

«Engineering and Consulting PFA Alexander Gadetskiy»

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

MASTER

Discipline PROCESS: Delayed coking, diesel dewaxing, thermal cracking, small refineries of deep processing

Name: Alexander.gadetskiy@inbox.lv

Sign.

Date: 10.02.2015

Обновлено: 06.09.2022



Глубокая переработка тяжелых нефтяных остатков. Концептуальный анализ.



Содержание

1. Мини – НПЗ глубокой переработки. Референции существующих мини – НПЗ с индексом Нельсона не менее 5.0.....	5
2. Площадка строительства. Обеспеченность энергоресурсами	6
3. Технологическая конфигурация завода BFD схемы и материальные балансы по установкам и по заводу в целом	7
4. Технологические процессы и PFD схемы предполагаемые к проектированию и строительству	20
4.1 Технологические процессы, предполагаемые к проектированию и строительству в последующие периоды	36
5. Качество сырья, полуфабрикатов и выпускаемой продукции.....	38
6. Объемы хранения сырья, полуфабрикатов, продукции	41
7. Расходы энергоресурсов, реагентов по процессам и заводу в целом	43
8. Состав ОЗХ завода, с учетом качества и количества энергоресурсов площадки строительства.....	46
9. Генеральный план. Площади застройки.....	48
10. Этапы строительства и пуска, возможные варианты	49
11. Капитальные затраты на строительство	51
12. Операционные затраты по каждой установке и по заводу в целом	54
13. Экономическая эффективность завода	55
14. Процесс и этапы проектирования и строительства	55
14.1 Распределение ответственности при проектировании	55
14.2 Возможность совмещения проектирования, строительства и приобретения оборудования. График реализации проекта //////////////// НПЗ.	59
14.3 Надзор за строительством и проектированием со стороны Заказчика.....	60
14.4 Список необходимых согласований.....	60
14.5 Рекомендации по выбору проектных организаций	60
14.6 Рекомендации по выбору строительной-монтажной организации	62

Приложения, в составе отдельного тома:

Приложение 1. Техническое задание Заказчика

Приложение 2. Состав сырья основного и дополнительного

Приложение 3. Качественные показатели предоставляемых энергоресурсов и принимаемых сточных вод и конденсата технопарком «//////////»

Приложение 4. Генеральный план //////////// Мини - НПЗ

Приложение 5. PFD схема процесса «CODRU». Карбамидной депарафинизации

Приложение 6. PFD схема процесса Термического крекинга

Приложение 7. PFD схема процесса Замедленного коксования

Приложение 8. PFD схема процесса CrystaSulf

Приложение 9. Расчеты экономической эффективности

Приложение 10. Статья 51 из Градостроительного кодекса Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ с изменениями от 22 января 2015.

Приложение 11. Выписки из контракта ФИДИК касающиеся основных терминов, а также прав и обязанностей Инженера.

Сокращения:

АТ – атмосферная перегонка нефти

ВТ – вакуумная перегонка нефти

ВБ – висбрекинг

ТК – термический крекинг

УЗК – установка замедленного коксования

КК – каталитический крекинг

ДК – карбамидная депарафинизация

Бт – битумная установка

СК – синтетический каучук

СКИ – изопреновый каучук

ФКГ – фракция керосин – газойлевая

ТДК – тяжелый дизель коксования

ЛДК – легкий дизель коксования

ИПС – изопропиловый спирт

ТЭО – технико-экономическое обоснование

ДОН – декларация о намерениях

ХЗК – химически – загрязненная канализация

ППК – пружинный предохранительный клапан

АВО – аппарат воздушного охлаждения

1. Мини – НПЗ глубокой переработки. Референции существующих мини – НПЗ с индексом Нельсона не менее 5.0

Существующее мнение что Мини – НПЗ это не более чем АТ, в крайнем случае, ВТ и битум, конечно же верно, но бывают исключения, **Таблица 1.**

Таблица 1.

Наименование	bba/d	Т.т/год	Процессы, кроме АТ, тыс.т/год				Индекс Нельсона
			ВТ	УЗК/КК	ВБ/ТК/Бт	Риформинг	
Great Falls I, Montana	9 500	420	250	100/0	100	-	4.21
Great Falls II, Montana	10 500	500	250	120/0	-	50	3.95
Santa Maria, California	9 500	450	300	-	-	80	2.76
South Gate, California	8 500	350	150	-	50	-	1.95
Bakersfield, California	12 000	600	450	-	200	-	2.89
Wimington Asphalt Plant	6 300	330	250	-	-	-	1.985
Princeton, Louisiana	8 300	380	350	-	100	-	2.92
Sandersville	11 000	480	280	-	100	80	3.165
Great Falls	10 000	400	250	0/150	100	50	5.375
Ely, Nevada	5 000	200	180	-	-	-	2.17
Bradford, Pennsylvania	10 000	400	-	100/0	100	80	4.56
San Antonio, Texas	14 000	550	-	-	-	200	2.82
Woods Gross, Utah	10 250	450	200	-	100	100	3.30
Evanston, Wyoming	3 000	125	-	-	-	50	3.00
New Castle, Wyoming	14 000	700	460	0/330	130	120	5.54

В качестве базовых были рассмотрены Мини – НПЗ Канады и США, как наиболее преуспевающие в этом направлении, но таблицу можно дополнять бесконечно Мини – заводами Китая, Индии, Ближнего Востока <https://makston-engineering.ru/inzhenernyi-servis/post/ispolzovanie-tyazhelogo-gazoilya-dizelya-koksovaniya-v-processe-zamedlennogo-koksovaniya>

Интересные объекты встречаются и в республиках СНГ. Одним из показательных примеров может служить завод в республике Молдова, который при 50 тыс.т/год переработке производит нефть, дизельную фракцию, **нафтенное базовое масло** и битум.

На титульном листе отчета помещена фотография Great Falls I, Montana. В расчете индекса Нельсона не учитывалась установка по сероочистке газов, т.е. расчетные цифры надо увеличивать еще, как минимум, на единицу.

Что побуждает инвесторов вкладывать в Мини – НПЗ глубокой переработки, вот несколько причин, которые могут быть обоснованными:

- дотации государства при строительстве на переработку тяжелых и трудноизвлекаемых нефтей малых месторождений;
- дотации государства и налоговые льготы при строительстве в отдаленных районах;

- возможность синергии выпускаемой номенклатуры нефтепродуктов предприятиями, например, горной промышленности (пылеподаватели, специальные виды топлив), химической промышленности (сольвенты, растворители) и многое другое, что определяется в каждом конкретном случае при разработке проекта;

- редкие типы нефтей, переработка которых, позволяет получать высокомаржинальные продукты даже в случае малых мощностей заводов и установок;

- расположение Мини – НПЗ в составе развитых промышленных структур, что позволяет отказаться при строительстве от ОЗХ, транспортных коммуникаций, тем самым, увеличив удельные капитальные затраты непосредственно в базовые процессы.

2. Площадка строительства. Обеспеченность энергоресурсами

Строительство Мини – НПЗ будет произведено на площадях технопарка ////////////////. Первая очередь строительства была введена в эксплуатацию в 1961 году, вторая в 1964 году и третья очередь в конце 60-х.

Объединение //////////////// состоит из четырех заводов:

- ////////////////

Появление Технопарка, причины и следствия:

- огромные производственные территории //////////////// с коэффициентом полезного использования, не более 30%;

- запущенная инфраструктура, поддерживаемая исключительно косметическими и мелкими ремонтами;

- проблемы с очистными сооружениями (не смотря на выполненные ремонты);

- малые мощности существующих производств;

- чрезвычайная численность персонала, особенно, в отношении не производственных структур;

- продажа //////////////// нефтехимического комбината, производителя сырья для ////////////////;

Все эти факторы, конечно же, не способствовали оздоровлению экономики завода, а отсутствие каких-либо стратегий //////////////// по развитию предприятия позволяют, предположить, что, расширение технопарка будет продолжаться, а количество производственных мощностей сокращаться.

Вероятнее всего //////////////// повторит судьбу завода ////////////////, который также //////////////// в настоящее время преобразован в технопарк. Но с моей точки зрения, не имеющего будущего, как впрочем и технопарк ////////////////

В **Приложение 3** показаны энергоресурсы, которые подтверждены владельцами парка в пользование арендаторам. Данная таблица будет использована и в дальнейшем для базового инжиниринга по отдельным установкам и Мини – НПЗ в целом.

3. Технологическая конфигурация завода VFD схемы и материальные балансы по установкам и по заводу в целом

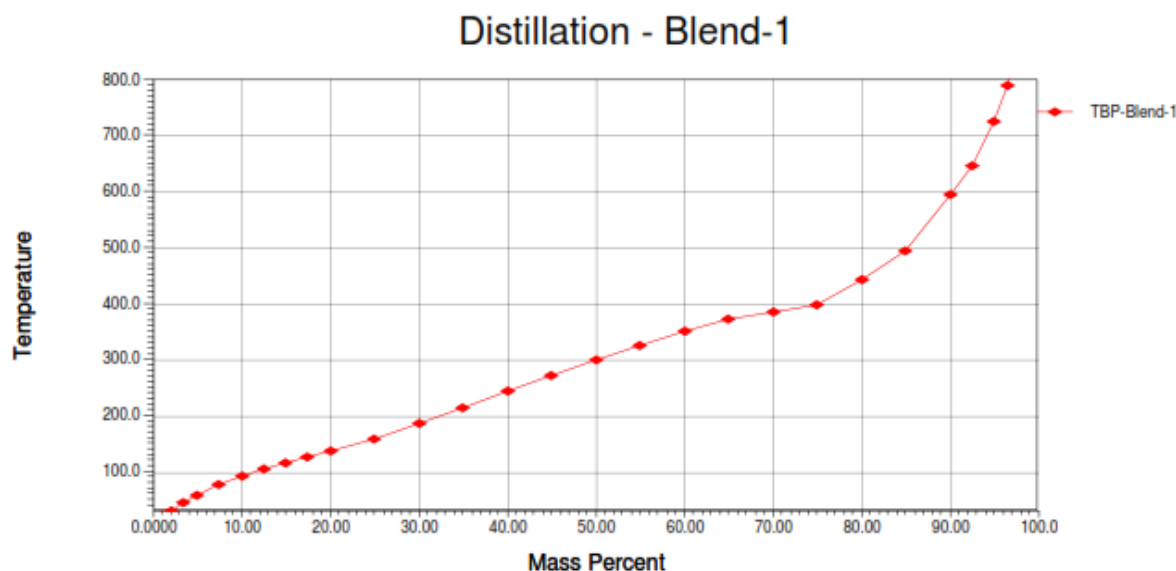
Технологическая конфигурация Мини – НПЗ определяется несколькими принципиальными моментами по Техническому заданию **Приложение 1**, а именно:

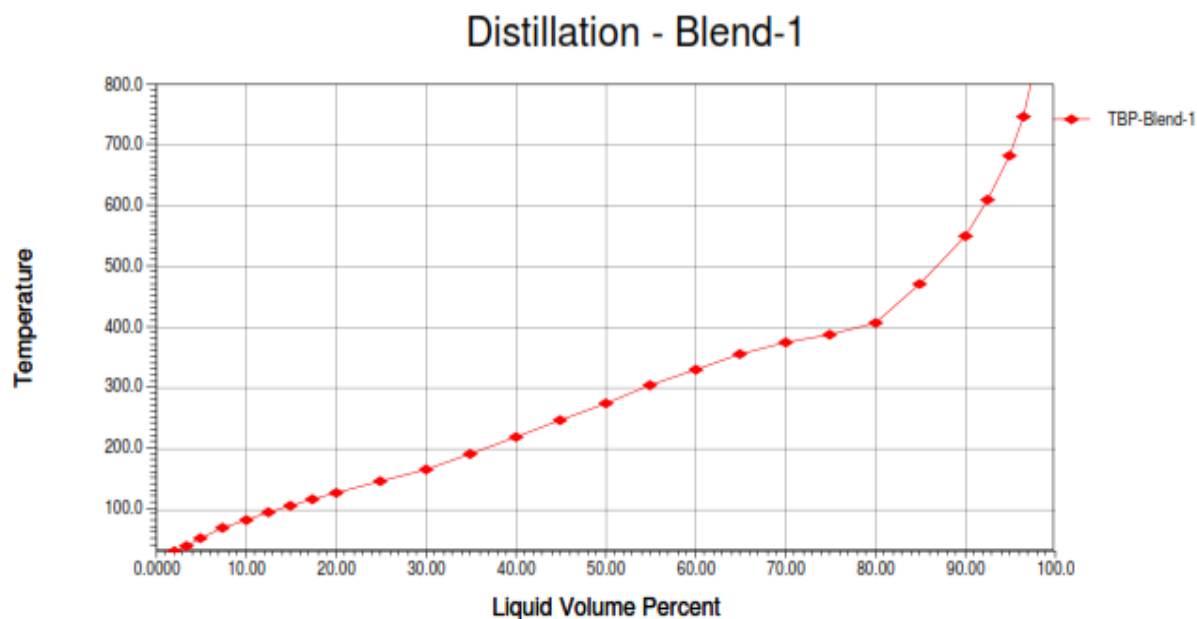
- нефть на переработку поступает в ж/д цистернах с нефтяного терминала ////////////////
- максимальное сокращение количества продукта 360+°С;
- снижение содержания парафинов в широкой газойлевой фракции 150 – 370°С.

Нефть на переработку.

На **Рисунке 1** показаны кривые разгонки нефти Заказчика, как в объемных, так и в массовых процентах. На стадии базового инжиниринга, дополнительно к существующему анализу нефти, **Приложение 2** желательно, выполнить еще два анализа со значительным временным интервалом между ними.

Рисунок 1.





Снижение количества продуктов 360+°С. В классическом варианте фракция подается в вакуумную колонну и делится на две составляющие, например, 360 – 530°С и 530°С+, но Мини – НПЗ практически не используют вакуумную разгонку это дорого. Для снижения количества 360+°С, предлагается, воспользоваться либо процессом термического крекинга (ТК), либо замедленного коксования (УЗК). В идеальном варианте, требуется совместное использование и ТК и УЗК, в этом случае выход темных с завода равняется нулю, но при ординарном качестве кокса синергия этих двух процессов вряд ли будет экономически эффективна, без использования дополнительного малосернистого сырья коксования, например:

- тяжелого газойля КК или гидрокрекинга;
- масляных экстрактов;
- тяжелой смолы пиролиза;
- тяжелых остатков с производства ароматики.

Депарафинизация газойлевой фракции 150 – 370°С. Процесс карбамидной депарафинизации не является дорогим процессом, если к получаемому парафину нет требований как к продукту тяжелого органического синтеза.

На **Схемах 1 и 2** показаны процессы ТК и УЗК, если на площадке работает только один из этих процессов, на **Схеме 3** совместное использование процессов ТК и УЗК.

Схема 1.

BFD схема процессов. Термический крекинг

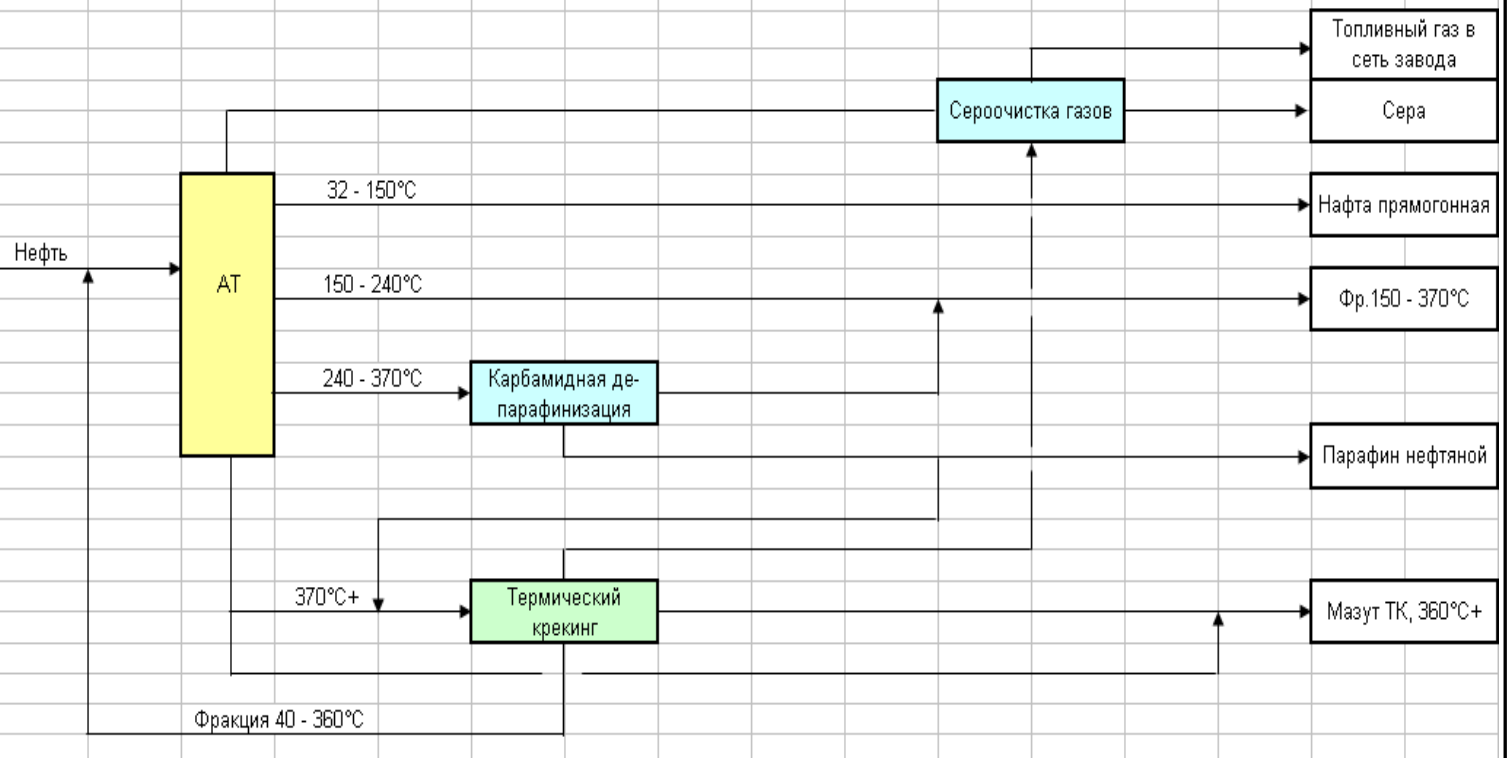


Схема 2.

BFD схема процессов. Замедленное коксование

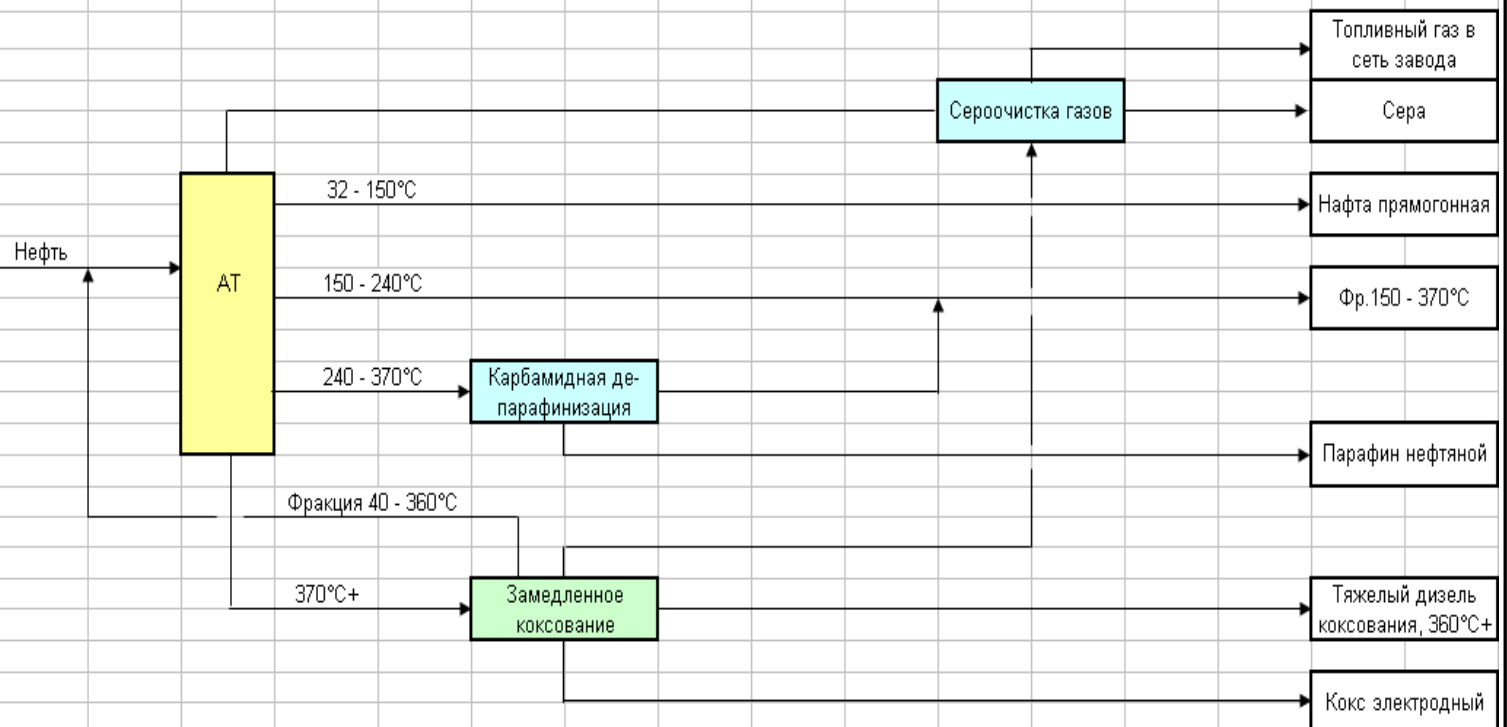
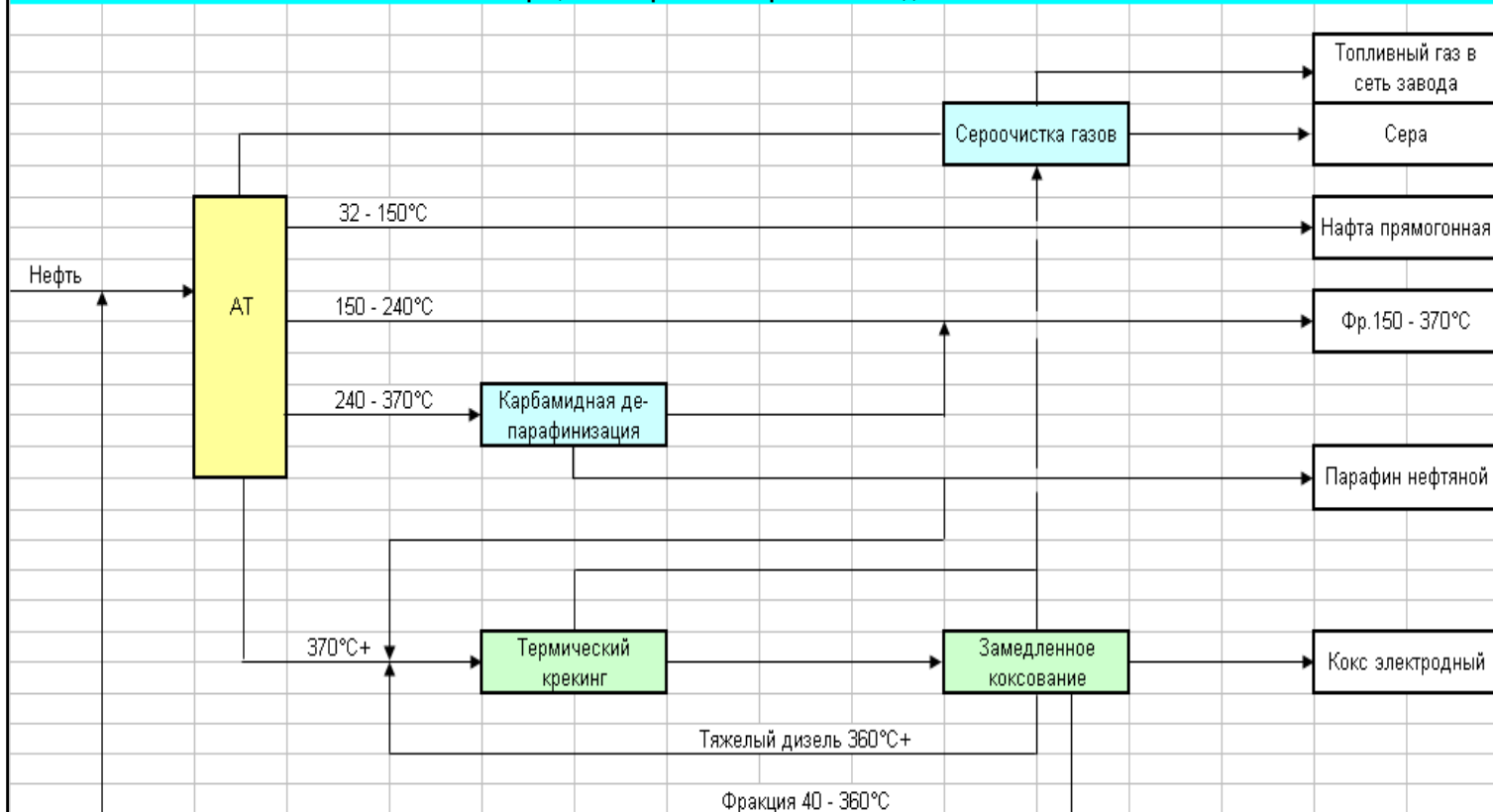


Схема 3.

BFD схема процессов. Термический крекинг + Замедленное коксование



Реализация **Схемы 1** с процессом ТК, конечно же, дешевле в отношении капитальных затрат по сравнению с процессом УЗК по **Схеме 2**, но количество остаточной фракции (Мазут ТК) после термического крекинга, это в лучшем случае 60% от подаваемого сырья на установку термического крекинга.

Реализация **Схемы 2** с процессом УЗК, значительно снижает количество темных, выход тяжелого дизеля коксования не превышает 30% от количества сырья подаваемого на установку замедленного коксования. Капитальные затраты на УЗК, конечно же выше, чем на установку ТК, что и будет подтверждено в **Главе 11**, кроме того, использование парафина при его ненадлежащем качестве, как продукта, возможно, как на процессе ТК, так и на УЗК.

Сложно сделать выбор между **Схемами 1 и 2**, вероятно, что только экономика и показатели качества получаемых продуктов в **Главе 5** позволят расставить приоритеты, именно поэтому, в практику больших и малых НПЗ все более активно стала внедряться давно забытая синергия термического крекинга и замедленного коксования, которая, и представлена на **Схеме 3**. Какой из процессов ставить первым, а какой вторым, т.е. прямогонный мазут приходит сначала на УЗК или на ТК? Как правило, если сырьем является мазут, то первым процессом является ТК, если гудрон, то УЗК. Следует также понимать,

что капитальные затраты на УЗК+ТК совсем не равны затратам по каждой установке в отдельности, предполагаем, что они будут, уменьшены, как минимум на 30%.

Светлые нефтепродукты от вторичных процессов, будут накладывать негативный отпечаток на качество прямогонных продуктов, но отсутствие водорода на площадки и соответственно отсутствие процессов гидроочистки не позволяют решить эту проблему. На **Схемах 1,2,3** показано, фракция 40 – 360°C от ТК и УЗК без фракционирования направляется на установку АТ минуя промежуточные парки хранения, для исключения окисления непредельных углеводородов количество которых значительно особенно в бензинах коксования и крекинга. Практика показывает, что подобная операция в значительной мере снижает количество непредельных, что, впрочем, легко объяснимо с точки зрения химии нефти.

Внимание!

1. На **Схемах 1,2,3** не показано направление фракции 15 – 32°C, но во всех материальных балансах **Таблицы 2 – 17** ее количества указываются. До начала базового инжиниринга Заказчику необходимо определить ее возможное применение. Далее по тексту это напоминание будет повторено.

2. Место подачи фракции 40 – 360°C от ТК и УЗК является важнейшей задачей при проектировании блока АТ, так как от этого будут зависеть не только расходные показатели энергоресурсов, но и металлоемкость АТ в целом.

Материальные балансы установки АТ составлены на основании полного анализа нефти Заказчика, **Приложение 2** и представлены в нескольких вариантах:

- работа АТ на нефти без рецикловых потоков вторичных процессов, **Таблица 2**
- работа АТ на нефти с рецикловым потоком от установки ТК, **Таблица 3**
- работа АТ на нефти с рецикловым потоком от установки УЗК, **Таблица 4**
- работа АТ на нефти с рецикловым потоком от установок ТК + УЗК, **Таблица 5**

Таблица 2.

Атмосферная перегонка АТ, тыс. тонн			
Сырьё	% масс	Тыс.тонн	
1. Нефть терминала ////////////////	100.00%	250.00	API=39.9, Сера=0.72% масс
2. Фракция 40 - 360°C от ТК	0.00%	0.00	
3. Фракция 40 - 360°C от УЗК	0.00%	0.00	
Итого	100.00%	250.00	
Продукты переработки			
Газ на сероочистку i-15°C	0.00%	0.00	На выделение серы
Фракция 15-32°C	2.00%	5.00	Мерокс и далее на склад
Фракция нефти 32-150°C	21.00%	52.50	На склад нефти
Фракция керосина 150-240°C	19.00%	47.50	На склад ФКГ
Фракция дизеля 240-370°C	25.00%	62.50	На депарафинизацию

Фракция 370°C+ град	33.00%	82.50	ТК или УЗК
Итого	100.00%	250.00	

Таблица 3

Атмосферная перегонка АТ + ТК, тыс. тонн			
Сырьё	% масс	Тыс.тонн	
1. Нефть терминала ////////////////	88.29%	250.00	API=39.9, Сера=0.72% масс
2. Фракция 40 - 360°C от ТК	11.71%	33.17	
3. Фракция 40 - 360°C от УЗК	0.00%	0.00	
Итого	100.00%	283.17	
Продукты переработки			
Газ на сероочистку i-15°C	0.00%	0.00	На выделение серы
Фракция 15-32°C	2.08%	5.88	Мерокс и далее на склад
Фракция нефти 32-150°C	21.35%	60.44	На склад нефти
Фракция керосина 150-240°C	20.21%	57.24	На склад ФКГ
Фракция дизеля 240-370°C	27.23%	77.10	На депарафинизацию
Фракция 370°C+ град	29.13%	82.50	ТК или УЗК
Итого	100.00%	283.17	

Таблица 4

Атмосферная перегонка АТ + УЗК, тыс. тонн			
Сырьё	% масс	Тыс.тонн	
1. Нефть терминала ////////////////	93.33%	250.00	API=39.9, Сера=0.72% масс
2. Фракция 40 - 360°C от ТК	0.00%	0.00	
3. Фракция 40 - 360°C от УЗК	6.67%	17.86	
Итого	100.00%	267.86	
Продукты переработки			
Газ на сероочистку i-15°C	0.00%	0.00	На выделение серы
Фракция 15-32°C	2.15%	5.75	Мерокс и далее на склад
Фракция нефти 32-150°C	22.12%	59.24	На склад нефти
Фракция керосина 150-240°C	19.28%	51.65	На склад ФКГ
Фракция дизеля 240-370°C	25.66%	68.72	На депарафинизацию
Фракция 370°C+ град	30.80%	82.50	ТК или УЗК
Итого	100.00%	267.86	

Таблица 5

Атмосферная перегонка АТ + совместная работа ТК и УЗК, тыс. тонн			
Сырьё	% масс	Тыс.тонн	
1. Нефть терминала ////////////////	80.89%	250.00	API=39.9, Сера=0.72% масс
2. Фракция 40 - 360°C от ТК	12.42%	38.39	
3. Фракция 40 - 360°C от УЗК	6.69%	20.67	
Итого	100.00%	309.06	
Продукты переработки			
Газ на сероочистку i-15°C	0.00%	0.00	На выделение серы
Фракция 15-32°C	2.23%	6.89	Мерокс и далее на склад
Фракция нефти 32-150°C	22.49%	69.50	На склад нефти
Фракция керосина 150-240°C	20.57%	63.57	На склад ФКГ
Фракция дизеля 240-370°C	28.02%	86.61	На депарафинизацию
Фракция 370°C+ град	26.69%	82.50	ТК или УЗК
Итого	100.00%	309.06	

Внимание! При базовом проектировании установки АТ следует предусмотреть:

- удаление воды и солей из нефти перед подачей на АТ;
- независимо от анализа нефти, предусматривать поток серосодержащих газов от установки АТ в количестве 0.1% от подаваемого сырья на установку;
- отбор фракции 15 – 32°C и ее щелочную промывку (аналог Мегох);
- разделение фракции 150 – 370°C на два потока 150 – 240°C и 240 – 370°C, с передачей последнего на депарафинизацию;
- учитывать при выборе материала, что потоки бензина и дизеля с установок ТК и УЗК содержат значительно больше серы, чем аналогичные потоки прямой гонки;
- учитывать, что баланс **Таблица 5** совместная работа ТК и УЗК показан исключительно для понимания при выборе мощности АТ, т.е. при нагрузке по нефти 250 т.т/год, мощность АТ выбирается 300 т.т/год и 20% превышение обусловлено исключительно бензиновыми и дизельными потоками от процессов ТК и АТ.

Материальный баланс установки Карбамидной депарафинизации выполнен на основе <https://makston-engineering.ru/kontseptualnyy-proyekt-26> Баланс процесса ДК составлен в трех вариантах:

- работа ДК на нефти без рецикловых потоков вторичных процессов, **Таблица 6**
- работа ДК на нефти с рецикловым потоком от установки ТК, **Таблица 7**
- работа ДК на нефти с рецикловым потоком от установок ТК + УЗК, **Таблица 8**

Таблица 6.

Карбамидная депарафинизация, фракции 240-370°C+, тыс. тонн			
Сырьё	% масс	Тыс.тонн	
1. Фракция 240-370°C+	100.00%	62.50	Работа только на нефти
Итого	100.00%	62.50	
Продукты переработки			
Депарафинат	90.00%	56.25	На склад ФКГ
Парафин жидкий	7.00%	4.38	На склад или в процесс ТК
Парафин жидкий промежуточной	2.00%	1.25	В процесс ТК
Потери процесса	1.00%	0.63	
Итого	100.00%	62.50	

Таблица 7.

Карбамидная депарафинизация, фракции 240-370°C+, тыс. тонн			
Сырьё	% масс	Тыс.тонн	
1. Фракция 240-370°C+	100.00%	77.10	Работа на нефть + ТК
Итого	100.00%	77.10	
Продукты переработки			
Депарафинат	90.00%	69.39	На склад ФКГ
Парафин жидкий	7.00%	5.40	На склад или в процесс ТК
Парафин жидкий промежуточной	2.00%	1.54	В процесс ТК

Потери процесса	1.00%	0.77	
Итого	100.00%	77.10	

Таблица 8.

Карбамидная депарафинизация, фракции 240-370°C+, тыс. тонн			
Сырьё	% масс	Тыс.тонн	
1. Фракция 240-370°C+	100.00%	86.61	Работа на нефть+ТК+УЗК
Итого	100.00%	86.61	
Продукты переработки			
Депарфинат	90.00%	77.95	На склад ФКГ
Парафин жидкий	7.00%	6.06	На склад или в процесс ТК
Парафин жидкий промежуточной	2.00%	1.73	В процесс ТК
Потери процесса	1.00%	0.87	
Итого	100.00%	86.61	

Внимание! Следует предусмотреть, что в процессе базового проектирования одним из вариантов является создание собственной технологической реплики «Макстон - Urea Dewaxing», основные положения которой заключаются в следующем:

- за основу технологической реплики принять процессы АН АзССР и Шелл;
- растворителем процесса является изопропиловый спирт, вместо дорогого метил-изобутил кетона;
- между отстаиванием и фильтрованием выбрать оптимальную конфигурацию оборудования по каждой из стадий процесса;
- реактора «труба в трубе» по процессу АН АзССР заменить более эффективными;
- мощность установки ДК принять 100 т.т/год, с учетом возможного дополнения газойлевыми фракциями со стороны или изменениями нагрузок на ТК, УЗК;
- предусмотреть, что парафины могут быть использованы в качестве сырьевой добавки вторичных процессов – ТК

Материальный баланс термического крекинга, Таблица 9, составлен на основе работы реальных установок ТК работающих на прямогонных мазутах, что существенно отличается от работы на гудронах.

Таблица 9

Термический крекинг, фракции 370°C+, тыс. тонн			
Сырьё	% масс	Тыс.тонн	
1. Фракция 370°C+	100.00%	82.50	CCR=5.26, Сера=1.51% масс
Итого	100.00%	82.50	
Продукты переработки			
Газ на сероочистку i-15°C	5.40%	4.46	На выделение серы
Фракция бензина	10.70%	8.83	Разделение на установке АТ
Фракция дизеля	29.50%	24.34	
Остаток ТК, CCR=15.7, Сера=2.01% масс	54.40%	44.88	На блендинг с прямогонным ма-

			зуюм или на УЗК
Итого	100.00%	82.50	

Внимание! При базовом проектировании следует предусмотреть:

- мощность установки ТК 100 т.т/год, с учетом привлечения тяжелого дизеля коксования (ТДК) как сырьевого компонента;
- предусмотреть возможность работы ТК при 50% нагрузке по сырью, так как, не следует исключать, что строительство и пуск ТК будут произведены значительно раньше УЗК, и в этом случае, для сохранения требований качества мазутов необходимо блиндирование остатка ТК и прямогонного мазута в соотношении близком 3:1.

Материальный баланс замедленного коксования, Таблица 10, составлен на основе работы реальных установок УЗК работающих на прямогонных мазутах, что существенно отличается от работы на гудронах или иных тяжелых остатках.

Таблица 10

Замедленное коксование, фракции 370°C+, тыс. тонн			
Сырьё	% масс	Тыс.тонн	
Остаток ТК	100.00%	44.88	CCR=15.7, Сера=2.01% масс
Итого	100.00%	44.88	
Продукты переработки			
Газ на сероочистку i-15°C	5.28%	2.37	На выделение серы
Фракция С3-С4	4.78%	2.15	Мерокс и далее на склад
Фракция бензина	16.68%	7.49	Разделение на установке АТ
Фракция дизеля	23.11%	10.37	
Фракция тяжелого дизеля, CCR=1.26, Сера=1.22% масс	25.03%	11.23	На блендинг с прямогонным мазутом или на ТК
Кокс электродный	25.12%	11.27	На склад, сера н/б 3.0% масс
Итого	100.00%	44.88	

Представленный материальный баланс имеет исключительно информационный характер для демонстрации параметров работы установки с использованием в качестве сырья остатков ТК. Следует понимать, что этот баланс, будет принципиально отличаться от баланса при работе УЗК на прямогонном мазуте.

В **Таблице 11** приведен баланс совместной работы ТК и УЗК, как взаимно дополняющие друг друга, а именно, ТДК имеет низкую коксуемость и не пригоден для возврата на УЗК, а также мало пригоден для блиндирования с прямогонными мазутами. Термическое крекирование ТДК позволяет увеличить его коксуемость почти на порядок и после этого, вернуть его в процесс УЗК.

Таблица 11

ТК, баланс на совместную работу с УЗК			
Сырьё	% масс	Тыс.тонн	

1. Фракция 370°C+	86.39%	82.50	CCR=5.26, Сера=1.51% масс
Тяжелый дизель УЗК		13.00	CCR=1.26, Сера=1.22% масс
Итого	86.39%	95.50	
Продукты переработки			
Газ на сероочистку i-15°C	5.40%	5.16	На выделение серы
Фракция бензина	10.70%	10.22	Разделение на установке АТ
Фракция дизеля	29.50%	28.17	
Остаток ТК, CCR=15.7, Сера=2.01% масс	54.40%	51.95	На замедленное коксование
Итого	100.00%	95.50	
УЗК, баланс на совместную работу с ТК			
Сырьё	% масс	Тыс.тонн	
Остаток ТК	100.00%	51.95	CCR=15.7, Сера=2.01% масс
Итого	100.00%	51.95	
Продукты переработки			
Газ на сероочистку i-15°C	5.28%	2.74	На выделение серы
Фракция С3-С4	4.78%	2.48	Мерокс и далее на склад
Фракция бензина	16.68%	8.67	Разделение на установке АТ
Фракция дизеля	23.11%	12.01	
Фракция тяжелого дизеля	25.03%	13.00	На Термический Крекинг
Кокс электродный	25.12%	13.05	На склад, сера н/б 3.0% масс
Итого	100.00%	51.95	

Сравнение между собой **Таблиц 9,10 и 11** показательно, в первую очередь, потому, что выход темных с Мини – НПЗ равняется нулю!

И тем не менее, следует понимать, что установка УЗК довольно дорогой процесс и его эксплуатация на мощность 50 т.т/год с выпуском кокса по качеству чуть выше ординарного является не самым хорошим решением, и будет отрицательно сказываться на экономике всего завода.

Внимание! На стадии базового инжиниринга следует предусмотреть:

- варианты расчетов получения коксов с использованием различных типов сырья, начиная от дополнительного количества прямогонного мазута с серой до 1%, или тяжелого газойля КК, или экстракта масел, или пеков, или тяжелых остатков ароматики и смол пиролиза;

- по результатам расчетов, как технологических, так и экономических, возможно последует решение об увеличении мощности УЗК, до 100 т.т/год по сырью

Материальный баланс сероочистки газов (процесс CrystaSulf) составлен в двух вариантах:

- работа CrystaSulf на нефти с рецикловым потоком от установки ТК, **Таблица 12**
- работа CrystaSulf на нефти с рецикловым потоком от ТК и УЗК, **Таблица 13**

Таблица 12

Сероочистка газов (процесс CrystaSulf) от АТ+ТК, тыс. тонн			
Сырьё	% масс	Тыс.тонн	
Газ на сероочистку i-15°C		0.00	От 0.10% количества нефти на АТ
Газ на сероочистку i		4.46	От процесса ТК
Газ на сероочистку i		0.00	От процессов АТ+ТК+УЗК
Итого			
Продукты переработки			
Газы в топливную сеть	90.00%	4.01	От процесса ТК
Сера	8.00%	0.36	От процесса ТК
Потери	2.00%	0.09	
Итого	100.00%	4.46	

Таблица 13

Сероочистка газов (процесс CrystaSulf) от АТ+ТК+УЗК, тыс. тонн			
Сырьё	% масс	Тыс.тонн	
Газ на сероочистку i		0.00	От 0.10% количества нефти на АТ
Газ на сероочистку i		0.00	От процесса ТК
Газ на сероочистку i		7.90	От процессов АТ+ТК+УЗК
Итого			
Продукты переработки			
Газы в топливную сеть	90.00%	7.11	От процессов АТ+ТК+УЗК
Сера	8.00%	0.63	От процессов АТ+ТК+УЗК
Потери	2.00%	0.16	
Итого	100.00%	7.90	

Внимание! На стадии базового инжиниринга следует предусмотреть:

- поток серосодержащих газов от установки АТ в количестве не менее 0.1% от подаваемого сырья на установку CrystaSulf, даже в том случае, если по анализам нефти такие отсутствуют;

- установка CrystaSulf должна быть только модульного исполнения и по возможности с грануляцией серы, что увеличит цену ее продажи;

- использование собственных топливных газов на Мини - НПЗ позволит сократить потребление газа со стороны, исключить сброс сернистых газов на факел общего назначения **Приложение 3.**

Заказчик должен сообщить проектировщику, имеет ли он возможность приобретать сжиженный SO₂ (контейнеры, баллоны) количества, которого указаны в **Таблице 23.** Если такой возможности не имеется, в опросной лист на приобретение установки CrystaSulf будет включена поставка печи для сжигания части собственной серы.

Щелочная очистка газов С3 – С4 (С5) основной составляющей фракция 15-32°C, не является обязательной установкой при эксплуатации Мини – НПЗ. Хранение не значительных объемов 6 – 10 т.т/год сжиженных газов, вероятно, не является экономически обоснованным, но возможны варианты:

- продажа фракции 15-32°C предприятию //////////////, в качестве сырья /////// без организации собственных складов хранения;

- использование фракции 15-32°C в качестве топливного газа, как в собственной сети, так и в сети //////////////

При реализации обоих вариантов потребуется щелочная очистка газов. В **Таблице 15** приведен общий баланс щелочной очистки газов исключительно для понимания расхода щелочи и количества образующихся щелочных стоков.

Таблица 15

Щелочная очистка фр. 15-32°C+, тыс. тонн			
Сырьё	% масс	Тыс.тонн	
Фракция 15-32°C		5.00	Работа только АТ
Фракция 15-32°C		5.88	Работа АТ+ТК
Фракция 15-32°C		6.89	Работа АТ+ТК+УЗК
Фракция С3-С4		2.48	Работа АТ+ТК+УЗК
Раствор едкий натр 40%	5.3846 кг/т		На количество сырья
Катализатор	0.0026 кг/т		На количество сырья
Итого			
Продукты переработки			
Фракция 15-32°C		5.00	Работа только АТ
Фракция 15-32°C		5.88	Работа АТ+ТК
Фракция 15-32°C		6.82	Работа АТ+ТК+УЗК
Фракция С3-С4		2.48	Работа АТ+ТК+УЗК
Щелочные стоки	5.60 кг/т сырья		На очистные Технопарка
Итого			

Сводные материальные балансы завода, представлены в двух вариантах:

- работа АТ на нефти с рецикловым потоком от установки ТК, **Таблица 16**

- работа АТ на нефти с рецикловым потоком от установок ТК + УЗК, **Таблица 17**

Таблица 16

Сводный баланс завода АТ+ТК, тыс. тонн			
Сырьё	% масс	Тыс.тонн	
1. Нефть терминала //////////////	100.00%	250.00	API=39.9, Сера=0.72% масс
Итого	100.00%	250.00	
Продукты переработки			
Фракция нефти 32-150°C	24.18%	60.44	На склад нефти
Фракция 150-370°C депарафинированная	50.65%	126.63	На склад ФКГ
Темные нефтепродукты	17.95%	44.88	На склад мазута
Фракция С3-С4 (С5), 15-32°C	2.35%	5.88	На склад С3-С4
Кокс электродный	0.00%	0.00	На склад кокса
Сера	0.14%	0.36	На склад серы
Парафин нефтяной	2.78%	6.94	На склад парафина
Газы в топливную сеть	1.60%	4.01	В топливную сеть завода
Потери	0.34%	0.86	
Итого	100.00%	250.00	

Таблица 17

Сводный баланс завода АТ+ТК+УЗК, тыс. тонн			
Сырьё	% масс	Тыс.тонн	
1. Нефть терминала ////////////////	100.00%	250.00	API=39.9, Сера=0.72% масс
Итого	100.00%	250.00	
Продукты переработки			
Фракция нефти 32-150°C	27.80%	69.50	На склад нефти
Фр. 150-370°C депарафинированная	56.61%	141.52	На склад ФКГ
Темные нефтепродукты	0.00%	0.00	На склад мазута
Фракция С3-С4 (С5), 15-32°C	3.75%	9.37	На склад С3-С4
Кокс электродный	5.22%	13.05	На склад кокса
Сера	0.25%	0.63	На склад серы
Парафин нефтяной	3.12%	7.79	На склад парафина
Газы в топливную сеть	2.84%	7.11	В топливную сеть завода
Потери	0.41%	1.02	
Итого	100.00%	250.00	

Сводные материальные балансы Таблицы 16,17 являются основой для поточных схем по двум этапам строительства:

- переработка нефти по схеме АТ+ТК, **Схемы 4**
- переработка нефти по схеме АТ+ТК+УЗК, **Схема 5**

Схема 4

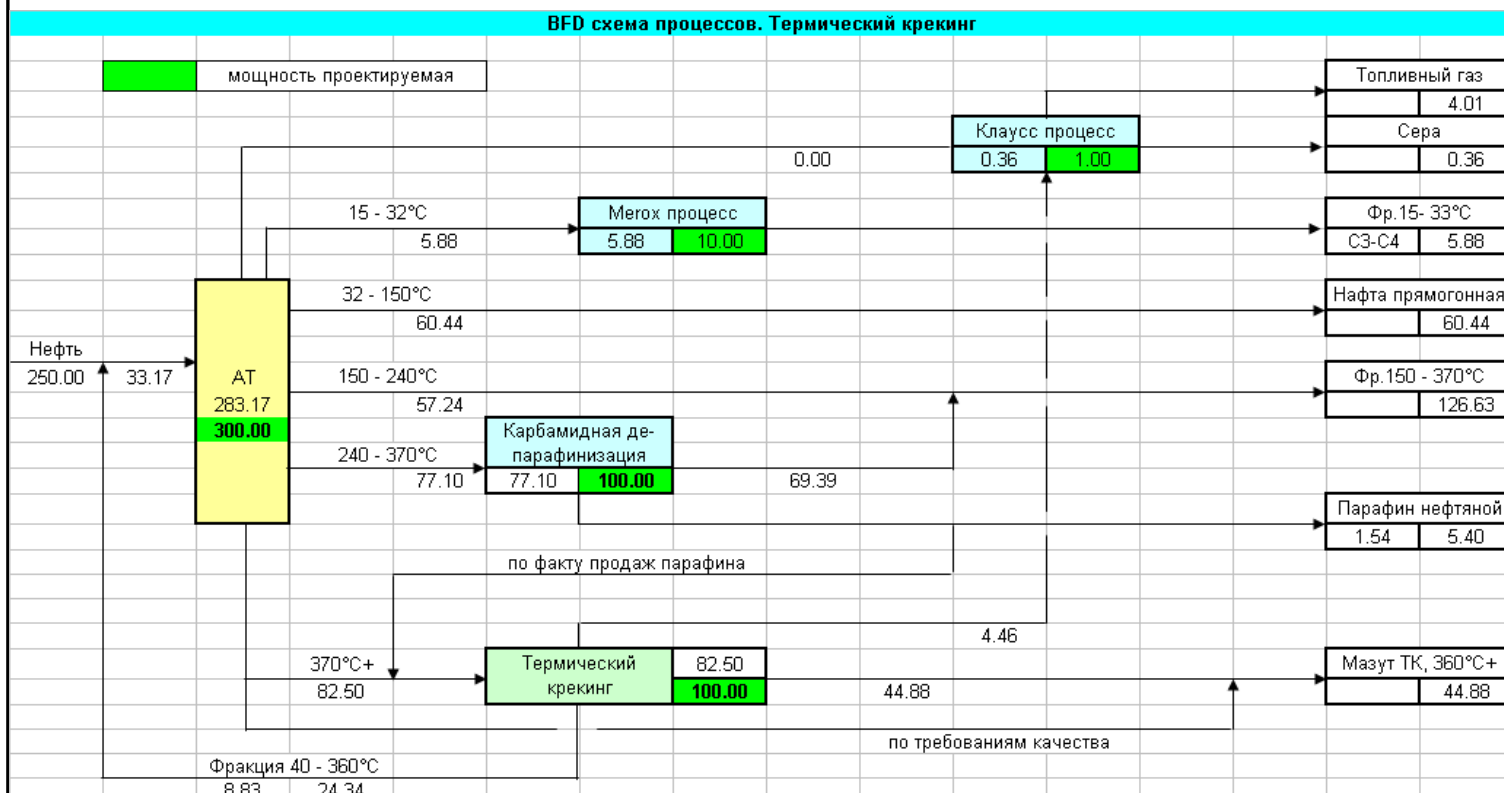
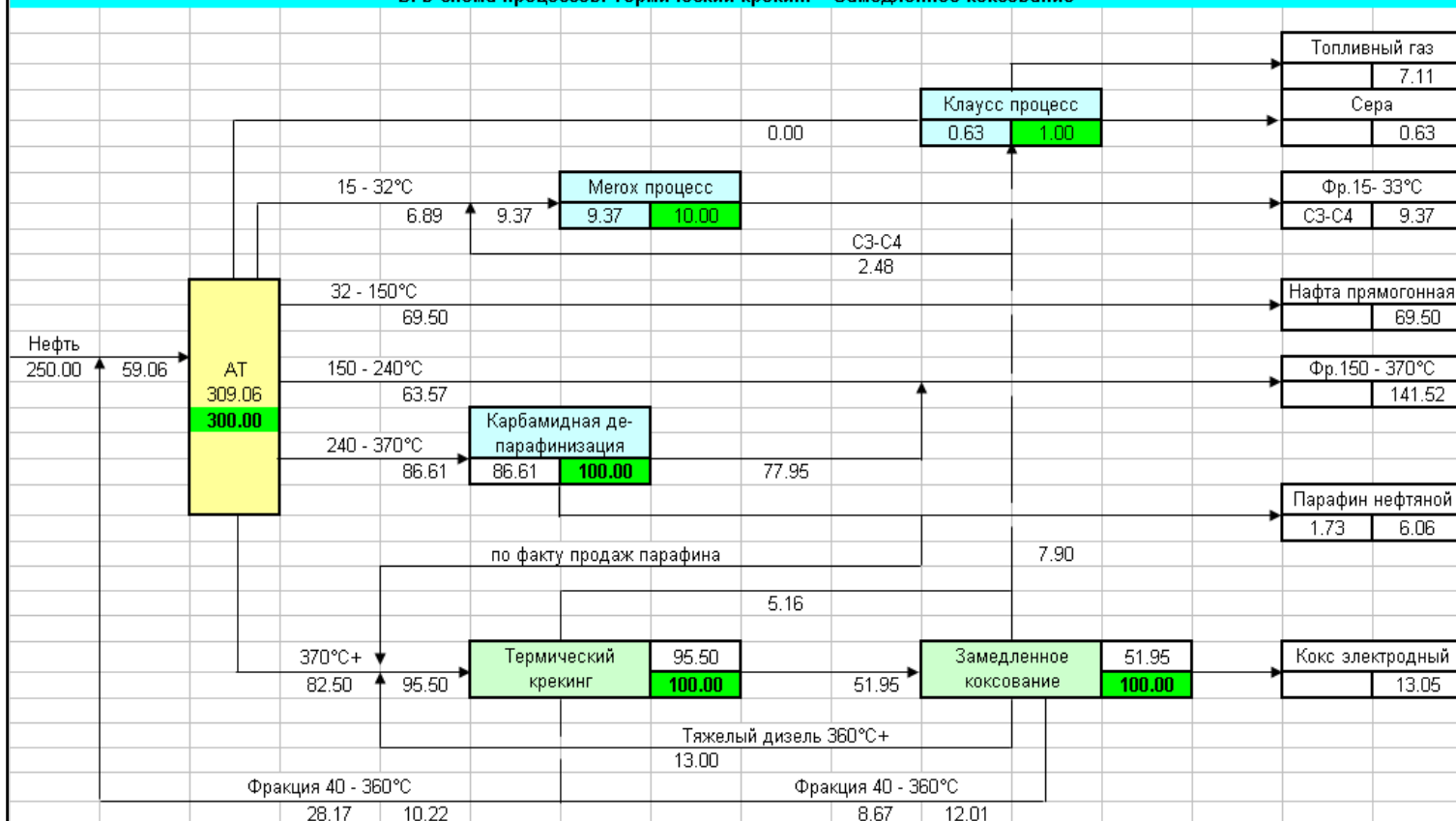


Схема 5

BFD схема процессов. Термический крекинг + Замедленное коксование



4. Технологические процессы и PFD схемы, предполагаемые к проектированию и строительству

АТ, атмосферная перегонка нефти. На территории //////////////// имеется достаточное количество изготовителей установок АТ с исполнением любых пожеланий Заказчика, кроме того, установка выдается с пакетом базового инжиниринга. Поэтому нет необходимости в описаниях процесса АТ, достаточно задать базовые условия проектирования:

- сырье, нефть терминала //////////////// Приложение 1;
- обессоливание и обезвоживание нефти является обязательным;
- предусмотреть разделение на фракции, Таблица 2, Схема 5;
- опционально предложить деление на фракции н.к - 65°C и 65 - 180°C;
- в составе блока АТ предусмотреть промежуточную емкость под давлением азота с объемом хранения не менее 10 часов (до 100 м3) для постоянного приема бензин – дизельной фракции от установок ТК и УЗК, в количествах Таблица 5 и последующей подачей на блок АТ;
- предусмотреть, что составы бензина и дизеля с установок ТК и УЗК отличаются повышенным содержанием серы и непредельных углеводородов Приложение 1;
- в составе блока АТ предусмотреть щелочную очистку (Mercox) газов, Таблица 15, базовый инжиниринг по узлу Mercox может быть предоставлен проектанту и изготовителю

АТ, в случае, если он имеет возможность изготовить блок Мерох с гарантиями работоспособности в проектных параметрах.

ДК, карбамидная депарафинизация фракции 240 – 370°C. В декабре 2014 года «Engineering&Consulting PFA Alexander Gadetskiy» выполнил работу по теме депарафинизации <https://makston-engineering.ru/kontseptualnyy-proyekt-26> За основу были взяты технологии депарафинизации дизельных фракции АН АзССР и Шелл, но принципиально иные технологические решения позволяют говорить о патентовании этого процесса, с использованием наименования – **Процесс «CODRU».** PFD схема процесса, Приложение 5.

Подготовка сырья, дозировка химикатов. Фракция газойля 240 – 370°C подается на вихревой смеситель насосом со склада хранения или непосредственно с блока АТ, в этот же поток газойля дозируются балансовые количества свежего изопропилового спирта (ИПС) с концентрацией не ниже 99% и ИПС рецикла с узла перегонки азеотропа с концентрацией 85 – 90%. После смесителя, поток подогревается до температуры // в кипятильнике с водяным паром (пар // бар) и направляется //, так как, если ИПС практически идеально растворим в дизельной фракции, то //. Постоянный уровень //. // газойля с ИПС // подается:

- в реактор комплексообразования;
- в емкость с мешалкой для приготовления свежего раствора карбамида.

Приготовление свежей суспензии карбамида производится следующим образом. // В линию газойля с ИПС между насосом и холодильником подается //. Охлаждение реакционной смеси производится в теплообменнике, желательно до минимума, который может обеспечить циркулирующая обратная вода.

Внимание! Конструкция теплообменника должна исключать возможность седиментации карбамида, например, за счет повышенной скорости потока или использованием скребкового теплообменника, скребки в котором вращаются в потоке перекачиваемого продукта, препятствуя осаждению суспензии на стенках.

В линию газойля с ИПС предусматривается возможность подачи аддукта после //, эта же линия позволяет переводить реактор в режим «на себя» при кратковременных остановках. Рецикловый поток плохо подается расчетам, поэтому за основу (что необходимо знать для диаметра трубопроводов, аппаратов и производительности насосов) принимается 30%, далее в процессе эксплуатации соотношение уточняется, но не превышает указанной величины.

Реактор комплексообразования. Представляет собой вертикальный аппарат с мешалкой и рубашкой охлаждения где циркулирует захлажденная вода 7 – 10°C для поддержания температуры реакционной смеси около 25°C. Время нахождения продукта в реакторе варьирует от //, как правило, расчетные данные корректируются в цеховых условиях. Время пребывания регулируется уровнем в реакторе и расходами по входу и выходу, клапан регулятор, // решает эту задачу.

Процесс в реакторе ведется //.

Реакционная смесь после реактора делится на два потока и насосом подается:

- на // от общего количества реакционной массы;
- рецикловый поток на вход //.

Секция фильтрования и промывки карбамид – парафинового комплекса от газойля. Реакционная масса от реактора комплексообразования, насосом, подается на // также подается фракция 160 – 205°C (150 – 240°C) со склада хранения или непосредственно с блока АТ для ///. После промывки, осадок с содержанием твердого вещества до //%, винтовым насосом подается в реактор ///. Для исключения забивки линии осадком, а также поломки насоса, концентрацию твердого вещества в осадке // предусматривается подача азеотропа ИПС. Соотношения количеств азеотропа ИПС // определяется на стадии базового инжиниринга.

Фильтрат, представляющий собой депарафинированный газойль с растворенным ИПС сливается в емкость, и далее, насосом, подается на секцию водной промывки. //

Реактор разложения карбамид – парафинового аддукта. Остаток после // в реактор разложения. Для исключения забивки линии предусматривается ///. Азеотроп ИПС подается и в реактор разложения, //улучшает селективность процесса, как указывалось ранее, соотношение количеств //

Реактор разложения аддукта, это вертикальный аппарат, с мешалкой и внешним или внутренним змеевиком обогрева, в который подается пар // бар. Разложение аддукта начинается при температуре смеси //, именно такая температура и поддерживается в реакторе. Время нахождения продукта в реакторе варьирует //, как правило, расчетные данные корректируются в цеховых условиях. Время пребывания регулируется уровнем в реакторе и расходами по входу и выходу, клапан регулятор, расположенный на выходе из реактора // Для облегчения каскадного регулирования, а также, для увеличения степени конверсии предусматривается //

Реактор разложения работает под давлением //

Секция разделения карбамида и парафина отстаиванием после разложения.

Продукты реакции насосом, который является и циркуляционным, подаются в емкость – отстойник карбамида, оборудованный внешним или внутренним змеевиком обогрева, с подачей пара //////////////бар. Отстойник работает по разделу фаз, нижний слой представляет собой ////////////// верхний слой – //////////////. ////////////// Парафин по обогреваемому трубопроводу подается ////////////// или непосредственно на склад, если Покупателя устраивает качество.

Отстойник карбамида работает под давлением //////////////

Колонна отмывки парафинов. ////////////// или Покупателя устраивает качество парафина, использование данного блока не требуется, **что и необходимо решить до стадии базового инжиниринга.**

Колонна //////////////, давление в кубе колонны //////////////. //////////////с верха колонны с постоянным расходом. ////////////// **Парафины** с верхней части отстойника карбамида подаются насосом, в нижнюю часть колонны ////////////// в вертикальный обогреваемый отстойник, //////////////. Парафин с верха емкости по обогреваемому трубопроводу направляется на склад.

Колонна отмывки дизельной фракции. Предназначается для отмывки депарафинированной фракции 240 – 370°C от растворенного ИПС, количество которого достигает //////////////

Колонна ////////////// давление в кубе колонны //////////////. //////////////с верха колонны с постоянным расходом. ////////////// после промывки фракции 240 – 370°C выводится с нижней части колонны по уровню раздела фаз и подается на узел ректификации ////////////// и далее на склад хранения депарафинированного газойля. //////////////

Колонна ректификации ИПС от воды. Предназначается для разделения водного раствора ИПС на, азеотроп ИПС и воду. Азеотроп ИПС представлен соотношением 91:9 % масс, где 91% составляет ИПС. По факту работы колонны, качество азеотропа варьирует в пределах ////////////// что вполне достаточно для использования его в качестве растворителя.

Ректификация ИПС производится в одной колонне с температурой верха колонны около 80°C и давлении 1.0 бар, температура в кубе колонны 150°C и давление 1.5 бар. Эффективность работы колонны определяется //////////////

Пары ИПС с верха колонны конденсируются в теплообменнике, который охлаждается оборотной водой и конденсат сливается в емкость флегмы, балансовое количество направляется в верхнюю часть колонны в качестве флегмы, а избыток продукта на узел

приготовления сырья и дозировки химикатов, а также в реактор разложения аддукта. Вода из куба колонны после охлаждения до 40°C направляется на очистные сооружения.

ТК, Установка термического крекинга прямогонной фракции 370°C+ и тяжелого газойля замедленного коксования. PFD схема процесса, Приложение 6.

Сырьем процесса ТК в структуре Мини – НПЗ являются:

- прямогонная фракции 370°C+;
- тяжелый газойль замедленного коксования;
- парафины от процесса ДК, если соотношение цена – качество для данного продукта не будут соответствовать критериям экономики.

Роль ТК в данной конфигурации сводится к максимальному увеличению коэффициента Конрадсона (коксуемости) и увеличению доли полиароматических соединений в остатке ТК, что положительно сказывается на качестве получаемого кокса. Дополнительные количества фракций бензина и дизеля после ТК не являются определяющими.

Учитывая, что в процессы ТК и УЗК устроены таким образом, что идет постоянный обмен потоками между: фракционированием продуктов реакции и зоной реакции, сложно составить описание по блокам, как это сделано в процессе ДК, поэтому ограничимся простым перечислением того, что входит в секции и подробным технологическим описанием.

Секция нагрева сырья и реакторного отделения состоит из печей крекинга легкого и тяжелого сырья, выносной реакционной камеры.

Секция фракционирования сырья и продуктов крекинга состоит из колонны фракционирования, испарительных камер высокого и низкого давления.

Сырье, насосами из резервуарных парков, подается на теплообменник – рекуператор. Подогрев сырья производится за счет тепла остатка ТК 400 – 415°C, который подается насосом из куба испарителя низкого давления, после теплообменника рекуператора остаток ТК подается на генератор пара №3 с выработкой пара среднего давления 13 бар и далее отправляется на УЗК или в обогреваемые резервуары хранения остатка ТК.

Сырье ТК, нагретое в теплообменнике – рекуператоре до 200 – 250°C подается в нижнюю часть колонны фракционирования, как правило, подача осуществляется двумя потоками. Колонна фракционирования разделена на две части полу глухой тарелкой, т. е пары из нижней части колонны беспрепятственно попадают в верхнюю часть. Жидкость из верхней части колонны накапливается в аккумуляторе над глухой тарелкой, и далее, насосом, подается в печь подогрева легкой фракции. Температура верха колонны фракционирования до 220°C, куба до 415°C, температура в аккумуляторе, т.е температура

сырья, подаваемого в печь легкой (газойлевой) фракции до 320 – 330°C, давление в кубе колонны 9 – 15 бар. Кубовый продукт колонны фракционирования подается на печь подогрева тяжелой фракции. Таким образом, подача сырья на печи осуществляется следующим образом:

- продукт с куба колонны фракционирования с температурой до 415°C и давлением 50 – 55 бар, подается на печь тяжелой фракции;

- продукт из аккумулятора над глухой тарелкой с температурой до 320 – 330°C и давлением 50 – 55 бар, подается на печь легкой (газойлевой) фракции.

Бензиновая фракция с верха колонны фракционирования, с температурой до 220°C, проходит через генератор пара №1 с выработкой пара низкого давления 4 бар, далее охлаждается оборотной водой, конденсируется и попадает в газосепаратор, который одновременно является и флегмовой емкостью колонны фракционирования. Газовая фаза, через регулирующий клапан по давлению в емкости, сбрасывается на установку сероочистки газов. Жидкая фракция – бензин термического крекинга, насосом, подается на колонну фракционирования в качестве флегмы, а балансовое количество направляется как рецикл в расходную емкость блока АТ, минуя промежуточные склады хранения.

Давление в газосепараторе определяет состав газовой фазы, в случае высокого давления, газ с верха сепаратора можно направлять непосредственно на установку сероочистки CrystaSulf, так как он будет состоять из С1 – С2 и незначительного количества С3, а фракция С4 со значительной долей С3, С5 останется в бензине ТК и отделится от него на блоке АТ, и уже оттуда, отправится на Мегох т.е. на щелочную очистку газов. При низком давлении в сепараторе газовую фазу логичнее направлять на Мегох, но в случае Мини – НПЗ этот вариант менее предпочтителен, так как после щелочной очистки потребуются дополнительное фракционирование газов, т. е. дополнительные затраты, что нежелательно.

Дизельная фракция выводится боковым погонном с тарелки верхней части колонны, имеющей температуру до 320°C, и подается на генератор пара №3 с выработкой пара 13 бар, далее охлаждается оборотной водой и сливается в емкость, которая, одновременно, является и флегмовой. Дизельная фракция, насосом, подается в качестве флегмы на колонну фракционирования, а балансовое количество направляется как рецикл в расходную емкость блока АТ, минуя промежуточные склады хранения.

Передача бензиновой и дизельной фракции на блок АТ позволяет исключить достаточную четкость ректификации на установке ТК, а также, как это будет показано в дальнейшем и на установке УЗК, сосредоточив все ректификационные процессы требуемой четкости на установки АТ. Затраты на энергетику, конечно будут несколько выше, но

капитальные затраты при подобной схеме значительно снижаются, а также повышается управляемость процессами в целом.

Отбираемая непосредственно с полу глухой тарелки (аккумулятора) дизельная фракция имеет температуру 320 – 330°C поступает в расходную емкость, и далее, насосом, в печь крекинга легкого сырья, давление подачи 50 – 55 бар, давление на выходе из печи до 30 бар и температура до 530 – 550°C.

Кубовый продукт колонны фракционирования, насосом, подается в печь крекинга тяжелого сырья с температурой до 415°C и давлением 50 – 55 бар, температура на выходе 490 – 510°C и давление до 30 бар, поток из куба колонны в печь не имеет расходной емкости. Для исключения коксования змеевиков печи тяжелого сырья, предусматривается регулирование температуры в печи, от расхода сырья в печь, при снижении и расхода ниже минимального, подача топливного газа прекращается.

Продукты реакции из печей легкого и тяжелого сырья подаются в реакционную камеру, давление в которой 20 – 25 бар, температура в верхней части до 500°C, а в нижней части до 470°C. Дросселирование давления между печью и реакционной камерой, что сопровождается снижением температуры, осуществляется для прекращения реакции крекинга. В ряде случаев, в реакционную камеру предусматривается подача газойлевой фракции из аккумулятора над глухой тарелкой без какого-либо промежуточного охлаждения, для «замораживания» реакции крекинга. Реакционная камера, представляет собой цилиндрический аппарат с соотношением диаметр высота 1:5, объем аппарата рассчитывается исходя из времени пребывания продуктов крекинга, для полного завершения процесса крекирования. По своей стоимости реакционная камера является самым дорогим аппаратом ТК, так как выполняется из жаропрочных легированных сталей и его стоимость достигает 40% от общей цены оборудования.

Внимание! В реакционной камере, происходит, до 30% бензинообразования от общего бензинового баланса ТК. В случае проектируемого Мини – НПЗ, задача ТК не определяется как извлечение дополнительного количества бензина, задача процесса ТК – это подготовка сырья для процесса УЗК. **На стадии базового инжиниринга, следует, рассмотреть существующие модификации процесса ТК работающие без использования реакционной камеры.**

Продукты из реакционной камеры, за счет перепада давления, подаются в испарительную колонну высокого давления, которая работает при давлении 12 – 14 бар с температурой верха до 440 – 460°C, низа до 420 – 440°C. Газовая фаза с верха реакционной камеры и испарительной колонны высокого давления объединяются в один поток, и после дросселирования до рабочих параметров колоны фракционирования подаются в

нижнюю часть этой колонны. Жидкий продукт с куба испарительной колонны высокого давления, за счет разницы давлений, подается в испарительную колонну низкого давления.

Испарительная колонна низкого давления работает при давлении куба до 6 бар, обычно в интервале 2,5 – 4.0 бар, с температурой куба до 400°C, а верха 200 – 300°C. Работа этой колонны детально определяется на стадии базового инжиниринга, так как ее основное предназначение, это выделение дизельных (газойлевых фракций) из остатка ТК за счет снижения давления. Состав дизельных (газойлевых) фракций во многом, если не полностью, определяется параметрами верха колонны. Дизельная (газойлевая) фракция с верха испарительной колонны низкого давления, с температурой 200 – 300°C, проходит через генератор пара №2 с выработкой пара низкого давления 4 бар, далее охлаждается оборотной водой, конденсируется и попадает в газосепаратор, который одновременно, является и флегмовой емкостью испарительной колонны низкого давления. Газовая фаза, через регулирующий клапан по давлению в емкости, сбрасывается на установку сероочистки газов. Жидкая фракция – дизель (газойль) термического крекинга насосом подается в качестве флегмы, а балансовое количество направляется, как рецикл в расходную емкость блока АТ, минуя промежуточные склады хранения.

Устройство испарительной колонны низкого давления принципиально не отличается от главной колонны фракционирования, единственным и весьма существенным отличием является наличие линии перекачки газойлевой фракции из аккумулятора над полу глухой тарелкой в кубовую часть испарительной колонны низкого давления.

Кубовый продукт испарительной колонны низкого давления, как это описано в начале главы, подается насосом на теплообменник – рекуператор подогрева свежего сырья, затем отдает остатки своего тепла на генераторе пара №3 и насосом подается на установку коксования в качестве сырья.

Внимание! Коксуемость остатка ТК чрезвычайно высока, поэтому подачу этого продукта на УЗК необходимо производить с минимальным расстоянием перекачки, и без промежуточных резервуаров хранения (только пусковой резервуар небольшого объема). Так же на стадии базового инжиниринга необходимо предусмотреть подачу небольших количеств дизеля ТК или дизеля УЗК перед насосом, который осуществляет перекачку остатка ТК на УЗК.

Секции рекуперации тепла и генерирования водяного пара, на представленных PFD схемах показана максимально возможная утилизация тепла потоков, что, конечно же, в значительной мере улучшает экономику процесса, так как позволяет на 60 – 70 % отказаться от потребления пара со стороны. В тоже время эксплуатация генераторов

пара требует либо создание собственного узла водоподготовки, либо получение этого ресурса со стороны //////////////// Следует отметить, что аналогичная проблема с утилизацией избыточного тепла возникнет и в процессе УЗК. Именно поэтому в **Главе 8 «Состав ОЗХ завода, с учетом качества и количества энергоресурсов площадки строительства»** будет показан паро–конденсатный баланс завода, который позволит оценить все преимущества и недостатки использования генерации пара в условиях Мини – НПЗ с ограниченным финансовым ресурсом строительства.

УЗК, Установка замедленного коксования крекинг – остатков ТК. PFD схема процесса, Приложение 7.

Сырьем процесса замедленного коксования является остаток ТК (крекинг – остаток). Роль УЗК в данной конфигурации заключается в полной утилизации жидких тяжелых нефтепродуктов с получением электродных коксов, к сожалению не самого высокого качества, и довольно большого дополнительного объема бензиновых и дизельных фракций, тем самым, выпуск мазута на Мини – НПЗ сводится к нулю.

Учитывая, что в процессы УЗК и ТК устроены таким образом, что идет постоянный обмен потоками между: фракционированием продуктов реакции и зоной реакции, сложно составить описание по блокам, как это сделано в процессе ДК, поэтому ограничимся простым перечислением того, что входит в секции и подробным технологическим описанием.

Секция нагрева сырья и камер коксования, состоит из печи нагрева сырья радиантной и конвекционной, камер коксования с системами резки кокса.

Секция фракционирования сырья и продуктов коксования, состоит из колонны фракционирования разделенной двумя полу глухими тарелками и двух стрипперов для отпарки ЛДК и ТДК.

Секция охлаждения продуктов пропарки кокса, состоит из скруббера охлаждения паров и газов, поступающих от камер коксования при пропарке коксового пирога, а также продуктов в газовой фазе при сбросе давления с камер коксования.

Секция рекуперации и подготовки воды для резки кокса, состоит из бетонного бункера приема воды от резки кокса, деканторов для отстоя воды от коксовой пыли, резервуаров отстоянной воды для подачи на резку кокса.

Секция компримирования газов коксования, состоит из поршневого компрессора, ресиверов на приеме и выходе с компрессора.

Сырье – остаток ТК (крекинг-остаток) подается насосом с установки ТК, из куба испарительной колонны низкого давления, минуя резервуары промежуточного хранения,

которые используются только на период пуска завода, до насосов – повысителей давления подающих остаток ТК в конвекционную часть печи. Остаток ТК характеризуется очень высокой коксуюмостью, именно поэтому, промежуточное хранение должно быть исключено, трубопровод для перекачки остатка ТК должен иметь надежную изоляцию и возможность максимально быстрого опорожнения, в случае, если по какой, то причине процесс перекачки дал сбой. В зоне конвекции сырье нагревается до 350 – 380°C и подается в нижнюю часть колонны фракционирования, горячие газы и пары продуктов с температурой 420 – 430°C, образующиеся в одной из работающих камер коксования также подаются в нижнюю часть колонны фракционирования, **но обязательно ниже ввода сырья от печи**. Колонна фракционирования разделена на три части двумя полу глухими тарелками, т. е пары из нижней части колонны беспрепятственно попадают в верхнюю часть. Температура верха колонны фракционирования до 115°C °C, куба до 360 – 380°C, температура в аккумуляторе легкого дизеля коксования до 260-270°C, температура в аккумуляторе тяжелого дизеля коксования до 380°C, давление в кубе колонны 9 – 15 бар.

С верха колонны пары бензина, воды, а также газы коксования проходят аппараты воздушного охлаждения, как правило, это пара аппаратов, для возможности отключения для ремонта без остановки УЗК. Дальнейшая конденсация паров происходит в водяном холодильнике, которые также должны иметь резерв, если трубный пучок выполнен из «черной» стали. Конденсат после воздушного холодильника сливается в емкость, где разделяется на: жирный газ, нестабильный бензин и воду с углеводородами.

Жирный газ проходит газовый сепаратор, компримируется, и подается на установку Мегох или на установку сероочистки CrystaSulf. Нестабильный бензин УЗК, насосом, подается на колонну фракционирования в качестве флегмы, а балансовое количество направляется, как рецикл в расходную емкость блока АТ, минуя промежуточные склады хранения. Вода с углеводородами подается, насосом, через теплообменник на пароперегреватели, которые расположены в зоне конвекции печи нагрева сырья.

Фракция ЛДК выводится с аккумулятора второй полу глухой тарелки с температурой до 270°C в стриппер с одновременной подачей в него острого пара, паровая фаза из стриппера возвращается в колонну фракционирования, а жидкая фаза – ЛДК насосом подается на генератор водяного пара №3, далее через систему воздушных и водяных холодильников, работающих попарно, для обеспечения резерва, насосом направляется, как рецикл в расходную емкость блока АТ, минуя промежуточные склады хранения.

Фракция ТДК выводится с аккумулятора первой полу глухой тарелки с температурой 380°C в стриппер с одновременной подачей в него острого пара, паровая фаза из стриппера возвращается в колонну фракционирования, а жидкая фаза – ТДК насосом подает-

ся на генератор водяного пара №2, далее через систему воздушных холодильников, работающих попарно, для обеспечения резерва, насосом направляется, как рецикл на установку ТК, с обязательным прохождением через систему фильтров для очистки от коксовой пыли.

Внимание! ТДК имеет незначительный индекс Конрадсона, поэтому, его хранение в промежуточных резервуарах не представляет собой опасности закоксовывания, но в целях исключения повторного подогрева перед подачей на ТК, на стадии базового инжиниринга предусмотреть прямую подачу ТДК на установку ТК, минуя генератор пара №2 и воздушный холодильник

Обязательным условием работы колонны фракционирования является отдельная линия циркуляции кубового продукта насосом через рабочий фильтр (резервные насос и фильтр должны находиться в горячем состоянии) для улавливания частиц кокса и возвращением очищенного продукта в куб колонны. Балансовое количество кубового продукта насосом подается в радиантную зону печи, где и нагревается до 490 – 510°С.

Для исключения закоксовывания змеевиков производится подача водяного пара 35 бар в количестве до 3% от количества сырья в зону радиации, кроме того, предусматривается регулирование температуры в печи, от расхода сырья в печь, при снижении и расхода ниже минимального, подача топливного газа прекращается.

Горячий поток сырья из зоны радиации подается в камеру коксования, подача производится снизу, время заполнения камеры может варьировать от 12 до 16 часов, а иногда и до 20 – 30 часов. Для исключения или снижения пенообразования во время заполнения камер коксования и попадания пены в трубопроводы и колонну фракционирования в верхней части камер подается пеногаситель – силикон растворенный в дизельной фракции с концентрацией около 10 ppm.

Время заполнения камеры это и есть время коксования, т.е время прохождения двух процессов: крекинга и полимеризации, чем больше длится процесс коксования, чем выше давление и температура и меньше коэффициент рециркуляции тем лучше качество кокса, но правила игры диктует не только технология, поэтому между тремя указанными параметрами выбирается оптимум, который и решается на стадии базового инжиниринга.

Сокращение времени коксования приводит к увеличению содержания летучих веществ, снижению плотности и увеличению пористости прокаленного кокса, но увеличение температуры коксования способствует уменьшению содержания летучих веществ и сокращение времени может быть компенсировано увеличением температуры.

При увеличении давления растет выход кокса и газов, но суммарный выход жидких продуктов коксования уменьшается. Это обусловлено увеличением степени крекинга высококипящих фракций, которые превращаются в легкие продукты и кокс.

Качество кокса с ростом давления улучшается: снижается содержание асфальтенов и металлических примесей.

Коэффициент рециркуляции – его увеличение приводит к снижению содержания в коксе ванадия и никеля, увеличивает анизотропию кокса и уменьшает его прочность.

Пары, т.е продукты крекинга, с веру камеры коксования постоянно выводятся через клапан регулятор давления в нижнюю часть колонны фракционирования, ниже ввода сырья из конвекционной зоны печи. Жидкие продукты в камере коксования по мере прохождения процесса крекинга и полимеризации, теряют летучие, уплотняются, приобретают структуру того или иного типа кокса, что практически полностью определяется составом сырья.

Качество кокса в камере понижается снизу-вверх, как за счет снижения давления, так и за счет уменьшения времени пребывания, причем доля кокса с пониженными параметрами качества может достигать и 10 – 15% от общего объема.

Внимание! В случае выпуска коксов с ценой выше, чем коксы для энергетики, на стадии базового инжиниринга в разделе параметров технологического режима предусматриваются компенсационные мероприятия, например, по мере заполнения камеры температура подачи увеличивается, таким образом, количество некондиционного кокса удастся снизить до 1-2%.

Рабочий цикл коксования уточняется на стадии базового инжиниринга, но примерные временные рамки мало отличаются для УЗК различной мощности. Существенную экономию во времени дает автоматическая выгрузка кокса, но, конечно же, нет смысла ее использовать на малых мощностях.

Этап I. Время заполнения камеры может варьировать от 12 до 16 часов, а иногда и до 20 – 30 часов.

Этап II. Переход с камеры на камеру может занимать до 1,5 – 2 часов, что связано с постепенным прогревом камеры, снижением количества пены, исключения разбалансировки температурного режима по колонне фракционирования. Давления в камерах во время перехода ограничивается величиной 1,7 – 2 бар.

Этап III. Основная отпарка кокса паром 13 – 15 бар, все отгоны направляются в главную колонну фракционирования, до тех пор, пока температура кокса не снизится, до 400°C. На установках большой мощности отпарка может занимать до 1,5 часов, в нашем случае, вероятно, что это время может, ограничиться одним часом.

Этап IV. Дополнительная отпарка кокса паром 13 – 15 бар, все отгоны направляются в скруббер охлаждения, до тех пор, пока, температура кокса не снизится до 200°C, на установках большой мощности дополнительная отпарка может занимать до 1 часов, в нашем случае, вероятно, что это время будет значительно меньше.

Этап V. Охлаждение водой производят до тех пор, пока подаваемая вода не перестает испариться, время подачи воды на больших установках может достигать 5 – 6 часов, причем, дебет подачи воды постоянно увеличивается с 12 до 90 м³/час, для камер с диаметром до 4 метров, конечно в случае малых камер, время охлаждения водой и дебеты будут меньше, но не думаю, что менее трех часов. Подачу воды осуществляют до тех пор, пока она не перестает превращаться в пар.

Этап VI. Дренаживание воды производится только после открытия верхнего люка камеры и температуры верха не более 60°C, время дренаживания достигает 1 – 2 часов.

Этап VII. Открытие люков камер занимает до одного часа и зависит от навыка персонала и используемого инструмента.

Этап VIII. Резка кокса производится разбуриванием гидрорезаками с давлением воды до 200 бар. Время на резку кокса на установках большой мощности достигает 2 – 3 часов. Вода после резки кокса сливается в бетонный резервуар, и откачивается из него насосами в 2 – 3 декантора, где отстаивается от коксовой пыли и крошки и перекачивается в обогреваемые резервуары хранения воды для резки.

Этап IX. После завершения резки кокса люка камеры закрываются, и камера проходит опрессовку азотом, что занимает до 1,5 часа и зависит от навыков персонала.

Этап X. После завершения опрессовки, камера прогревается в течение 0,5 – 1 часа паром с давлением 3 – 4 бар. Продувка ведется в скруббер охлаждения, а конденсат дренируется в бетонный резервуар для слива воды после резки. При достижении температуры камеры 120°C дебет пара увеличивается и при достижении температуры не менее 135 – 145°C камера прогревается и выдерживается под давлением не менее 3,5 – 4 бар. Время прогрева на больших установках, достигает 5 часов.

Скруббер быстрого охлаждения представляет собой, цилиндрический аппарат колонного типа, постоянно орошаемый водой в количествах (применительно к масштабу установки) около 5 – 8 м³/час. Скруббер, //

Основное предназначение скруббера – это прием газопаровой смеси от пропарки кокса, после того, как температура кокса в камерах снизилась до 200°C (при температуре газопаровой смеси от пропарки кокса выше 200°C она направляется в главную колонну фракционирования).

Газы от ППК, которые срабатывают при завышении давления в аппаратах, так же сбрасываются в скруббер быстрого охлаждения.

Таким образом, скруббер быстрого охлаждения условно разделен на две части:

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

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

Внимание! Жидкие продукты, после пропарки кокса, приходящие на скруббер быстрого охлаждения, содержат значительные количества коксовой пыли, на стадии базового инжиниринга система фильтрации имеет большое значение для исключения остановок по причине забивки трубопроводов и оборудования.

Секция рекуперации и подготовки воды для резки кокса устроена следующим образом, вода и кокс из камеры по наклонному желобу попадают в бетонный бассейн, глубина которого на 2 – 3 метра ниже уровня площадки хранения кокса. Бассейн разделен перегородкой на две секции, высота которой составляет примерно 2/3 от глубины бассейна, вода из первой секции переливается через перегородку во вторую секцию и откачивается в деканторы. По мере заполнения первой секции коксом его вынимают ковшем крана или погрузчика, или иными устройствами на бетонную площадку хранения кокса. Площадка имеет естественный уклон, поэтому излишки воды стекают в тот же бассейн, по мере сушки кокс отгружается потребителю, в ряде случаев, площадка хранения кокса закрыта навесом.

По мере заполнения коксом второй секции, чистка секции производится аналогичным образом, но так как во второй секции размер коксовых частиц довольно мелкий, как правило, его отгружают в отдельные места площадки и продают, как не кондицию.

Вода из деканторов после отстаивания, откачивается в обогреваемые резервуары хранения воды для резки кокса, при необходимости производится подпитка свежей водой и далее насосами она подается в систему резки кокса.

Внимание! При игольчатом качестве кокса, резка кокса, а соответственно и подпитка резервуаров должна производиться //////////////////////////////////

Шлам из деканторов, также, как и шлам из системы фильтров куба скруббера охлаждения, шламовыми насосами подаются во вторую секцию бассейна приема кокса и воды после резки.

Секции рекуперации тепла и генерирования водяного пара, на представленных PFD схемах показана максимально возможная утилизация тепла потоков, что, конечно же, в значительной мере улучшает экономику процесса, так как позволяет на 60 – 70 % отказаться от потребления пара со стороны. В тоже время эксплуатация генераторов пара требует либо создание собственного узла водоподготовки, либо получение этого

ресурса со стороны //////////////// Следует отметить, что аналогичная проблема с утилизацией избыточного тепла возникает и в процессе УЗК, именно поэтому в **Главе 8** «Состав ОЗХ завода, с учетом качества и количества энергоресурсов площадки строительства» будет показан паро – конденсатный баланс завода, который позволит оценить все преимущества и недостатки использования генерации пара в условиях Мини – НПЗ с ограниченным финансовым ресурсом строительства.

CrystaSulf, Установка сероочистки газов процессов АТ, ТК, УЗК. PFD схема процесса, Приложение 8.

Процесс предназначается для удаления сероводорода из топливных газов НПЗ, синтетического газа, а также кислых газов с повышенным содержанием CO₂. Установка эффективно работает при мощностях от 0,5 до 25 тонн серы в сутки. Процесс CrystaSulf является лицензионным и включает в себя несколько элементов:

- адсорбция сероводорода смесью фенолов и полифенолов, состав которой и является основой «ноу – хау», далее по тексту смесь будет называться – адсорбент;
- использование SO₂ в качестве восстановителя сероводорода до элементарной серы, а третичных аминов или их смеси состав которой также является «ноу – хау», в качестве катализатора этого процесса.

Сероводородсодержащие газы от Мини – НПЗ должны подаваться на границу установки CrystaSulf с давлением 5 – 6 бар или компримироваться непосредственно перед подачей в адсорбционную колонну, температура подаваемых газов 60 – 65°C, что обеспечивается паровым подогревателем с давлением пара 4 бар. Подогретый газ подается в нижнюю часть тарельчатого адсорбера, который орошается адсорбентом с расходом до 20 м³/час, для установок малой мощности, орошение гораздо меньше. Температура подаваемого адсорбента также не превышает 60 – 65°C. Подача адсорбента производится из обогреваемого резервуара центробежным насосом, в поток адсорбента дозируются третичные амины и диоксид серы. В резервуаре хранения адсорбента может накапливаться незначительное количество воды, которая приходит вместе адсорбентом после колонны осушки, периодически отстойная вода дренируется в ХЗК. Обогрев резервуара производится внутренним змеевиком из н/ж стали, который обогревается паром 4 бар, разогрев производится:

- для поддержания температурного баланса по адсорберу при подаче туда адсорбента;
- для исключения выпадения в осадок серы, которая в любом случае, так или иначе, накапливается в контуре адсорбента.

Газ, поступивший на очистку, барботирует на тарелках орошаемых адсорбентом, сероводород взаимодействует с диоксидом серы и превращается в элементарную серу, которая присутствует в адсорбенте в растворенной форме. Газ сверху адсорбера охлаждается в воздушном холодильнике, которые всегда работают парами, для исключения простоев при ремонте одного из них и попадает в сепаратор. Газ сверху сепаратора направляется в топливную сеть Мини – НПЗ, а жидкая фаза за счет перепада давления подается в колонну отгонки воды из адсорбента.

При восстановлении сероводорода двуокисью серы продуктом реакции помимо серы является и вода, поэтому кубовый продукт адсорбера состоит из адсорбента растворенной в нем серы и воды. Кубовый продукт сливается в емкость, которая работает по разделу фаз. Водный слой с низа емкости сливается в ХЗК, а адсорбент с растворенной серой самотеком переливается в дегазатор, который работает под атмосферным давлением остатки газов (очень незначительные количества) уходят в атмосферу через свечу. Адсорбент с растворенной серой насосом подается в скребковый теплообменник охлаждаемый оборотной водой до 40°C и далее в отстойник. Снижение температуры способствует переходу серы из растворенного состояния в суспензионную форму, вращающиеся скребки в потоке перекачиваемого продукта препятствуют осаждению серы на стенках теплообменника. Поток после кристаллизатора подается снизу в конус усреднителя, для поддержания частиц серы во взвешенном состоянии. Концентрация серы в суспензии не должна превышать 10 – 15%, иначе процесс транспортировки от усреднителя до фильтра становится затруднительным. В случае, если концентрация превышает указанную величину, в усреднитель может подаваться фильтрат после фильтра. Также, из усреднителя, предусмотрена линия перелива на всас насоса перед кристаллизатором. Усреднитель, работает под атмосферным давлением с дыханием на свечу.

Суспензия серы в адсорбенте подается на систему фильтрации, который должен обеспечивать содержание влаги в товарном продукте не более 1%, **Таблица 18**. Основная проблема заключается, не столько в получении серы с содержанием основного вещества не менее 99%, сколько промывка ее от остатков адсорбента, как правило, с использованием газойлевых фракций, а потом, от остатков газойлевых фракций, как правило, с использованием обессоленной воды. Этот элемент технологического процесса легче и проще изучить в предложениях от лицензиара технологии.

Фильтрат после промывки частично направляется в усреднитель серы для поддержания концентрации суспензии, а основная часть фильтрата, насосом, через подогреватель, работающий на водяном паре с давлением 4 бар, подается в емкость по разделу

фаз, нижний водный слой сливается в ХЗК, а верхний слой адсорбента подается насосом в колонну осушки адсорбента.

Осушка адсорбента производится в одной колонне с температурой верха колонны около 105 – 115°C и давлении 1.0 бар, температура в кубе колонны 140-160°C и давление 1.5 бар. Эффективность работы колонны определяется высоким флегмовым числом и очень точным поддержанием разницы температур между шлемом и кубом колонны. Обогрев куба производится паром с давлением 4 бар.

Пары воды с верха колонны конденсируются в теплообменнике, который охлаждается оборотной водой и конденсат сливается в емкость флегмы, балансовое количество направляется в верхнюю часть колонны в качестве флегмы, а избыток отпаренной воды сливается в ХЗК через теплообменник, охлаждаемый оборотной водой до 40°C.

С куба колонны осушенный адсорбент подается, насосом, через воздушный холодильник в емкость хранения адсорбента с температурой 60 – 65°C.

Внимание! После принятия окончательного решения по строительству Мини – НПЗ, на стадии базового инжиниринга или до него, необходимо провести тендер на выбор технологии сероочистки газов. В тендере, следует обратить не только на процессы зарубежных компаний, но и на работы российского «ВНИИУС», возможно совместно с фракцией 15 – 32°C.

В настоящий момент в практике сероочистки газов от Мини – НПЗ, Таблица 1 нам известно не менее 20 (двадцати) применяемых способов, один из которых рассмотрен, выбор оптимальной технологии заслуживает отдельного изучения.

4.1 Технологические процессы, предполагаемые к проектированию и строительству в последующие периоды

Техническое задание **Приложение 1** предполагает ответы на ряд вопросов, которые связаны с перспективой развития площадки ///////////////, а именно:

- **установка изомеризации.** Существующие в настоящее время проектные решения, как Российские так и зарубежные не ограничены по мощности и фракционному составу, что позволяет строить установки мощностью от 50 и даже от 20 т.т в год, как н.к – 85°C так и для более тяжелых составляющих нефти 85 – 155°C. Но основным и пожалуй единственным ограничением процесса является, содержание серы в сырье не более 10 ppm. Существующие технологии для содержания серы в сырье 100 ppm и даже до 200 ppm не получили достаточного развития, кроме того, процесс изомеризации всегда проходит в присутствии водорода, в количествах до 2% от сырья. Таким образом, отсутствие

на площадке водорода, а также планов по его производству, закрывает вопрос по изомеризации окончательно и бесповоротно.

- **щелочная очистка, фракции 35 – 155 (180)°С.** Принимая во внимание, что компания Заказчика уже имеет Мини – НПЗ, который работает на аналогичной нефти с выпуском прямогонной нефти, с близким началом и концом кипения, предлагается, передать, образец прямогонной нефти в заводскую лабораторию, которая, постоянно сталкивается с проблемой щелочной очистки легких фракций. Например, лаборатория «Тау Нефтехим». При положительном результате, в ТЗ на установку щелочной очистки (аналог Мегох) будет учтена очистка фракции н.к – 155°С после АТ, и уже после очистки она будет разделена на н.к – 35°С и 35 – 155°С. Конечно, следует понимать, что щелочная очистка нефти никогда не позволит достичь качества, которое требуется для риформинга или изомеризации, но снижение до уровня требований, например, парового крекинга (пиролиза) совершенно реально.

- **щелочная очистка, дизельной фракции до содержания серы не более 0,2%.** В практике нефтепереработки подобных методов не существует, т.е. снижение содержания серы даже до указанного параметра - 0,2% серы невозможно без процесса гидроочистки, который всегда нуждается в производстве водорода. Тем не менее, следует обратить внимание, что в 60 – 70 годы, функционировали, как минимум, четыре промышленных установки автогидроочистки.

Hydrocarb. Proc., 45, № 9, 240 (1966).

Требования к качеству топлив, в то время, было на уровне Евро 1, если не Евро 0, но тем не менее, процессы существовали и были востребованы для фракций с концом кипения до 280°С, реже до 340°С. Скудость информации о дальнейшем использовании этих гидроочищенных фракций, практически, однозначно, говорит о том, что это керосин для жидкотопливных ракетных двигателей. Сведения о подобных процессах, имеются и в старой советской технической литературе. Принцип работы автогидроочистки чрезвычайно прост. Водород образуется, непосредственно, из гидроочищаемого сырья, например, из нафтенов, которые при дегидрировании превращаются в ароматику, что абсолютно не вредит качеству дизеля, а наоборот улучшает его. Качество по сере для топлива, после автогидроочистки, составляло не более 0,1% серы. В аппаратном оформлении, автогидроочистка, мало отличается от современных гидроочисток за исключением нескольких узлов по удалению продуктов полимеризации. Потери в процессе автогидроочистки несколько выше, чем при стандартной гидроочистке, но давление процесса примерно в два раза ниже, что является безусловным плюсом. Мы не проводили, какой-либо информационной проработки по данному процессу, существует ли он где-либо или полностью исчез с горизонта гражданской нефтепереработки, нам не известно.

5. Качество сырья, полуфабрикатов и выпускаемой продукции

Таблица 18

Наименование показателей	Ед. измерения	Значения
Raport de incercari nr:2852; data:11/13/2014 9:39:06 AM		
Нефть терминала //////////////		
Полный анализ нефти, выполненный в лаборатории «Rompetrol» находится в Приложении 2.		
Rompetrol Quality Control S.R.L. Laborator Produse Petroliere Tel:+(40) 241 506700/506254/506246, Fax:+(40) 241 506916/506949 Internet: www.rqc.ro Email: contact@rqc.ro		
Карбамид (мочевина), марка А		
Насыпная плотность	кг/м ³	700
Массовая доля биурета, н/б	% масс	0.6
Массовая доля воды, н/б	% масс	0.3
Изопропиловый спирт абсолютированный		
Плотность при 15°C	кг/м ³	785 – 786
Содержание основного вещества, н/м	% масс	99.7
Цветность по Pt – Со шкале, н/б	-	5
Массовая доля воды, н/б	% масс	0.15
Натр едкий, раствор 45%		
Внешний вид	Бесцветная или желтоватая жикость. Допускается выкристаллизовывание осадка	
Содержание основного вещества, н/м	% масс	42.0
Массовая доля Na ₂ CO ₃ , н/б	% масс	0.5
Массовая доля Na ₂ SO ₄ , н/б	% масс	0.03
Массовая доля NaClO, н/б	% масс	0.01
Массовая доля Na ₂ CL, н/б	% масс	0.05
Сумма окислов железа и алюминия, н/б	% масс	0.02
Нафта прямогонная после АТ, фракция 32 - 150°C		
Плотность при 15°C,		722 – 727
Фракционный состав:	°C	30
- температура начало перегонки, не ниже	°C	50
- 10% перегоняется при температуре, не выше	°C	105
- 50% перегоняется при температуре, не выше	°C	141
- 90% перегоняется при температуре, не выше	°C	155
- конец кипения, не выше	°C	155
- доля остаток в колбе, % (по объему)	% об	Отсутствие
Содержание фактических смол, н/б	% масс	0.01
Содержание серы, н/б	% масс	0.02
Массовая доля воды	% масс	Отсутствие
Массовая доля механических примесей	% масс	Отсутствие
Внешний вид и цвет		Бесцветная или желтоватая жидкость
Фракция 150 – 220 (240)°C, после АТ		
Плотность при 15°C	кг/м ³	771 – 780
Фракционный состав, н.к.	°C	148
10% об	°C	156

50% об	°С	182
90% об	°С	213
к.к.	°С	225
Вязкость кинематическая при 20°С	мм ² /с	4
Цетановый индекс	-	39
Температура застывания	°С	-52
Температура помутнения	°С	-40
Предельная температура фильтруемости	°С	-45
Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, не ниже	°С	50
Массовая доля серы	% масс	0.1
Испытание на медной пластинке,	-	Выдерживает
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	-	Отсутствие
Зольность, н/б	% масс	0.05
Массовая доля воды, н/б	% масс	0.05
Массовая доля механических примесей	% масс	0.03
Цвет	-	Светло-желтый
Фракция 220 (240) – 370°С, после АТ		
Плотность	кг/м ³	833 – 844
Фракционный состав, н. к.	°С	220
10%	°С	236
50%	°С	300
90%	°С	359
к. к.	°С	379
Вязкость при 50 °С, н/б	мм ² /с	3.5
Цетановый индекс, н/м	-	54
Температура застывания, не выше	°С	-15
Температура помутнения, не выше	°С	-10
Содержание серы, н/б	%масс	1.0
Бензиновая фракция термического крекинга		
Плотность	кг/м ³	748 – 760
Содержание серы, н/б	% масс	0.3
Октановое число (моторное), н/м		45
Октановое число (исследовательское), н/м		50
Давление паров, при 20 °С	кПа	52 – 57
Йодное число	гр I ₂ /100 гр	49 – 58
Дизельная фракция термического крекинга		
Плотность	кг/м ³	824 – 869
Содержание серы, н/б	% масс	1.0
Йодное число	гр I ₂ /100 гр	25 – 27
Температура застывания, не выше	°С	Минус 27
Температура помутнения, не выше	°С	Минус 16
Цетановое число, н/м		43
Бензин коксования, фракция С5 – 205 °С		
Плотность при 15°С	кг/м ³	720 - 740
Содержание серы, н/б	% масс	0.13
Октановое число (моторное), н/м		48
Октановое число (исследовательское), н/м		52
Давление паров, при 20 °С	кПа	50 – 55
Содержание бензола	% об.	1 – 5

Бромное число	гр Br ₂ /100 гр	72 - 82
Содержание диенов	% масс	3 – 5
Содержание олефинов, н/б	% масс	25
Дизель коксования, фракция 205 - 370 °С		
Плотность	кг/м ³	830 – 860
Содержание серы, н/б	% масс	1.0
Бромное число	гр Br ₂ /100 гр	25 – 30
Температура застывания, не выше	°С	Минус 30
Температура помутнения, не выше	°С	Минус 20
Цетановое число		35 – 42
Остаток термического крекинга		
Плотность при 20 °С	кг/м ³	930 – 1010
Вязкость при 80 °С по Энглеру, н/б	градус ВУ	7.0 – 13.0
Зольность, н/б	% масс	0.02 – 0.04
Массовая доля механических примесей, н/б	% масс	0.1
Массовая доля воды, н/б	% масс	0.2
Содержание водорастворимых кислот и щелочей		отсутствие
Массовая доля серы, н/б	% масс	1.5
Коксуемость, н/м	%	12.0
Содержание сероводорода и летучих меркаптанов		отсутствие
Температура вспышки в открытом тигле, не ниже		110 – 140
Температура застывания		10 – 20
Фракция керосин – газойлевая, 150 - 370°С. Депарафинизированная		
Плотность при 15°С,	кг/м ³	836 – 840
Фракционный состав:	°С	148
Температура начала кипения, не ниже		
- 10% перегоняется при температуре, не выше	°С	165
- 50% перегоняется при температуре, не выше	°С	235
- 90% перегоняется при температуре, не выше	°С	329
- Температура конца кипения, не выше	°С	370
Вязкость кинематическая при 20 °С, н/б	°С	2.2
Температура застывания, не выше	°С	-35
Температура помутнения, не выше	°С	-22
Предельная температура фильтруемости	°С	-32
Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, не ниже	°С	50
Массовая доля серы, н/б	% масс.	0.6
Испытание на медной пластинке,		Выдерживает
Содержание водорастворимых кислот и щелочей		Отсутствие
Зольность, н/б	% масс.	0.003
Коксуемость 10%-ного остатка, н/б	%	0.01
Массовая доля воды,	% масс.	Отсутствие
Массовая доля механических примесей	% масс.	Отсутствие
Цвет		Светло-желтый
Фракция газов С3 – С5, н.к - 32°С		
Плотность при 15°С,	кг/м ³	565 – 575
Содержание С1, С2, н/б	% масс.	1.0
Содержание С3, н/б	% масс.	30.0
Содержание С4, н/б	% масс.	50.0

Содержание С5, н/м	% масс.	20.0
Давление паров, при 20 °С, н/б	кПа	1200
Содержание серы, н/б	ppm	1000
Кокс нефтяной, электродный		
Влажность, н/б	% масс	10
Зольность, н/б	% масс	0.5
Содержание серы, н/б	% масс	3.0
Содержание летучих, н/б	% масс	12
Содержание ванадия, н/б	ppm	8200
Содержание никеля, н/б	ppm	100
Содержание кремния, н/б	ppm	150
Содержание кальция, н/б	ppm	150
Содержание натрия, н/б	ppm	150
Содержание железа, н.б	ppm	250
Размеры частиц кокса до 5 мм	%	0.00
Сера		
Содержание основного в-ва, н/м	% масс	99.0
Влажность, н/б	% масс	1.00
Зольность, н/б	% масс	0.09
Органические вещества, н/б	% масс	0.085
Парафин нефтяной		
Плотность	кг/м ³	773.9 – 793.5
	н. к.	°С
	10%	°С
	50%	°С
	90%	°С
	95%	°С
	к. к.	°С
Температура, кристаллизации	°С	21
Температура, застывания	°С	17.5
Массовая доля серы	%	0.05
Содержание ароматических углеводородов при использовании сернокислотной очистки, н/б	% масс	0.53
Содержание ароматических углеводородов без использования сернокислотной очистки, н/б	% масс	2.0
Содержание парафина при использовании сернокислотной очистки, н/м	% масс	95.0
Содержание ароматических углеводородов без использования сернокислотной очистки, н/м	% масс	85.0

6. Объемы хранения сырья, полуфабрикатов, продукции

В **Таблице 19**, а также во всех последующих таблицах, которые связаны со временем работы установок, принимается рабочий пробег оборудования 330 дней, что позволяет иметь, как минимум пятидневный запас по производительности.

Парк хранения прямогонного мазута предусмотрен на генеральном плане, на тот случай, если строительство Мини – НПЗ будет производиться в два этапа. На первом этапе АТ + ДК, сероочистка и аналог Мерокс, на втором этапе УЗК + ТК.

Хранение легких дистиллятов с процессов ТК и УЗК предусмотрено под азотной подушкой с давлением 0,5 бар, для исключения добавок ингибиторов окисления.

Хранение щелочи, аминов, карбамида, ИПС предусматривается в границах соответствующих установок.

Таблица 19

Объемы хранения сырья, основных полуфабрикатов и готовой продукции.

Наименование	Плотность, кг/м ³	Тонн/сут	Хранение, сут	Объем, м ³	Тип хранения, м ³
Сырье и продукция					
Нефть	822.50	757.58	30	27,631.94	Резервуары 3*10.000 м ³
Мазут прямогонный, 370°С+	970.00	250.00	40	10,309.28	Резервуары 4*3.000 м ³ обогреваемые
Фракция 150-370°С Депарафинат	838.00	428.84	30	15,352.34	Резервуары 3*5000 м ³
Фракция 32 -150°С	724.50	210.59	30	8,720.21	Резервуары 3*3000 м ³
Парафин нефтяной	783.70	23.62	15	452.09	Емкости 2*250 м ³ обогреваемые
Фракция С3-С4 (С5), 15-32°С	568.20	28.40	5	249.90	Емкости 2*150 м ³
Сера, гранулированная		1.92			Открытая площадка хранения
Кокс электродный		23.62			Открытая площадка хранения
Химикаты и реагенты					
Карбамид					
Изопропиловый спирт					
Полуфабрикаты					
Фракция 150- 220 (240)°С	775.50	192.64	4	993.63	Резервуары 2*500 м ³
Фракция 220 (240)-370°С	838.50	262.45	4	1,251.98	Резервуары 1*500 + 1*1000м ³
Бензин и дизель ТК и УЗК	800.00	178.98	1	223.72	Емкости 2*100 м ³

Хранение нефти, мазута, дизельных и бензиновых фракций, производится в вертикальных стальных резервуарах, тип которых уточняется на основании **СТО 0048-2005** «Резервуары вертикальные, цилиндрические, стальные для хранения жидких продуктов. Правила проектирования»

<http://www.gosthelp.ru/text/STO00482005Rezervuaryvert.html>

Хранение карбамида ГОСТ 2081—2010. Принимая во внимание, что потребность в данном продукте очень небольшая, рекомендуется:

- производить закупку карбамида в специальных контейнерах производителя весом до 1 тонны или бумажных мешках весом 20,50 кг;
- хранение осуществлять под навесом, с ветрозащитными панелями для исключения попадания снега и дождя.

Хранения нефтяного кокса, производится на открытых бетонированных площадках, с дренажом всех видов сточных вод в бассейн приема кокса и воды после резки, что и описано в **Главе 4** для УЗК. Площадка одновременно служит и площадкой отгрузки кокса в автотранспорт, для исключения пыления при отгрузке в летнее время, используется водяное орошение, в зимнее время для исключения смерзания кокс смачивается тяжелым дизелем, например, ТДК. В случае выпуска электродных марок кокса использованием компонентов, которые подробно изложено в **Главах 3 и 10** для УЗК, хранение, упаковка и отгрузка согласовываются с покупателем.

Хранение парафина нефтяного, производится в емкостях, которые должны быть обеспечены внешним электро – или паровым обогревом корпуса резервуара, по нормам и правилам мелкооптовых складов химической продукции, так как объемы хранения и отгрузки не значительны, данные склады проектируются по существующим нормам РФ.

Хранения серы гранулированной или комовой, производится на открытых бетонированных площадках, с дренажом всех видов сточных вод в ХЗК. Площадка одновременно служит и площадкой отгрузки серы в автотранспорт, для исключения пыления, при отгрузке в летнее время, используется водяное орошение. В случае выпуска гранулированной серы упаковка и хранение производится в биг-бэгах.

7. Расходы энергоресурсов, реагентов по процессам и заводу в целом

Таблица 20

Удельные нормы расхода энергоресурсов

Наименование	Ед. измерения	Удельный расход на 1 тонну сырья
Установка АТ, атмосферная перегонка		
Электроэнергия	кВтч/т	
Оборотная вода	м ³ /т	
Природный газ, как топливо	т/т	
Пар, потребление 35 бар	т/т	
Пар, потребление 14 бар	т/т	
Пар, потребление 4 бар	т/т	
Воздух КИП	Нм ³ /т	
Деминерализованная вода	м ³ /т	

Пар, производство 35 бар	т/т	
Пар, производство 14 бар	т/т	
Пар, производство 4 бар	т/т	
Количество сточных вод	м3/т	
Установка ДК, карбамидная депарафинизация		
Электроэнергия	кВтч/т	
Оборотная вода	м3/т	
Природный газ, как топливо	т/т	
Пар, потребление 35 бар	т/т	
Пар, потребление 14 бар	т/т	
Пар, потребление 4 бар	т/т	
Воздух КИП	Нм3/т	
Деминерализованная вода	м3/т	
Захоложенная вода	м3/т	
Пар, производство 35 бар	т/т	
Пар, производство 14 бар	т/т	
Пар, производство 4 бар	т/т	
Количество сточных вод	м3/т	
Установка ТК, термический крекинг		
Электроэнергия	кВтч/т	
Оборотная вода	м3/т	
Природный газ, как топливо	т/т	
Пар, потребление 35 бар	т/т	
Пар, потребление 14 бар	т/т	
Пар, потребление 4 бар	т/т	
Воздух КИП	Нм3/т	
Деминерализованная вода	м3/т	
Пар, производство 35 бар	т/т	
Пар, производство 14 бар	т/т	
Пар, производство 4 бар	т/т	
Количество сточных вод	м3/т	
Установка УЗК, замедленное коксование		
Электроэнергия	кВтч/т	
Оборотная вода	м3/т	
Природный газ, как топливо	т/т	
Пар, потребление 35 бар	т/т	
Пар, потребление 14 бар	т/т	
Пар, потребление 4 бар	т/т	
Воздух КИП	Нм3/т	
Деминерализованная вода	м3/т	
Пар, производство 35 бар	т/т	
Пар, производство 14 бар	т/т	
Пар, производство 4 бар	т/т	
Количество сточных вод	м3/т	
Установка MEROX, щелочная очистка газов		
Электроэнергия	кВтч/т	

Оборотная вода	м3/т	
Природный газ, как топливо	т/т	
Пар, потребление 35 бар	т/т	
Пар, потребление 14 бар	т/т	
Пар, потребление 4 бар	т/т	
Воздух КИП	Нм3/т	
Деминерализованная вода	м3/т	
Пар, производство 35 бар	т/т	
Пар, производство 14 бар	т/т	
Пар, производство 4 бар	т/т	
Количество сточных вод	м3/т	
Установка CrystaSulf, очистка газов от серы		
Электроэнергия	кВтч/т	
Оборотная вода	м3/т	
Природный газ, как топливо	т/т	
Пар, потребление 35 бар	т/т	
Пар, потребление 14 бар	т/т	
Пар, потребление 4 бар	т/т	
Воздух КИП	Нм3/т	
Деминерализованная вода	м3/т	
Пар, производство 35 бар	т/т	
Пар, производство 14 бар	т/т	
Пар, производство 4 бар	т/т	
Количество сточных вод	м3/т	

Таблица 21.

Удельные нормы расхода реагентов		
Наименование	Ед измерения	Удельный расход на 1 тонну сырья
Установка АТ, атмосферная перегонка		
Натр едкий, 45%	кг/т	
Ингибиторы коррозии колонн	кг/т	
Ингибиторы коррозии печей	кг/т	
Деэмульгатор	кг/т	
Натр едкий, 45%	кг/т	
Установка ДК, карбамидная депарафинизация		
Карбамид	кг/т	
Спирт изопропиловый	кг/т	
Фракция 160-205 (150-240)°С	кг/т	
Установка ТК, термический крекинг		
Ингибиторы коррозии колонн	кг/т	
Ингибиторы коррозии печей	кг/т	
Установка УЗК, замедленное коксование		
Антивспениватель	кг/т	
Ингибиторы коррозии колонн	кг/т	

Ингибиторы коррозии печей	кг/т	
Установка MEROX, щелочная очистка газов		
Натр едкий, 45%	кг/т	
Катализатор	кг/т	
Установка CrystaSulf, очистка газов от серы		
Алкилированные полифенилы	кг/т серы	250\$ на тонну вырабатываемой серы
SO ₂	кг/т серы	
Третичные амины	кг/т серы	

В **Таблице 22** приведены сводные расходы энергоресурсов по каждой установке и по заводу в целом и расчета работы 330 дней, 7920 часов.

Таблица 22

В **Таблице 23** приведены сводные расходы химикатов и реагентов по каждой установке и по заводу в целом и расчета работы 330 дней, 7920 часов.

Таблица 23.

8. Состав ОЗХ завода, с учетом качества и количества энергоресурсов площадки строительства

Для определения достаточности энергоресурсов, предоставляемых // в соответствии с потребностями Мини – НПЗ, Заказчиком, составлено **Приложение 3**, из которого, при его сравнении с **Таблицей 22**, следует:

- **электрическая мощность** среднего напряжения, Предоставляемая мощность 4 МВт недостаточна для потребности 6 МВт завода. Предлагается, использовать ТП высокого напряжения для обеспечения потребностей завода по среднему и низкому напряжению. Следует учитывать, что цена высокого напряжения для потребителя существенно ниже, чем среднего, а тем более низкого.

- **пар водяной** 10,9 ÷ 12,1 бар, что вполне достаточно для замены потребности завода в водяном паре с давлением 15 бар. Отсутствие пара с давлением 4 бар, будет компенсировано редуцированием пара 15 бар, что необходимо учесть в ТЗ на генеральное проектирование. Отсутствие пара 35 бар критично для процессов УЗК и ТК, что необходимо учесть в ТЗ на базовое проектирование этих процессов.

- **вода обессоленная**, отсутствует на границе площадки, ближайшее место подключения в 2000 метрах, что, конечно же, не дает ни каких гарантий на работу трубопровода

в зимнее время. Предлагается, использовать одну собственную станцию на 50 м³/час по обессоливанию воды, что необходимо учесть в ТЗ на генеральное проектирование.

- **вода деминерализованная**, отсутствует на границе площадки, ближайшее место подключения в 2000 метрах, что, конечно же, не дает ни каких гарантий на работу трубопровода в зимнее время. Предлагается, учесть в ТЗ на генеральное проектирование, после того, как Заказчик примет решение о генерации пара или покупке его со стороны (см. последний абзац этой главы).

- **вода захолаженная**, отсутствует на границе площадки. Предлагается, использовать две (рабочую и резервную) собственные станции по 60 м³/час каждая, по захолаживанию воды, что необходимо учесть в ТЗ на генеральное проектирование.

- **возврат конденсата водяного пара**, следует изначально исключить внешних коммуникаций, так как требования по качеству предъявляемые //////////// не выполнимы для Мини – НПЗ. Предлагается, использовать весь конденсат водяного пара в компенсацию собственной потребности по обессоленной воде, которой потребуются значительное количество, например, на процесс ДК, что необходимо учесть в ТЗ на генеральное проектирование.

- **возврат сточных вод**, требования по качеству предъявляемые //////////// выполнимы для Мини – НПЗ, тем не менее, на стадии генерального проектирования и объектов ОЗХ, возможно, потребуются строительство нефтеловушки модульного исполнения с очень небольшими капитальными затратами.

Из **Таблицы 22** следует, что выработка конденсата водяного пара будет составлять 90 – 95% от количества потребляемого пара:

$$90\% \cdot (2000 + 75400 + 119000) = 176.700 \text{ тонн в год или } 22.3 \text{ тонн/час}$$

Потребность в обессоленной воде составляет 378.000 тонн в год или 47.7 тонн/час, как было указано выше, часть потребности в обессоленной воде компенсируется конденсатом водяного пара: $47.7 - 22.3 = 25.4$ тонн/час это и есть потребность завода в обессоленной воде. Для производства собственного пара требуются 10.4 тонн/час обессоленной воды (узел деминерализации, как правило, идет в комплекте с парогенератором), а оставшиеся 15 тонн/час требуются на технологические нужды процесса ДК, потребностью на АТ и CrustaSulf можно пренебречь.

Потребность в водяном паре составляет 196.400 тонн в год, без собственного производства или $196.400 - 82.758 = 113.642$ при использовании собственной генерации пара на процессах ТК и УЗК. Собственная генерация пара дает $82.758 / 196.400 = 42\%$ от общей потребности пара.

Внимание! Как уже указывалось в **Главе 4** об утилизации тепла и производстве пара в процессах ТК и УЗК а также, балансы этой главы показывают, что Заказчику надо определить собственную экономику при покупке водяного пара со стороны в объеме 100% или 58%. В **Приложении 3** // показал гарантированную подачу пара 20 т/час, в то время как потребление Мини – НПЗ без собственной генерации пара составляет $196.400/7920=24.7$ т/час. Решение должно быть принято до стадии базового и генерального проектирования, так как является неотъемлемой частью ТЗ на проектирование.

9. Генеральный план. Площади застройки

В **Приложении 4** показан генеральный план Мини – НПЗ в масштабе 1:1000, который включает в себя:

- административное здание и лабораторию;
- механические мастерские текущего ремонта;
- операторную управления технологическими процессами;
- ж/д эстакаду слива – налива на 60 вагонов, для слива нефти и налива мазута, при ж/д отгрузке легких нефтепродуктов на стадии проектирования ОЗХ это должно быть включено в ТЗ;
- автомобильную рампу налива светлых нефтепродуктов на 8 автоцистерн;
- площадки хранения и отгрузки серы и кокса в автотранспорт;
- станция приготовления обессоленной и захлажденной воды;
- хранение и перекачка конденсата водяного пара;
- установка АТ и щелочная очистка газов, аналог Mercox;
- установка карбамидной депарафинизации с учетом мест хранения карбамида, изопропилового спирта, парафина, а также узла блендирования дизельных фракций;
- установка термического крекинга;
- установка замедленного коксования с учетом узла фильтрации и декантирования воды для резки кокса;
- установка сероочистки газов, предположительно CrystaSulf;
- парк хранения нефти и мазута;
- парк хранения прямогонной нефти;
- емкости промежуточного хранения под азотной подушкой бензиновых и дизельных фракции ТК и УЗК;
- буферные емкости хранения фракции 15 – 32°C;
- парк хранения дизельных фракций, в том числе и депарафинированных.

Генеральный план, выполнен на основе общего плана земельного участка предоставленного администрацией технопарка и плана по участку №3 планируемого как площадка строительства Мини – НПЗ. Все технологические установки показаны на генеральном плане в масштабе 1:1000, в площадь застроек установок включены и противопожарные разрывы. Свободное место на генеральном плане оставлено согласно ТЗ Заказчика под возможное развитие площадки, что подробно изложено в **Главе 4.1**.

10. Этапы строительства и пуска, возможные варианты

В **Таблице 24** приведен расчет Индекса Нельсона завода при его балансовой нагрузке только на нефти и с учетом дополнительного сырья для УЗК, например:

- тяжелый газойль Каткрекинга;
- каменноугольные пеки;
- тяжелая полиароматика коксохимических процессов;
- остатки маслянных экстрактов;
- остатки гидрокрекинга;
- малосернистые вакуумные остатки;
- малосернистые мазуты, до 1% серы;
- тяжелая смола пиролиза.

Использование дополнительного сырья в количестве 30 – 40 тыс. тонн в год улучшит качество получаемого кокса, что существенно отразится на его цене.

Таблица 24

Коэффициент Нельсона по этапам строительства при балансовой загрузке

Процессы	Мощность, т.т/год	Коэффициент на процесс	Расчет
Атмосферная перегонка	250.00	1.00	1.00
Вакуумная перегонка	0	1.30	
Коксование	51.95	7.50	1.56
Термокрекинг/Висбрекинг	95.50	2.75	1.05
Каталитический крекинг	0	6.00	
Каталитический риформинг	0	5.00	
Гидрокрекинг	0	8.00	
Гидроочистка	0	2.50	
Алкилирование	0	10.00	
Олигомеризация/димеризация	0	10.00	
Производство ароматики	0	20.00	
Изомеризация	0	3.00	
Производство масел	0	60.00	
Производство оксигенатов	0	19.00	
Производство серы	0.63	240.00	0.61
Производство битума	0	1.50	
Депарафинизация	86.61	1.50	0.52
Деасфальтизация	0	3.00	
Производство асфальта	0	2.00	

Индекс Нельсона

4.74

Коэффициент Нельсона по этапам строительства при дополнительном сырье коксования

Процессы	Мощность, т.т/год	Коэффициент на процесс	Расчет
Атмосферная перегонка	250.00	1.00	1.00
Вакуумная перегонка	0	1.30	
Коксование	100.00	7.50	3.00
Термокрекинг/Висбрекинг	100.00	2.75	1.10
Каталитический крекинг	0	6.00	
Каталитический риформинг	0	5.00	
Гидрокрекинг	0	8.00	
Гидроочистка	0	2.50	
Алкилирование	0	10.00	
Олигомеризация/димеризация	0	10.00	
Производство ароматики	0	20.00	
Изомеризация	0	3.00	
Производство масел	0	60.00	
Производство оксигенатов	0	19.00	
Производство серы	1.00	240.00	0.96
Производство битума	0	1.50	
Депарафинизация	100.00	1.50	0.60
Деасфальтизация	0	3.00	
Производство асфальта	0	2.00	
Индекс Нельсона			6.66

Завод состоит из модульных установок, к которым относятся: АТ и сероочистка факельных газов. Проектирование и строительство этих установок относится к первому этапу. В состав установки АТ, как было отмечено в **Главах 3 и 4**, включается щелочная очистка аналог MEROX, если фракция 15 – 32°C будет реализовываться на //////////////// таким образом, MEROX также относится к первому этапу.

Депарафинизация газойлей, процесс CODRU, в виду не значительных капитальных затрат на строительство, также вполне вписывается в первый этап строительства, учитывая, что процесс является новым и создан как реплика прошлых технологий, затраты времени на наладку будут несколько большими, чем на процесс АТ.

Почему установки по сероочистке факельных газов и щелочной очистки фракции 15 – 32°C, необходимо включать в первую очередь строительства? Сброс серосодержащих газов на факел //////////////// конечно же, не будет согласован, а при использовании их в собственной сети без сероочистки повлечет за собой претензии со стороны экологов по завышению SOx в дымовых газах. Аналогичная ситуация возникает и с процессом MEROX, если фракция 15 – 32°C будет передаваться на //////////////// она должна быть очищена. Если, эта фракция, будет использована в собственной топливной сети, то она тоже должна быть очищена от серы, а при использовании их в собственной сети, повлечет за собой претензии со стороны экологов по завышению SOx в дымовых газах.

Именно поэтому, включение в состав установок первой очереди сероочистки факельных газов и щелочной очистки фракции 15 – 32°С является необходимостью, если Мини – НПЗ располагается в пределах технопарка //////////////// С другой стороны, наличие всех ресурсов ОЗХ без необходимости их строительства, наверное, существенно более весомый аргумент, чем вынужденное строительство двух не больших установок.

Установки замедленного коксования и термического крекинга, в любом случае являются процессами второго этапа, даже если строительство ТК и УЗК начнется одновременно с АТ и ДК, начало пусковых работ по второму этапу начнется, как минимум спустя 6 месяцев после получения первой продукции от первичных процессов. Как следует из описания процессов и конфигурации завода в целом, установка ТК это не более чем облагораживание (повышение коксуемости) тяжелого дизеля коксования, рецикл ТДК в процесс коксования не возможен. Реализация ТДК, как самостоятельного продукта, противоречит основной идеи Мини – НПЗ с глубокой переработкой и выходом темных продуктов 0%.

Именно поэтому, строительство и пуск ТК и УЗК должны вестись одновременно, а на оборудовании и трубопроводах по первому этапу строительства должны быть выполнены соответствующие врезки и установлена запорная арматура с заглушками, для исключения останова первой очереди при пуске второй.

Принятие решения о строительстве второй очереди Мини – НПЗ, при наличии соответствующих врезок, может откладываться сколь угодно долго, т. е. до тех пор, пока реализация прямогонного мазута будет экономически целесообразна. Но до стадии базового проектирования, т. е. до создания генерального плана, необходимо понимать, что расположение установок ТК и УЗК, а также резервуарных парков полуфабрикатов от этих процессов должны быть выделены в отдельную зону, что повлечет за собой некоторое увеличение длины трубопроводов, но создаст возможность безопасного ведения механомонтажных и строительных работ. **В настоящем отчете в Главе 9, генеральный план составлен исходя из принципа географического разделения на площадке первого и второго этапов строительства.** Если Заказчик примет иное решение, т.е. об одновременном строительстве по первому и второму этапам, в ТЗ на базовое проектирование этот аспект будет учтен.

11. Капитальные затраты на строительство

В **Таблице 25** приведены стоимость оборудования, а также, затраты на проектирование, строительство и управление в границах каждой из установок входящих в комплекс, это позволит Заказчику формировать оценку стоимости по этапам строительства,

как это и предложено в **Главе 9**. Затраты включают: площадки хранения указанные в **Главе 6** и ramпы приема и отгрузки, системы пожаротушения, сигнализации и связи, все коммуникации между установками, а также коммуникации на границе Мини – НПЗ, которые требуются для подключения к сетям //////////////

Таблица 25

Наименование статей затрат	Технологические установки входящие в комплекс					
	АТ	ДК	ТК	УЗК	Merox	CrystaSulf
Основное оборудование в границах установки, без ОЗХ						
Монтаж основного оборудования						
Системы управления, инструменты и КиП (материалы и монтаж)						
Трубопроводы (материалы и монтаж)						
Электрические системы (материалы и монтаж)						
Здания и сооружения (включая надзор)						
Благоустройство, дороги, площадки						
Итого основные расходы						
Инжиниринг (базовый, детальный, генеральный, возможно лицензии)						
Строительные конструкции и эстакады						
Управление строительством и юридические услуги						
Не предвиденные расходы						
Итого косвенные расходы						
Всего: основные и косвенные						

В **Таблице 26** приведены стоимость строительства резервуарного парка и приобретение отдельных единиц емкостного оборудования, а также, затраты на проектирование, строительство и управление. Затраты включают: системы пожаротушения, сигнализации и связи, все коммуникации между резервуарными парками и установками, а также, коммуникации на границе Мини – НПЗ, которые требуются для подключения к сетям ////////////////. В основу расчетов цены строительства положены данные **Таблицы 19**.

Таблица 26.

Стоимость строительства резервуарного парка и отдельных емкостей хранения.

Наименование	Плотность, кг/м3	Тонн/сут	Хранение, сут	Объем, м3	Тип хранения, м3	Стоимость, евро
Сырье и продукция						
Нефть	822.50	757.58	30	27,631.94	Резервуары 3*10.000 м3	
Мазут прямогонный, 370°С+	970.00	250.00	40	10,309.28	Резервуары 4*3.000 м3 обогреваемые	
Фракция 150-370°С. Депарафинат	838.00	428.84	30	15,352.34	Резервуары 3*5000 м3	
Фракция 32 -150°С	724.50	210.59	30	8,720.21	Резервуары 3*3000 м3	
Парафин нефтяной	783.70	23.62	15	452.09	Емкости 2*250 м3 обогреваемые	
Фракция С3-С4 (С5), 15-32°С	568.20	28.40	5	249.90	Емкости 2*150 м3	
Полуфабрикаты						

Фракция 150- 220 (240)°С	775.50	192.64	4	993.63	Резервуары 2*500 м3	
Фракция 220 (240)-370°С	838.50	262.45	4	1,251.98	Резервуары 1*500 + 1*1000м3	
Бензин и дизель ТК и УЗК	800.00	178.98	1	223.72	Емкости 2*100 м3	
Стоимость в Евро						

Стоимость оборудования одной линии по производству обессоленной воды производительностью 50 м3/час составит: //////////////// евро.

Стоимость оборудования двух машин по производству захлажденной воды производительностью 60 м3/час каждая составит: //////////////// евро.

Таким образом, общая стоимость строительства Мини – НПЗ углубленной переработки составит:

- основного производства, включая прием и отгрузку //////////////// евро;
- резервуарного парка, как основного так и промежуточного //////////////// евро;
- обеспечение обессоленной и захлажденной водой //////////////// евро;

Итого: //////////////// евро включая все затраты по контракту ЕРСМ, вариант, когда Заказчик **«Не делает ничего»**.

Вариант 1. Заказчик не делает ничего;

Вариант 2. Заказчик чем-то управляет;

Вариант 3. Заказчик управляет почти всем;

Вариант 4. Заказчик управляет всем.

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

Каким образом формируется подобная разница в оценки стоимости?

1. В **Таблице 25** основой для расчетов является цена основного оборудования, которая, на данном этапе, принимается с учетом прибыли изготовителя 20 – 30%. Соответственно если при заказе оборудования, удастся, обосновать снижение прибыли, общая стоимость по каждой из установок, также уменьшится из расчета: что снижения цены оборудования на 1 евро ведет к снижению итоговой цены в **Таблице 25** на 2,5 евро.

2. В **Таблице 25** цена за управление строительством, как это и принято на данном этапе проектирования, составляет 15% от цены оборудования, в тоже время, в Главе 14, рекомендуется использовать собственные ресурсы при управлении проектом по ФИДЕК. В этом случае, затраты на управление не превысят 3 – 5%.

3. В **Таблице 25** цены на проектирование, как это и принято на данном этапе, соответствуют не рыночным, а справочным данным, т.е., около 100 евро чел/час. Безусловно,

в РФ имеются расценки соответствующие приведенной, но и достаточное количество опытных проектных организаций, которые работают за 35 – 50 евро чел/час.

4. В **Таблице 26** цена строительства резервуаров, построена по аналогичному принципу, т.е. цена основного оборудования, которая на данном этапе принимается с учетом прибыли изготовителя 20 – 30%

12. Операционные затраты по каждой установке и по заводу в целом

Таблицы 28, 29 составлены на основе расходных норм и потребления, которые приведены в **Таблицах 20, 21, 22, 23**. Цены на энергоресурсы и реагенты предоставлены Заказчиком, но, следует обратить внимание, что цены на энергоресурсы в значительной степени завышены по сравнению, например, с предприятиями Башкирии, сравнительные данные приведены в **Таблице 27**.

Таблица 27

Сравнение цен на энергоресурсы, в рублях			
Энергоресурсы			
Электроэнергия	кВтч		
Оборотная вода	м3		
Захоложенная вода	м3		
Природный газ, как топливо	Нм3		
Пар, потребление 35 бар	т		
Пар, потребление 14 бар	т		
Воздух КИП	Нм3		
Деминерализованная вода	м3		
Пар, производство 35 бар	т		
Пар, производство 14 бар	т		
Пар, производство 4 бар	т		
Топливный газ собственный	т		
Сточные вод	м3		

Значительные расхождения в ценах на электроэнергию, природный газ и самое главное на водяной пар, существенно меняют цену процессинга нефти который показан в **Таблице 30** и составляет ////////////// евро на тонну переработки нефти с учетом рецикла, т.е., на 300 тыс. тонн в год переработки или ////////////// евро за тонну без учета рецикла, т.е. на 250 тыс. тонн в год переработки. В тоже время, если для расчетов использовать цены башкирского промышленного узла, процессинг составляет ////////////// евро за тонну переработки, соответственно.

Внимание! При подобных ценах на водяной пар и природный газ имеет смысл использовать собственную генерацию пара за счет утилизации тепла процесса, фракцию 15 – 32°C задействовать в собственную топливную сеть, а в технологических процессах

ТК и УЗК настраивать режим, таким образом, чтобы сократить прием природного газа со стороны до минимума.

Таблица 28

Таблица 29

Таблица 30

13. Экономическая эффективность завода

В **Таблице 31** показан объем продаж Мини – НПЗ, что совместно с данными процессинга **Таблица 30**, позволяет рассчитать экономическую эффективность завода **Приложение 9**.

Таблица 31

14. Процесс и этапы проектирования и строительства

14.1 Распределение ответственности при проектировании между различными проектными этапами носит формальный характер и больше чем моральную ответственность, вряд ли удастся вменить исполнителю. Именно, поэтому, выбор добросовестных проектантов на каждый проектный этап чрезвычайно важен, поэтому, ответственность исполнителя за предоставляемые данные своего этапа безусловна, потому что они являются основой для следующего этапа проектирования.

Концептуальный инжиниринг. Роль концептуального инжиниринга сводится к следующему:

- продемонстрировать, на конкретных примерах, что Мини – НПЗ, которые, имеют в своем составе процессы переработки темных (кроме битума) не являются уникальными;
- определить конфигурацию процессов переработки темных, которые, сочетали бы в себе: и выполнение желания Заказчика по полному исключению мазута из числа товарных продуктов и капитальные затраты на эти процессы были бы реальны при строительстве Мини – НПЗ;
- 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 Мини – НПЗ в энергоресурсах, реагентах и соответственно, на базе этих данных, дать понимание стоимости процессинга;

- продемонстрировать предварительный генеральный план завода 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 содержит в себе элементы как Feasibility study так и сокращенных ТЭО и ДОН. Нет необходимости разбираться в нюансах терминологии, название этапа «концептуальный» говорит само за себя, разработка философии проекта и его концепция, 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 во всех случаях, как для стандартных проектов, так и для не стандартных, к которым относится данный проект, имеет одну важную особенность: базовый проектировщик подтверждает или не подтверждает возможность реализации в металле всего того, что было заложено на концептуальной стадии проекта. Для не стандартных проектов, при базовом проектировании чрезвычайно важно:

- не копировать аналогичные технологические процесса, а на их основе провести расчеты технологических параметров применительно к планируемой мощности;

- полученные технологические данные по процессам в результате моделирования, обсуждать и подвергать критическому анализу со стороны практикующих технологов или разработчика концептуального инжиниринга, так как в ряде случаев, данные по процессам могут не находится в открытом доступе;

- расчеты не стандартного оборудования и подготовку опросных листов производить в тесной взаимосвязи с изготовителем оборудования;

- компоновку генерального плана и оборудования по установкам производить совместно с разработчиком концептуального инжиниринга;

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

<https://makston-engineering.ru/inzhenernyj-servis/post/bazovye-proekty-mogut-vypolnyat-po-trem-variantam-kotorye-sushchestvenno-razlichayutsya-po-ob-yemu-i-sledovatelno-po-trudozatratam-raznica-po-stoimosti-varianta-1-i-varianta-3-mozhet-dostigat#variant3>

Генеральное проектирование, 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 капитального 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 законами».

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

В ответственность Генерального проектирования входит и получение разрешения 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 Постановлением 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 соответствии с градостроительным планом земельного участка, с обозначением места размещения объекта капитального строительства, подъездов и проходов к нему, границ зон действия публичных сервитутов, объектов археологического наследия;
 - в) схема планировочной организации земельного участка, подтверждающая расположение линейного объекта в пределах красных линий, утвержденных в составе документации 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.

В случае нынешнего проекта на Мини – НПЗ глубокой переработки, более логично, что бы базовое и детальное проектирование было выполнено инжиниринговой компанией, которая имеет подобный опыт для вторичных процессов малых мощностей.

Не следует думать, что финансовая ответственность инжиниринговых компаний, которые выполняют определенные этапы проектирования, в случае ошибки или не верного решения, достаточно велика и покроет 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 в дальнейшем строительные и монтажные организации построят именно так, как будет спроектировано и соответственно оборудование будет закуплено именно то, что предусмотрено проектом.

14.2 Возможность совмещения проектирования, строительства и приобретения оборудования. Размещение Мини – НПЗ в пределах индустриального парка не дает ни каких преференций в отношении смягчения правил на проектирование и строительство, поэтому 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». Что к ним относится?

Строительные работы, для которых достаточно стадии концептуального инжиниринга и проектные решения, для этих работ не связаны с разрешением на строительство и прохождением Государственной экспертизы:

- 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) и проектные решения для этих работ не связаны с разрешением 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 и не связано с разрешением на строительство и прохождением Государственной экспертизы:

- установки ОЗХ, по энергоресурсам, которыми технопарк //////////////// не обеспечивает Мини – НПЗ;
- основные резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов.

График реализации проекта приведенный на **Схеме 6** учитывает все возможности по параллельному ведению проектирования и строительства.

Схема 6.

14.3 Надзор за строительством и проектированием со стороны Заказчика. Наилучшим и самым действенным 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 11 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.

14.4 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 10.**

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

14.5 Рекомендации по выбору проектных организаций. Учитывая, что проект Мини – НПЗ глубокой переработки является в некоторой степени, пионерским, его проектирование логично разделить на три части:

- проектирование и изготовление оборудования АТ;
- базовое проектирование ДК, ТК и УЗК;
- генеральное проектирование.

Количество проектировщиков и изготовителей АТ настолько велико и широко известно, что даже простое перечисление в рамках данного отчета не имеет никакого смысла. Далее в **Таблицах 32, 33** будут фигурировать организации, которым могут быть направлены предложения на участие в тендере по базовому или генеральному проектированию, часть из них могут выступить и в роли проектировщиков и изготовителей АТ, мне кажется, что они сами предложат свои услуги после получения предложения.

В **Таблице 32** приведен перечень проектных организаций, которые, с нашей точки зрения готовы к выполнению базового инжиниринга по установкам ДК, ТК и УЗК.

Таблица 32

Проектные организации для участия в конкурсе на Базовое проектирование	
Компания	Контакты

1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		

В **Таблице 33** приведен перечень проектных организаций, которые, с нашей точки зрения готовы к выполнению Генерального проектирования.

Таблица 33

Проектные организации для участия в конкурсе на Генеральное проектирование		
	Компания	Контакты
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		

Таким образом, даже с учетом того, что роль Генерального проектировщика в данном проекте будет сводиться к написанию формальных, но обязательных глав проекта, его ответственность и роль не следует преуменьшать, так как без его помощи в прохождении экспертизы и получения разрешения на строительство завод построить невозможно.

14.6 Рекомендации по выбору строительного-монтажной организации могут быть выражены буквально в нескольких пунктах:

- опыт в строительстве и монтаже опасных производственных объектов;
- готовность к работе с элементами контракта ФИДЕК т.е. Инженер, Подрядчик, Заказчик вот один из примеров <https://makston-engineering.ru/kontseptualnyy-proyekt-22new>
- готовность работы по «белой или черной книги» учета затрат, но никак не в смешанном черно-белом варианте.

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 Изготовителя Оборудования, 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.