых примесей		Соответствует
Смешиваемость с водой	Смешивается с водой без следов помутнения и опалесценции		Соответствует
Предел кипения	°C	64.0 - 65.5	макс. 64.6 ± 0.1
99% продукта перегоняется в пределах, не более	°C	0.80	-
Массовая доля воды, не более	%	0.05	0.05
Массовая доля свободных кислот в пересчете на муравьиную кислоту, не более	%	0.0015	0.0015
Массовая доля альдегидов и кетонов в пересчете на ацетон, не более	%	0.003	0.003
Массовая доля летучих соединений железа в пересчете на железо, не более	%	0.00001	0.00001
Испытание с перманганатом калия, не менее	мин	60	60
Массовая доля аммиака и аминосоединений в пересчете на аммиак, не более	%	0.00001	-

Массовая доля хлора, не более	%	0.0001	0.00005
Массовая доля серы, не более	%	0.0001	0.00005
Массовая доля нелетучего остатка после испарения, не более	%	0.001	0.001
Удельная электрическая проводимость, не более	Ом/м	$3 \cdot 10^{-5}$	-
Массовая доля этилового спирта, не более	%	0.01	0.001
Цветность по платино-кобальтовой шкале, единицы Хазена, не более		5	5

Таблица 24

Наименование показателей	Единицы измерения	Значение	Качество пропана процесса MTG
<b>Пропан технический. ОКП 02 7231 030</b>			
Теплота сгорания низшая	МДж/кг	45.50	Соответствует
Массовая доля метана-этана, н/б	% масс.	2.00	0.05
Массовая доля пропана, н/м	% масс.	95.00	96.60
Массовая доля бутанов, н/б	% масс.	5.00	1.00
Массовая доля н-бутанов, н/м	% масс.	не нормируется	0.20
Массовая доля изобутанов, н/б	% масс.	не нормируется	1.10
Массовая доля непредельных, н/б	% масс.	2.00	1.10
Объемная доля жидкого остатка при 20°C, н/б	% об.	отсутствие	Соответствует
Давление насыщенных паров при 45°C, н/б	Мпа	1.60	1.55
Массовая доля общей серы (не одорированный газ), н/б	% масс/ppm	0.01/100	0
Испытание на медную пластинку (не одорированный газ)		выдерживает	Соответствует
Массовая доля метанола, н/б	% масс.	0.005	0.003
Содержание свободной воды и щелочи		отсутствие	Соответствует
<b>Изобутановая фракция. Марка высшая ОКП 02 7234 0600 ТУ 0272-025-00151638-99 с изменениями №1, №2.</b>			
Теплота сгорания низшая	МДж/кг	46.50	Соответствует
Массовая доля метана-этана, н/б	% масс.	не нормируется	Соответствует
Массовая доля пропана, н/б	% масс.	1.30	0.80
Массовая доля н-бутанов, н/б	% масс.	0.70	0.60
Массовая доля изобутанов, н/м	% масс.	98.00	98.20
Массовая доля бутиленов, н/б	% масс.	0.50	0.40
Сумма углеводородов C5 и выше, н/б	% масс.	отсутствие	Соответствует
Объемная доля жидкого остатка при 20°C, н/б	% об.	2.00	1.45
Давление насыщенных паров при 45°C, н/б	Мпа	0.80	650.00
Массовая доля общей серы (не одорированный газ), н/б	% масс/ppm	0.005/50	0/0
Испытание на медную пластинку (не одорированный газ)		выдерживает	Соответствует
Массовая доля метанола, н/б	% масс.	0.005	0.003
Содержание свободной воды и щелочи		отсутствие	Соответствует

Блендинг легкого бензина процесса MTG для достижения показателей качества Аи 95 в зимний период, показан в **Таблице 25**, при работе в летний период из компонентов блендинга исключается бутан.

**Примечание.** Давление насыщенных паров бензина процесса MTG и в зимний период находится в пределах нижней границы нормы, поэтому добавка незначительного количества фракции С4, только облегчит пуск двигателя в зимнее время.

Таблица 25.

Блендирование бензина Аи 92 полученного в процесса MTG до показателей качества Аи 95 (блендирование на весь объем выпуска по таблице 17)													
Бензин Данилин	DENS.	SULF	СНН6	OLEF.	COM	AROM	COR	RVP	CANT.	%	% об до 100°C	% об до 70°C	% об до 150°C
Бутан, бутены, изобутан	0.580	15.00	0.00	0.00	79.00	0.00	91.50	400.00	3,000.00	1.76	100	100	100
МТБЭ	0.746	3.00	0.00	0.00	100.50	0.00	116.00	54.00	22,000.00	12.89	100	100	100
Бензин процесса MTG	0.733	1.00	0.40	11.50	83.00	31.80	92.00	54.00	145,727.01	85.36	58	30	85
TOTAL	0.731	1.504	0.341	9.793	85.18	27.08	95.08	60.08	170,727	100.00	64.24	40.39	87.23
Нормативный показатель	max. 0.775	max. 10	max. 1	max. 18	min. 85	max. 35	min. 95	45-80 Лето	50-100 Зима		46-70	20-50	н/м 75

## 9. Объемы хранения сырья, полуфабрикатов, продукции

В рекомендуемой **Таблице 26** показан тип хранения, согласно **ГОСТ Р 52910-2008**, **ГОСТ 1510-84** и **ПБ 09-566-03**, сроки хранения в соответствии с **ВНТП 5-95** и **ПБ 09-566-03**, с корректировкой для максимально эффективного использования полезного объема хранения. В этой, а также во всех последующих таблицах, которые связаны со временем работы установок, рабочий пробег оборудования принимается 330 дней.

Хранение реагентов и химикатов организуется в границах установок и совмещается с дозированием реагентов в процесс. Поставка производится в контейнерах или иной таре от производителя. Хранение метанола производится в соответствии с правилами по "Хранению, отпуску и использованию метанола"

Катализаторы хранятся в закрытых не отапливаемых складах, для катализатора риформинга используются охраняемые склады в соответствии с правилами на хранение, использование и учет МПГ.

**Таблица 26**

### Объемы хранения сырья, основных полуфабрикатов и готовой продукции (рекомендуемые)

Наименование	Плотность, кг/м3	тонн/сут	Хранение, сут	Объем, м3	Тип хранения, м3
Продукция, тыс.т/сут					
Метанол Марка А. ОКП 24 2111 0130. ГОСТ 2222-95	800.00	1,233.35	5	7,708.43	Резервуары РВС ГО или УЛФ. 3x3000 м3
Бензин автомобильный Аи 92. ГОСТ Р 51866-2002 (ЕН 228-2004)	733.00	468.74	10	6,394.85	Резервуары РВСП или РВСПК 2x3000 м3
Пропан технический. ОКП 02 7231 030	507.00	15.42	10	304.08	Горизонтальные емкости 2x200 м3
Изобутановая фракция. Марка высшая ОКП 02 7234 0600	579.00	46.25	10	798.80	Горизонтальные емкости 4x200 м3

\* - хранение тяжелого бензина, если он будет выделяться, как самостоятельный  
 //

\*\* - реагенты и химикаты должны поставляться в соответствии с графиком, что позволит исключить затраты на капитальное строительство складов, согласно правил проектирования допускается подобная форма хранения и дозировки в процесс

Парк хранения сжиженных газов возможен к реализации в двух вариантах – на основе шаровых резервуаров или на основе горизонтальных емкостей. Мы рекомендуем

хранение в горизонтальных емкостях, тем более, что в РФ имеется опыт изготовления, проектирования и строительства подобных объектов. Горизонтальные емкости хранения более удобны в эксплуатации и что не маловажно, оптимальны в отношении цена – сроки строительства.

Объем промежуточного хранения, как правило, предусматривается в объеме основных парков, кроме сжиженных газов. Указанных объемов достаточно для организации промежуточного хранения, либо предусматривать жесткую связь процессов.

По всем товарным продуктам, а также товарным полуфабрикатам коммерческие узлы учета устанавливаются на линиях отгрузки.

Хранение водорода с чистотой не менее 99,5%, а также хранение ВСГ предусматривается в буллитах высокого давления на отдельной площадке.

#### **10. Расходы энергоресурсов, реагентов, катализаторов. Операционные затраты по установкам и комплексу в целом**

В **Таблицах 27, 28, 29** приведены расчеты операционных затрат на основе расходных норм по статьям: энергетика, катализаторы, зарплата и ремонты. Принцип формирования расходных показателей заключался в следующем:

- расходы энергоресурсов в **Таблице 27**, показаны по данным лицензиаров **Таблица**

**1**

**Таблица 27**

**Таблица 28**

- расходы катализаторов риформинга, метанола, ДМЭ и бензина в **Таблице 28** указаны из расчета полной окупаемости в течении указанных сроков эксплуатации, что соответствует рекомендациям производителя при подобном типе сырья

- зарплаты персонала в **Таблице 29** предоставлены Заказчиком

- показана оптимальная численность технологического, административного и управленческого персонала, а также минимальная численность ремонтного персонала, которая необходима для проведения текущих ремонтов и ежедневного обслуживания оборудования, как механического, так электрического и КиП

- цена ремонтов всех типов принята, как 3% от цены нового основного оборудования для аналогичных объектов в странах с близкими ценовыми условиями строительства и актуализированы на уровень 2015 г. индексом СЕРСИ

**Таблица 29**



## 11. Состав ОЗХ комплекса, с учетом качества и количества энергоресурсов площадки строительства

Принимая во внимание, что площадка строительства не выбрана Заказчиком мы ограничимся описанием, что должно входить в комплекс «метанол – бензин», при строительстве на «зеленой траве» для того, чтобы понимать структуру капитальных затрат на ОЗХ.

**Узлы приема:** природного газа, воды промышленной и питьевой, электроэнергии, а также узлы учета сточных вод выполняются по нормам проектирования страны строительства. Капитальные затраты на покупку и сооружение коммерческих узлов учета не велики в сравнении с общими затратами, но с учетом получения разрешений на подключение, мы рекомендуем использовать цифру 3% от стоимости оборудования, что и будет показано в **Таблице 32** капитальных затрат на ОЗХ, как и всех прочих объектов.

**Градирни охлаждающей воды** – модульного типа с вентиляторами имеющие возможность регулирования частоты оборотов двигателя в интервале 25,50, 75 и 100%, для сокращения расхода электроэнергии в зимний и летний периоды. Градирни должны быть поставлены в комплекте с насосным оборудованием водооборота, а также с оборудованием для дозирования антикоррозионных и бактерицидных компонентов. Градирни и насосная водооборота, а также дозирование реагентов и частичный сброс воды при завышении содержания солей и соответственно подпитка свежей водой должны производиться автоматически, установка не требует постоянного присутствия персонала, достаточно 2-3 посещения в течении 12 часовой смены.

**Компрессорная воздуха технического, воздуха КиП и выделение азота на молекулярных ситах** – модульного типа, все оборудование располагается в одном здании, помещение для производства азота изолировано и имеет датчики по содержанию кислорода в этом помещении. Компрессоры единые для компримирования воздуха технического, воздуха КиП и воздуха на производство азота. Воздух КиП перед подачей на установку проходит осушку до точки росы минус 40 град С. Установка осушки располагается в этом же помещении. Предусмотрены два ресивера для воздуха КиП, один для воздуха технического и два для азота технического. Объемы ресиверов определяются правилами проектирования страны строительства. Компрессора должны иметь «спящий режим» для сокращения затрат электроэнергии. Все переключения по осушителям, молекулярным ситам должны производиться автоматически, так же как перевод компрессоров в «спящий режим», так и вывод из него. Установка производства воздуха технического, КиП, азота не требует постоянного присутствия персонала, достаточно 2-3 посещения в течении 12 часовой смены.

**Установка деминерализованной воды** – модульного типа располагается в отдельном здании рядом с насосной водооборота. Установка должна поставляться в комплексе с насосами подачи обессоленной воды, производство должно быть обеспечено автоматическими приборами аналитического контроля, как для контроля качества, так и для дозирования соли и свежей воды. Установка производства обессоленной воды не требует постоянного присутствия персонала, достаточно 2-3 посещения в течении 12 часовой смены.

**Очистные сооружения** – модульного типа, предполагаются только в том случае, если имеющиеся очистные сооружения (города, предприятий, ТЭЦ) не имеют достаточного резерва мощности для приема стоков с GTL В этом случае очистные сооружения включают в себя 2-3 открытых бассейна биологической очистки с аэрацией, компрессоры аэрации, узел дозирования добавок, узел сбора и декантирования и брикетирования ила, парк резервуаров рекуперированной воды с насосной, насосная откачки забалансовых очищенных стоков, приборы непрерывного автоматического аналитического контроля. В работе очистных сооружений участвуют не более 2-3 операторов в смену.

**Когенерационная установка** – является неотъемлемой частью проекта, так как выработка электроэнергии, как для собственного потребления, так и на экспорт во внешние сети, максимально эффективный способ утилизации тепла процесса. Рекомендуется, в случае развития и продолжения проекта, для проектирования и строительства когенерационных установок привлекать специализированные организации, причем часть из них проектирует и строит установки когенерации из собственных средств под гарантии покупки электроэнергии.

**Примечание.** Мы не учитывали строительство установки воздухоразделения для обеспечения кислородом риформинга POX, так как предполагается и это указано на стр. 24-25, что проект «метанол – бензин» будет реализовываться вблизи действующих комплексов воздухоразделения. В случае, если это невозможно, рекомендуется, для проектирования и строительства установок воздухоразделения привлекать специализированные организации, причем часть из них проектирует и строит эти установки из собственных средств под гарантии покупки кислорода.

**В Таблице 30** приведен расчет потребности объектов ОЗХ, при условии, что таковые отсутствуют на площадке строительства.

Таблица 30

**Определение потребности для обеспечения ОЗХ завода**

Наименования объекта ОЗХ	Ед. изм	SMR - MTG	POX - MTG
Вода свежая с учетом возврата конденсата	м3/час		

Узел приема свежей воды	шт		
Циркуляция оборотной воды	м3/час		
Градирни оборотной воды	шт		
Вода деминерализованная	м3/час		
Станция приготовления деминерализованной воды	шт		
Азот среднего давления	м3/час		
Станция производства азота	шт		
Воздух КиП	м3/час		
Компрессоры воздуха технического и осушка воздуха КиП	шт		
Газ природный, как сырье и как топливо	тонн/год		
Узел приема природного газа	шт		
Сточные воды	м3/час		
Узел учета сточных вод	шт		
Установка очистки сточных вод	шт	Одна установка биологической очистки, при невозможности использования существующих	
Потенциал выработки электроэнергии	МВт		
Когенерационная установка	шт	Одна когенерационная установка для удовлетворения собственных потребностей и экспорта электроэнергии	

## 12. Генеральный план. Площади застройки

Генеральный план строительства основных установок **Приложение 4** составлен на основании площади застройки аналогичных объектов. При составлении генерального плана учитывались: заводские и цеховые транспортные коммуникаций (дороги, проезды), противопожарные разрывы и компенсационные площади для установки кранов в период ремонта, а также склады хранения готовой продукции **Таблица 26**.

На генеральном плане, **Приложение 4**, нами показано возможное расположение факельной установки в непосредственной близости от технологических блоков, что не противоречит пунктам правил, при соблюдении соответствующих компенсационных мероприятий, предусмотренных «Правилами безопасной эксплуатации факельных систем».

## 13. Капитальные затраты на строительство

В **Таблицах 31, 32, 33, 34, 35** приведена оценка капитальных затрат по четырем категориям. Затраты на приобретение катализаторов, для заполнения системы.

**Таблица 31**

Затраты на катализаторы и материалы для первой загрузки					
Наименование	Кол-во, т		Цена за 1 т, евро	Итого	
	Загрузка	Резерв		SMR	POX
Катализатор риформинга SMR					
Адсорбент защиты от серы					

Катализатор производства метанола					
Катализатор производства ДМЭ					
Катализатор производства бензина MTG					
Катализатор гидроизомеризации бензина HGT					
<b>Всего</b>					

В **Таблице 32** приведены затраты на строительство складов хранения с учетом того, что строительство ведется на «зеленой траве».

Таблица 32

В **Таблице 33** приведены затраты на строительство ОЗХ с учетом того, что строительство ведется на «зеленой траве».

Таблица 33

Затраты на строительство и проектирование основных технологических установок включают в себе все без исключения затраты в том числе и связанные с монтажом оборудования, металлоконструкций, трубопроводов, электрики и КиП, производственных зданий, а также проектирование, управление строительством и непредвиденные расходы.

Таблица 33

Капитальные затраты, евро		
Наименование статей затрат	процесс MTG с риформингом SMR	процесс MTG с риформингом POX
<b>Оборудование</b>		
Монтаж основного оборудования		
Системы управления, инструменты и КиП (материалы и монтаж)		
Трубопроводы (материалы и монтаж)		
Электрические системы (материалы и монтаж)		
Здания (включая надзор)		
Благоустройство, дороги, площадки		
<b>Итого основные расходы</b>		
Строительные сооружения, конструкции, эстакады		
Инжиниринг (базовый, детальный, генеральный)		
Управление строительством и юридические услуги		
Не предвиденные расходы		
<b>Итого косвенные расходы</b>		
<b>Всего: основные и косвенные</b>		

**Таблица 34** включает в себя данные **Таблиц 31, 32, 33**, а также иные виды работ, которые являются неотъемлемой составляющей нового строительства.

Таблица 34

Сводные капитальные затраты, евро		
Наименование статей затрат	процесс MTG с риформингом SMR	процесс MTG с риформингом POX

Оборудование включая лицензию		
Подготовка площадки строительства		
Строительство и монтаж		
Проектирование (все виды)		
Управление строительством		
Катализаторы и материалы (первая загрузка)		
Склады хранения		
ОЗХ без учета когенерации и очистных сооружений		
Установка когенерации		
Очистные сооружения		
Не предвиденные расходы		
<b>Всего затрат</b>		

#### 14. Экономическая эффективность комплекса

В **Таблице 35** приведен упрощенный расчет окупаемости проекта "метанол - бензин" риформинг SMR. В **Таблице 36** приведен упрощенный расчет окупаемости проекта "метанол - бензин" риформинг POX.

**Таблица 35**

**Таблица 36**

#### 15 График реализации проекта

На **Рис. 1** приведен график движения проекта, который предполагает, что реализация в течении 2,5 лет (36 месяцев) возможна. Учитывая, что концептуальный инжиниринг не является окончательной версией в дальнейшем возможны уточнения на основании технико – коммерческих предложений от лицензиаров технологии и инжиниринговых компаний.

**Рис.1**

#### 16 Процесс и этапы проектирования и строительства

**16.1 Распределение ответственности при проектировании** носит формальный характер и больше чем моральную ответственность, вряд ли удастся вменить исполнителю. Именно, поэтому, выбор добросовестных проектантов на каждый проектный этап чрезвычайно важен. Ответственность исполнителя за предоставляемые данные по своему этапу безусловна, так как они являются основой для следующей стадии работ.

**Концептуальный инжиниринг.** Роль концептуального инжиниринга сводится к следующему:

- определить конфигурацию процессов применительно к сырью и имеющемуся оборудованию, которые сочетали бы в себе и выполнение желания Заказчика по ликвидности

всех товарных продуктов и капитальные затраты на эти процессы были бы реальны при строительстве комплекса;

- включить в состав описания процессов исходные данные и PFD схемы, которые по своей полноте были бы достаточны изготовителям оборудования для определения его первоначальной стоимости;

- определить потребность комплекса в энергоресурсах, реагентах и соответственно на базе этих данных дать понимание стоимости процессинга;

- продемонстрировать предварительный генеральный план комплекса с указанием границ всех основных установок и других деталей, которые позволяют использовать его и как основу базового инжиниринга

- предоставить капитальные затраты на строительство и срок окупаемости проекта для определения Заказчиком своих потенциальных возможностей по его реализации.

Концептуальный инжиниринг – это разработка философии проекта подкрепленная строгими инженерными и технологическими расчетами, кроме того, это:

- справочник для Заказчика в отношении технологии, экономики, основных этапов проектирования и строительства, а также о роли и месте планируемого завода (установки) в иерархии рынка и родственных производств;

- **расширенное техническое задание к базовому проектированию;**

- фундаментом бюджета проекта и сроков его реализации.

**Практика показывает, что ошибочная концепция, которая базируется на неверных технологических предпосылках, приводит в лучшем случае к потере времени на повторный поиск правильного решения, а в худшем к значительным финансовым потерям и к потере времени на поиск лучшего варианта.**

**Базовое проектирование (Стадия «П»),** европейским аналогом этой стадии является – базовый инжиниринг BDP. Во всех случаях, как для стандартных проектов, так и для не стандартных, базовый проектировщик подтверждает или не подтверждает возможность реализации в металле всего того, что было заложено на концептуальной стадии проекта.

В данном конкретном проекте Базовый (проект) инжиниринг будет включать в себя:

- описание процесса, технологические схемы, материальные балансы;

- схемы автоматизации процесса PID – схемы;

- перечень трубопроводов и их спецификации (технологический режим, диаметр, материал изготовления);

- энергетические балансы для разработки объектов общезаводского хозяйства (ОЗХ);

- планы установок и планы оборудования;

- спецификации на оборудование;
- рекомендации по закупке ключевых позиций оборудования и материалов;
- оценка CAPEX;
- количества стоков, эмиссий, твердых отходов, для оценки воздействия на окружающую среду;
- операции по выполнению пусконаладочных работ;
- операции по выполнению пуска, нормальной эксплуатации остановки предприятия, как в нормальных, так и в аварийных условиях, что необходимо для разработки инструкций для технологического персонала;
- обеспечение безопасности ведения технологического процесса.

**Детальный инжиниринг (Стадия «Р»)**, европейским аналогом этой стадии является – расширенный базовый инжиниринг FEED, не имеет принципиальных различий между стандартными и не стандартными проектами и является той стадией, от которой зависят сроки строительства. Детальный инжиниринг – это документ, который показывает – как строить.

**Генеральное проектирование** – это адаптация всех решений, которые были приняты на стадии концептуального инжиниринга и закреплены на стадии базового к нормам и правилам страны строительства и доказательство правомерности выбранных решений на стадии Государственной Экспертизы. В соответствии с законодательством РФ для особо опасных промышленных объектов до начала строительства необходимо разработать и защитить в федеральной государственной экспертизе проектную документацию в составе:

Раздел 1 «Пояснительная записка» (ПЗ);

Раздел 2 «Схема планировочной организации земельного участка» (ПЗУ);

Раздел 3 «Архитектурные решения» (АР);

Раздел 4 «Конструктивные и объемно-планировочные решения» (КР);

Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений» (ИОС):

а) подраздел «Система электроснабжения»;

б) подраздел «Система водоснабжения»;

в) подраздел «Система водоотведения»;

г) подраздел «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети»;

д) подраздел «Сети связи»;

е) подраздел «Система газоснабжения»;

ж) подраздел «Технологические решения»;

Раздел 6 «Проект организации строительства» (ПОС)

Раздел 7 «Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитально-го строительства» (при необходимости сноса или демонтажа) (ПОД);

Раздел 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (ООС);

Раздел 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» (ПБ);

Раздел 10 «Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов» (ОДИ);

Раздел 10(1) «Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений, сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов»;

Раздел 11 «Смета на строительство объектов капитального строительства» (СМ);

Раздел 12 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными зако-нами».

Минимальный срок разработки проектной документации на указанный объем проек-тирования 3 – 6 месяцев, после чего проект направляется на Главгосэкспертизу, которая в соответствии с постановлением РФ №145 может длиться до 2 месяцев.

**В ответственность Генерального проектирования входит и получение разре-шения на строительство, для этого подготавливается перечень документов, в том числе и со стороны Заказчика**

1) правоустанавливающие документы на земельный участок;

2) градостроительный план земельного участка (форма которого установлена По-становлением Правительства РФ от 29 декабря 2005 г. № 840);

3) материалы, содержащиеся в проектной документации;

а) пояснительная записка;

б) схема планировочной организации земельного участка, выполненная в соответ-ствии с градостроительным планом земельного участка, с обозначением места размеще-ния объекта капитального строительства, подъездов и проходов к нему, границ зон дей-ствия публичных сервитутов, объектов археологического наследия;

в) схема планировочной организации земельного участка, подтверждающая распо-ложение линейного объекта в пределах красных линий, утвержденных в составе докумен-тации по планировке территории применительно к линейным объектам;

г) схемы, отображающие архитектурные решения;

д) сведения об инженерном оборудовании, сводный план сетей инженерно-технического обеспечения с обозначением мест подключения проектируемого объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения



е) проект организации строительства объекта капитального строительства;  
 ж) проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства, их частей;

4) положительное заключение государственной экспертизы проектной документации, положительное заключение государственной экологической экспертизы проектной документации в установленных ГрК РФ случаях;

5) разрешение на отклонение от предельных параметров разрешенного строительства, реконструкции (если такое отклонение имеет место);

6) согласие всех правообладателей объекта капитального строительства в случае реконструкции такого объекта.

Не следует думать, что финансовая ответственность инжиниринговых компаний, которые выполняют определенные этапы проектирования, в случае ошибки или не верного решения, достаточно велика и покрывает ущерб Заказчика. Конечно же, нет, максимальное покрытие ущерба не превышает 10-15% от стоимости проекта, такова практика и изменить ее вряд ли удастся. Именно поэтому выбор проектных организаций чрезвычайно ответственен, так как в дальнейшем строительные и монтажные организации построят именно так, как будет спроектировано и соответственно оборудование будет закуплено именно то, что предусмотрено проектом.

**16.2 Возможность совмещения проектирования, строительства и приобретения оборудования** Размещение проекта в пределах действующих производств, так же, как и при строительстве на «зеленой траве» не дает ни каких преференций в отношении смягчения правил на проектирование и строительство, получение всех разрешений будет происходить в обычном порядке. Ведение строительных работ на площадке без получения разрешения на строительство – **запрещается**, но существует ряд допущений, которые позволяют вести работы, не выходящие за отметку «0», к ним относятся:

- планировка и подготовка площадки;
- железнодорожные подъезды;
- электрические подстанции на границе завода;
- основные резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов.

Строительные работы, для которых достаточно стадии базового проекта (планы установок и планы оборудования, подземные сети) для выполнения не требуется разрешение на строительство и прохождением Государственной экспертизы:

- выполнение «0», привязка и выполнение отдельных фундаментов, свайные поля (если требуются);
- подземные сети (все сети на стройках ЕС выполняются до начала строительства).

Приобретение оборудования, для которого достаточно стадии концептуального инжиниринга или базового проекта:

- установки ОЗХ;
- основные резервуары для хранения сырья и готовой продукции.

**16.3 Надзор за строительством и проектированием со стороны Заказчика** Наилучшим, самым действенным и признанным в мировой практике способом по надзору и контролю над проектированием и строительством со стороны Заказчика является заключение контрактов с проектными и строительно-монтажными организациями по контракту ФИДЕК. В **Приложении 8** приведена выписка из контракта ФИДЕК, в которой пошагово записаны права и обязанности Инженера от Заказчика, что позволяет в значительной мере улучшить управляемость строительством, исключить принятие технологически не обоснованных проектных решений, снизить риски Заказчика на всех этапах проектирования строительства и пуска.

**16.4 Список необходимых согласований и разрешений**, а также порядок оформления и получения приведен в Градостроительном кодексе Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ с изменениями от 22 января 2015 **Приложение 7**.

<http://docs.cntd.ru/document/gradostroitelnyj-kodeks-rf-grk-rf> **смотреть Статья 51**

**16.5 Рекомендации по выбору ЕРС или ЕРСМ подрядчика, строительной – монтажных организаций. Схемы работы с генеральным проектировщиком, генеральным подрядчиком и управление проектом в целом.** В практике строительства промышленных объектов применительно к Заказчику существует несколько возможных сценариев:

**1. Заказчик ничего не делает.** Функции Заказчика в этом случае ограничиваются заключением договоров на управление строительством с одной единственной компанией, которая заключает договора на: генеральное проектирование и строительство, организует закупку оборудования (которое не вошло в поставку лицензиара), обеспечивает проведение шеф – монтажа и шеф – пуска, обучение эксплуатационного персонала Заказчика, пуск предприятия и передачу его Заказчику. Приведенный пример является самым дорогостоящим в строительстве и очень широко применим в странах Залива.

**2. Заказчик чем-то управляет.** Функции Заказчика в этом случае более определенная и значимая, как правило, она заключается в том, что все контракты на проектирование заключены на Заказчика, что имеет смысл, так как именно рациональность проектирования определяет цену строительства.

**3. Заказчик управляет почти всем.** Функции Заказчика, в этом случае, заключаются не только в управлении проектированием, но и в управлении закупками оборудования и материалов, которые не вошли в поставку лицензиара.

**4. Заказчик управляет всем,** а именно и проектированием и строительством и закупками. Приведенный пример является самым дешевым в строительстве и очень широко применим в Китае. Профессиональный Заказчик в области строительства необходимых ему объектов, не только лучше многих инжиниринговых компаний и подрядчиков разбирается в технологическом или производственном процессе, он может адекватно оценить затраты на строительство, ввод в эксплуатацию и вывод из неё на основе собственных компетенций и опыта.

**Если принять за 100% CAPEX по сценарию 2, то по сценарию 1 CAPEX составит не менее 130%, по сценарию 3 не более 85%, по сценарию 4 не более 50%.**

Приоритеты для достижения успеха, как ни странно, выглядят следующим образом: юридическая поддержка, инженерная поддержка и далеко позади коммерческая поддержка.

Юридически грамотно составленные контракты с: лицензиарами, инжиниринговыми компаниями, проектировщиками и строителями позволяют при появлении спорных моментов или даже критических неудач, вернуть большую часть денег Заказчика, к сожалению, при отсутствии опыта контрактной работы, Заказчик может потерять все или почти все.

Инженерный опыт Заказчика необходим в первую очередь, для того, что кто-то должен видеть Завод в целом, до начала его строительства. Именно это видение позволяет увязывать между собой различные части проекта, выбирать оптимальные варианты конфигураций в особенности, если это происходит на стыке различных проектировщиков. И что не маловажно – Инженер Заказчика преследует интересы Заказчика, в отличие от Инженеров – проектировщиков, Инженеров – строителей и т.д. Бизнес, есть бизнес.

Коммерческий опыт Заказчика в период строительства не имеет большого значения, так как закупки оборудования и материалов производится по спецификациям и фактически это поиск добросовестных поставщиков и организация тендеров.

При заключении контракта на Генеральный подряд одним из лучших вариантов, признанных практикой является контракт по FIDIC. Условия контракта на проектирование, строительство и сдачу объектов «Под ключ» были в своё время разработаны Международной федерацией инженеров-консультантов FIDIC («Conditions of Contract for Design-Build and Turnkey» («Orange Book» - «Оранжевая книга»)) и рекомендуются для всеобщего применения. Специализированная организация специально под вас составляет контракт, собранный из регламентированных положений «Оранжевой книги», не рекомендуется выполнять эту работу самостоятельно, как правило, попытки заканчиваются значительными потерями времени.

Цена контракта на Генеральный подряд может быть фиксированной или по компенсации затрат, не думаю, что в РФ найдется генеральный подрядчик, который возьмется за этот проект по фиксированной цене, поэтому Заказчик при работе по контракту с компенсацией затрат выбирает работу по:

- открытой (белой) книге – подрядчик предоставляет документы от своих субподрядчиков
- закрытой (черной) книге – подрядчик не предоставляет документы от субподрядчиков

Услуги Генерального подряда при работе по этим книгам оплачиваются различно. При открытой книге 15% от стоимости всех выполненных работ, при закрытой книге 7%.

Услуги Генерального подряда по закупкам оборудования, которое не вошло в поставку Лицензиара, оговаривается отдельными условиями и процентами, но Заказчик, как это и было описано выше, может взять все закупки оборудования и материалов на себя, конечно же, и связанные с этим риски.

#### **17. Выводы и рекомендации (глава не является составной частью ТЗ и заполняется опционально)**

Как и было обещано нами, мы сообщаем вам данные по капитальным затратам и стоимости процессинга по процессам:

- **Схема 5, Таблица 14,15,16.** Процесс «метанол - дизель». Процессинг от // еуро на тонну ПГ, что будет зависеть от типа риформинга, а также качества получаемого бензина. Капитальные затраты будут составлять около // еуро на тонну ПГ в границах установки без учета ОЗХ, хранения, загрузки катализаторов и реагентов, когенерации и очистных сооружений.

**Схема 6,7, Таблица 11,12,13.** Процесс «Фишера – Тропша, переработка синтетической нефти». Процессинг от // еуро на тонну ПГ для FT, что будет зависеть от типа риформинга, а также от конфигурации дальнейшей переработки получаемых продуктов.

Процессинг приработки синтетической нефти по топливному варианту будет // еуро на тонну синнефти, по ароматическому и топливному варианту от // еуро на тонну синнефти. Капитальные затраты будут составлять около // еуро на тонну ПГ в границах установки FT. Не более // млн. еуро для переработки синнефти по топливному варианту и около // млн. еуро по топливно – ароматическому варианту, в количествах по балансам **Таблиц 11, 12, 13.** Без учета ОЗХ, хранения, загрузки катализаторов и реагентов, когенерации и очистных сооружений.