

«Engineering and Consulting PFA Alexander Gadetskiy»

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

MASTER

Discipline: PROCESS: aromatic reforming, benzene, paraxylene, deep catalytic cracking, aromatization of catcracking naphtha, aromatization of butene-pentene fraction

Name: Alexander.gadetskiy@inbox.lv

Sign.

08.03.2015

10.08.2022 ОБНОВЛЕНО



Реконструкция НПЗ топливного профиля на выпуск пропи- лена, бензола и п-ксилола. Иные варианты выполненных ре- конструкций. Концептуальный проект.



Dipl. engineer Alexander Gadetskiy, phone: +40 (748) 148 257; e-mail: alexander.gadetskiy@inbox.lv
Certificate of registration on engineering activities and technical consultations № F4/172/17.02.2014
<https://makston-engineering.ru/>

Содержание

1. Введение.
2. Принципиальная технологическая схема.
3. Материальные балансы по установкам.
4. Расходы энергоресурсов базовые данные для расчета процессинга.
5. Капитальные затраты по модернизации установок.

Приложения:

Приложение 1. Состав нефти к переработке.

Приложение 2. Состав пироконденсата к переработке

Приложение 3. Состав нефти замедленного коксования к переработке

Приложение 4. Состав нефти каталитического крекинга к переработке

Приложение 5. Показатели качества товарной продукции: Дизель Е5, пропилен, п-ксилол, бензол, кокс нефтяной

Приложение 6. VFD схема переработки с материальными потоками.

Приложение 7. PFD схемы переработке для модернизируемых установок

Приложение 8. Блендинг бензинов при переработке мазута без нефти.

Приложение 9. Блендинг дизеля при переработке мазута без нефти.

Сокращения:

КК – каталитический крекинг (FCC или DCC, уточнения по тексту)

УЗК – установка замедленного коксования (DCU)

ГО – гидроочистка (с указанием очищаемого продукта)

ВГО – вакуумный газойль

Введение

Переизбыток бензина в ЕС “Каждый четвертый баррель бензина, произведенного в Европе - лишний” и дорогая нефть, привело к тому, что очень большое количество НПЗ в ЕС было закрыто и демонтировано, количества измеряются десятками.

Большинство было отправлено в металлолом, частично, актуальное оборудование поступало на вторичный рынок, некоторые после демонтажа были перевезены в Африку или на Ближний Восток <https://makston-engineering.ru/kontseptualnyy-proyekt-5>

Некоторые заменили часть нефти на мазут, тем самым сократив выпуск бензинов и увеличив выпуск дизеля. Среди них были и такие, кто произвел полную замену нефти на мазут, т.е. вакуумная разгонка мазутов с последующей переработкой вакуумного газойля (ВГО) на установку КК, а вакуумного остатка на УЗК <https://makston-engineering.ru/kontseptualnyy-proyekt-14>

Заводы, располагавшие комплексами ароматики находившимися на консервации, включали их в работу, тем самым переводили бензиновую составляющую в ароматическую. Конфигурация завода из топливной превращалась в топливно-нефтехимическую с выпуском: ароматических углеводородов C₆-C₈, дизеля и пропилена.

Для получения максимальных количеств ароматики установка КК FCC реконструировалась в КК DCC, бензиновый риформинг переводился в ароматический режим работы, насколько это возможно без реконструкции.

Установки ароматики при расконсервации дополнялись секцией ароматизации фракций C₄-C₄” и C₅-C₅”, а также мягкой ГО для нефти КЗК и КК, которые после этого отправлялись на секцию ароматизации жидких продуктов. На секциях трансалкилирования толуола и изомеризации ксилолов заменялся катализатор, по колонне фракционирования п-ксилола выполнялась реконструкция внутренних устройств.

В качестве дополнительных продуктов. Для увеличения выхода ароматики предусматривается прием пироконденсата с установок пиролиза на олефины, нефти КК и УЗК.

Именно для этой схемы и был выполнен настоящий концептуальный проект.

2. Принципиальная технологическая схема и материальные балансы переработки по каждой установке завода.

2.1 Нефть с параметрами качества отмеченными в **Приложении 1** поступает на завод по трубопроводу, протяженностью 320 км с морского терминала. Учет поступающей нефти ведется в порту, при сливе в резервуары хранения принадлежащие компании выполняющей перекачку нефти и на же собственница трубопровода. Итоговый учет на входе на завод, расходомерный узел также принадлежит компании выполняющей трубо-

проводную транспортировку нефти. Показатели учета транслируются: заводу, т.е покупателю нефти, таможне, налоговой и транспортировщику нефти. Поступающая нефть хранится в пяти обогреваемых резервуарах $3*100.000\text{ м}^3$ и $2*50.000\text{ м}^3$.

2.2 Пироконденсат, с параметрами качества отмеченными в **Приложении 2** поставляется на завод в не обогреваемых ж/д цистернах. Слив пироконденсата производится на вновь построенной эстакаде с 2 стояками слива, которая позволяет принимать до 50 тыс. тонн пироконденсата в год. Пироконденсат, непосредственно из коллектора слива подается в обогреваемый резервуар 10.000 м^3 .

2.3 Нафта КК и УЗК, с параметрами качества отмеченными в **Приложении 3,4** поставляется на завод в не обогреваемых ж/д цистернах. Слив производится на вновь построенной эстакаде с 6 стояками слива, которая позволяет принимать до 250 тыс. тонн того или иного продукта в год. Нафта КК и УЗК, непосредственно из коллектора слива подается в обогреваемые резервуары $5*20.000\text{ м}^3$.

2.4 Дизельное топливо Е5, с параметрами качества отмеченными в **Приложении 5**. Хранение в необогреваемых резервуарах $10*20.000\text{ м}^3$ и $5*10.000\text{ м}^3$. Отгрузка ж/д и автотранспортом.

2.5 Пропилен, с параметрами качества отмеченными в **Приложении 5**. Хранение в сферических резервуарах $12*2.000\text{ м}^3$ и горизонтальные буллиты $5*600\text{ м}^3$. Отгрузка ж/д и автотранспортом.

2.6 п-ксилол, с параметрами качества отмеченными в **Приложении 5**. Хранение в обогреваемых резервуарах $8*20.000\text{ м}^3$ и $8*10.000\text{ м}^3$. Отгрузка ж/д и автотранспортом.

2.7 Бензол, с параметрами качества отмеченными в **Приложении 5**. Хранение в обогреваемых резервуарах $4*10.000\text{ м}^3$ и $4*3.000\text{ м}^3$. Отгрузка ж/д и автотранспортом.

2.8 Кокс нефтяной, с параметрами качества отмеченными в **Приложении 5**. Хранение на открытой площадке. Отгрузка ж/д транспортом.

2.9 Полный комплекс переработка, включая фракционирование нефти и газоразделение показан на BFD **Схеме 1**.

2.9.1 Комплекс по выпуску ароматических соединений – бензол, пара-ксилол, рассматривался, как приоритетный по следующим причинам:

- обеспечение сырьем ограничивается только процессами нефтепереработки
- в качестве сырья используется высокоароматическая нафта и углеводороды C_4-C_5+ с большой долей непредельных, как в жидкой, так и в газовой составляющих
- источником указанного сырья являются процессы глубокого каталитического крекинга (DCC) и замедленного коксования (DCU)

2.9.2 Установка глубокого каталитического крекинга (DCC) с газофракционированием принималась, как основной источник сырья, высокоароматической нефти и углеводородов C₄-C₅+ с большой долей непредельных, как в жидкой, так и в газовой составляющих для выпуска ароматических углеводородов.

2.9.3 Установка замедленного коксования (DCU) с фракционированием рассматривалась, как безальтернативный вариант по следующим причинам:

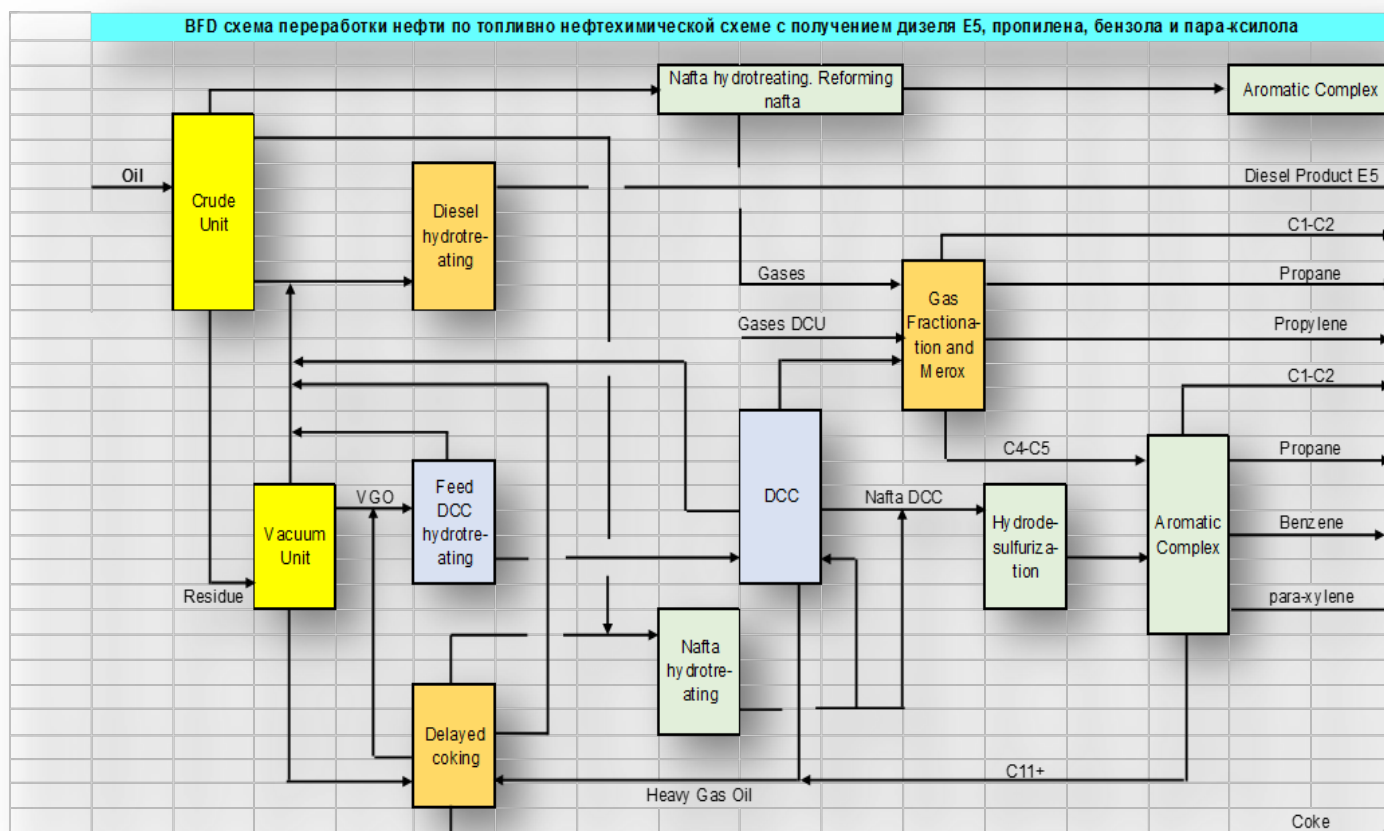
- процесс (DCU) обеспечивает сырье комплекс ароматики, примерно, в соотношении 1/3 относительно процесса (DCC)

- оптимальная возможность переработки фракции нефти 540°C+

2.9.4 На схеме не показана нефть получаемая после экстракции ароматики, весь объем направляется на пиролиз, который находится в составе другого предприятия. В материальных балансах, **Глава 3**, эти количества будут представлены.

Схема с материальными потоками приведена в **Приложении 5**.

Схема 1.



3. Материальные балансы по установкам.

Мы предоставляем рабочую таблицу при этом упускаем или меняем некоторые строки баланса, но оставляем ключевые моменты без изменений, что позволяет понимать **Схему 1**.

Расчёт выхода продукции Rx+Coking			
Наименование	Выход продукции	Тыс. т/год	
Сырая нефть			
Сырая нефть		2200.00	Потери на терминале 0,12%
1. Электрообессоливание (ЭЛОУ)			Потери при сливе с танкера 0,075%
Сырьё	%	Тыс. т/год	
Сырая нефть		2195.71	
Продукты переработки	Выход продукции	Тыс. т/год	
1. Обессоленная нефть			
2. Потери			
Итого	100.00%	2195.71	
2. Атмосферная и вакуумная перегонка			
Сырьё	%	Тыс. т/год	
1. Обессоленная нефть	100.00%	2194.06	После ЭЛОУ
Итого	100.00%	2194.06	
Продукты переработки	%	Тыс. т/год	
1. Легкий фракция (до 65)	3.22%	70.65	На ГФУ
2. Бензиновая фракция (65-185)	13.42%	294.38	На гидроочистку нефти
3. Легкая дизельная фракция (185-330)	23.24%	509.97	На гидроочистку дизельного топлива
5. Вакуумный дистиллят (330-525)	32.57%	714.65	На гидроочистку ВД
6. Вакуумный остаток	26.29%	576.78	На коксование
7. Газ на сероочистку	1.26%	27.65	На выделение серы
Итого	100.00%	2194.06	
3. Гидроочистка прямогонного бензина			
Сырьё	%	Тыс. т/год	
1. Прямогонный бензин	71.62%	294.38	После АТ
2. Бензин коксования	22.79%	93.70	После коксования
4. Бензиновые фракции с гидроочистки дизеля	2.69%	11.05	После гидроочистки дизеля
5. Бензиновая фракция с гидроочистки ВД	1.37%	5.65	После гидроочистки ВД
6. Водородосодержащий газ	1.53%	6.27	Из сети водорода
Итого	100.00%	411.04	
Продукты переработки	%	Тыс. т/год	
1. Нафта гидроочищенная	92.27%	379.27	На риформинг для GT ВТХ
2. Нестабильная легкая фракция	5.59%	22.98	На ГФУ
3. Газ на сероочистку	2.14%	8.80	На выделение серы
Итого	100.00%	411.04	
4. Риформинг на выделение ароматических углеводородов по данным AR			
Сырьё	%	Тыс. т/год	

1. Нафта гидроочищенная	100%	379.27	После гидроочистки
Итого	100.00%	379.27	
Продукты переработки	%	Тыс. т/год	
1. Реформат	78.91%	299.28	На фракционирование ароматики
2. Фракция C2 - C5	9.38%	35.58	На ГФУ
3. Углеводородный газ	8.67%	32.88	В топливную сеть
4. Водородосодержащий газ	3.04%	11.53	В водородную сеть
Итого	100.00%	379.27	
5. Гидроочистка дизельного топлива			
Сырьё	%	Тыс. т/год	
1. Дизельная фракция с АВТ	62.32%	509.97	После АВТ
2. Дизельная фракция с установки каталитического крекинга	10.58%	86.61	После каткрекинга
3. Легкий дизель коксования	25.82%	211.28	После коксования
4. Водородосодержащий газ	1.27%	10.42	Из сети водорода
Итого	100.00%	818.28	
Продукты переработки	%	Тыс. т/год	
1. Очищенное дизельное топливо	96.99%	793.65	Товарное дизтопливо
2. Газ на сероочистку	1.66%	13.58	На производство серы
3. Бензиновые фракции с гидроочистки дизеля	1.35%	11.05	На гидроочистку нефти
Итого	100.00%	818.28	
6. Гидроочистка вакуумного дистиллята			
Сырьё	%	Тыс. т/год	
1. Вакуумный дистиллят	73.35%	714.65	После АВТ
2. Тяжелый дизель коксования	24.82%	241.84	После коксования
3. Водородосодержащий газ	1.83%	17.79	Из сети водорода
Итого	100.00%	974.28	
Продукты переработки	%	Тыс. т/год	
1. Очищенный вакуумный дистиллят	97.69%	951.77	На каткрекинг
2. Газ на сероочистку	1.73%	16.85	На производство серы
3. Бензиновые фракции	0.58%	5.65	На гидроочистку нефти
Итого	100.00%	974.27	
7. Каталитический крекинг DCC			
Сырьё	%	Тыс. т/год	
1. Очищенный вакуумный дистиллят	100%	951.77	После гидроочистки ВД
Продукты переработки	%	Тыс. т/год	
1. C5+ Gasoline (IBP46 - 10%60, 30%77, 90%193 - EP221)	39.00%	371.19	На депентанизацию
2. Light cycle oil (IBP216 - 10% 243, 90%316 - EP338)	9.10%	86.61	На гидроочистку дизельного топлива
3. C2 Minus	5.10%	48.54	Gas Plant
4. Fuel Oil (IBP260 - 10% 343, 90%520 - EP552)	5.20%	49.49	На коксование
5. C3/C4	34.50%	328.36	Gas Plant
6. Кокс выжигаемый	7.10%	67.58	Потери при выжиге
Итого	100.00%	951.77	
7А. Каталитический крекинг DCC (Депентанизация)			

Сырьё	%	Тыс. т/год	
1. Нафта C5-221	100%	371.19	После DCC
Итого	100.00%	371.19	
Продукты переработки	%	Тыс. т/год	
1. Top column, C5 breacdowns			C4/C5 aromatization
i-butane			
3-metil-butene-1			C4=
i-pentane			
1-pentene			C5=
n-pentane			
isoprene			C5=
2-pentene			C5=
pipereleenes			C5=
isoamilene			C5=
cyclopentene			C5=
2. Botom column, naphtha (depentanization)			На получения Ароматики
3+4-metilpenten-1			
2+3-metilpantan			
2,3-dimethylbutene-1			
sum C6 reactive			
sum C6 inert			
n-hexane			
n-pentane			
metilisopentane			
benzene+cyclohexane			
sum C7			
toluene			
ethylbenzene			
sum xylenes			
ethyltoluene			
trimethylbenzene			
C8			
Heavy Aromatics			
Итого	100.00%	371.19	
7A. Каталитический крекинг DCC (Gas Plant)			
Сырьё	%	Тыс. т/год	
1. C2 Minus (DCC)	12.88%	48.54	
2. C3/C4 (DCC)	87.12%	328.36	
Итого	100.00%	376.90	
Продукты переработки	%	Тыс. т/год	
1. Dry Gas Breakdowns (DCC), % от подачи сырья			Ha DGRS
Sulfur hydrogen(H ₂ S)	0.03%	0.29	Ha DGRS
hydrogen(H ₂)	0.11%	1.05	Ha DGRS
methane	1.84%	17.51	Ha DGRS
ethane	1.22%	11.61	Ha DGRS
ethylene	1.90%	18.08	??????????????
2. LPG Breakdowns (DCC), % от подачи сырья			

propylene	14.50%	138.01	На реализацию
propane	2.76%	26.27	На реализацию
Iso-butane			C4/C5 aromatization
n-butane			C4/C5 aromatization
1-butylene			C4/C5 aromatization
Iso-butylene			C4/C5 aromatization
t-2-butylene			C4/C5 aromatization
c-2-butene			C4/C5 aromatization
butadiene			C4/C5 aromatization
Итого	39.66%	377.47	
8. Коксование			
Сырьё	%	Тыс. т/год	
1. Вакуумный остаток	70.98%	576.78	После АВТ
2. Pygas+DCC (C10+ Cut)	6.02%	48.90	48.86
3. Extract heavies	0.38%	3.05	3.05
4. C11 cut (7040)	3.93%	31.90	31.96
5. Fuel Oil DCC	6.08%	49.40	49.49
6. смола пиролиза тяжелая	12.63%	102.60	102.58
7. смола пиролиза тяжелая	0.00%	0.00	0.00
Итого	100.00%	812.63	
Продукты переработки	%	Тыс. т/год	
1. Кокс	23.94%	194.54	На реализацию
2. Бензин коксования (65-205)	11.53%	93.70	На гидроочистку нефти
3. Легкий дизель коксования (180-360)	26.00%	211.28	На гидроочистку ДТ
4. Тяжелый дизель коксования (360-525)	29.76%	241.84	На гидроочистку ВД
5. Жирный газ с сероводородом	8.77%	71.27	На DGRS
hydrogen(H ₂)			На DGRS
Sulfur hydrogen(H ₂ S)			На DGRS
methane			На DGRS
ethane, ethylene			На DGRS
propane, propylene			На FGR
butane			На FGR
i-pentane			На FGR
Итого	100.00%	812.63	
9. FGR			
Сырьё	%	Тыс. т/год	
1. Легкая фракция с установки АВТ	37.57%	70.65	После АВТ
2. Легкая фракция после гидроочистки бензина	12.22%	22.98	После гидроочистки бензинов
3. C2/C5 с установки реформинга	18.92%	35.58	
4. LP off gas (1024) Unit 100	0.46%	0.87	После секции 100
5. Stabilizer off gas (6022) Unit 600	10.73%	20.18	После секции 600
6. C3, C5 cut (6025) Unit 600	0.35%	0.66	После секции 600
7. Газы коксования	19.75%	37.13	После десорбера коксования
Итого	100.00%	188.04	

Продукты переработки	%	Тыс. т/год	
1. Сухой газ	2.84%	5.34	В топливную сеть
2. Пропан	25.11%	47.21	На реализацию
3. Бутан	30.91%	58.12	На реализацию
4. Фракция C5/C6 парафины	41.15%	77.37	
Итого	100.00%	188.04	
11. Производство серы			
Сырьё	%	Тыс. т/год	
1. Газ на сероочистку после АВТ	18.11%	27.65	После АВТ
2. Газ на сероочистку после гидроочистки нефти	5.76%	8.80	После гидроочистки бензина
3. Газ на сероочистку после гидроочистки дизтоплива	8.89%	13.58	После гидроочистки дизеля
4. Газ на сероочистку после ГО ВГО	11.03%	16.85	После гидроочистки ВД
5. Газ на сероочистку после каткрекинга	31.79%	48.54	После каткрекинга
6. Газ на сероочистку после коксования	22.35%	34.13	После коксования
7. Sour off gas (3026, 3018)	2.06%	3.14	После секции 300
Итого	100.00%	152.68	
Продукты переработки	%	Тыс. т/год	
1. Сера	22.03%	33.63	На реализацию
2. Углеродородный газ	77.97%	119.05	В топливную сеть
Итого	100.00%	152.68	
12. Установка по выделению ароматики GT ВТХ			
12A. Unit 100. Selective Hydrotreating			
Сырьё	%	Тыс. т/год	
1. Делпентанизованная нефтя DCC-FEED	64.89%	256.12	
2. Пироконденсат	34.35%	135.60	135.69
2A. Пироконденсат	0.00%	0.00	
3. Водород	0.76%	2.98	
Итого	100.00%	394.70	
Продукты переработки	%	Тыс. т/год	
1. Pygas+DCC (C9 Cut)	14.12%	55.73	
2. Pygas+DCC (C10+ Cut)	12.38%	48.86	
3. Pygas+DCC (C6-C8 Cut)	72.81%	287.38	
4. Отработанный водородосодержащий газ	0.47%	1.86	
5. LP off gas (1024)	0.22%	0.87	
Итого	100.00%	394.70	
12B. Unit 200. GT-VTXPlus			
Сырьё	%	Тыс. т/год	
1. Pygas+DCC (C6-C8 Cut)	99.93%	287.38	
2. Water	0.07%	0.20	
Итого	100.00%	287.58	
Продукты переработки	%	Тыс. т/год	
1. Pygas+DCC Rafinate	50.58%	145.46	
2. Aromatics extract	48.36%	139.08	
3. Extract heavies	1.06%	3.05	

Итого	100.00%	287.58	
12C. Unit 300. Hydrodesulfurization			
Сырьё	%	Тыс. т/год	
1. Aromatics extract	31.86%	139.08	
2. Pygas+DCC (C9 Cut)	12.77%	55.73	
3. Mixed aromatics	54.94%	239.80	
4. Водородосодержащий газ после секции 100	0.43%	1.86	
Итого	100.00%	436.47	
Продукты переработки	%	Тыс. т/год	
1. Stabilizer bottom product (3025)	99.26%	433.25	
2. Sour water	0.02%	0.07	
3. Sour off gas (3026, 3018)	0.72%	3.14	
Итого	100.00%	436.47	
12D. Unit 400. Aromatization			
Сырьё	%	Тыс. т/год	
1. ARO C4-C5 FEED (DCC)	65.79%	279.73	
ARO C4 FEED (DCC)			
ARO C5 FEED (DCC)			
2. Pygas+DCC Raffinate	34.21%	145.46	
3. Фракция C5/C6 парафины (FGR)	0.00%		77.37
4. Фракция C4 после пиролиза	0.00%	0.00	
5. Фракция C5 после пиролиза	0.00%	0.00	0.00
Итого	100.00%	425.19	
Продукты переработки	%	Тыс. т/год	
1. ARO-PRD (жидкие ароматические продукты) (4335)	56.40%	239.80	
2. Dry gas from absorber (4342)	18.38%	78.15	
3. LPG (4324)	24.71%	105.06	На реализацию LPG
4. Кокс выжигаемый	0.51%	2.17	
Итого	100.00%	425.19	
12E. Unit 500. Aromatics extraction&Prost-fractionation			
Сырьё	%	Тыс. т/год	
1. Reformate C6-C7 cut (7006)	29.42%	384.75	
2. Benzene rich imported (5001A)	5.35%	70.00	70.00
3. C7 BT from xelen isom (9030)	4.15%	54.28	
4. Transalkylation stabilizer BTM (6031)	61.07%	798.66	
Итого	100.00%	1307.70	
Продукты переработки	%	Тыс. т/год	
1. Rafinat B. L (5008)	13.79%	180.33	Нафта, на реализацию
2. Benzene product (5052)	16.37%	214.07	Бензол, на реализацию
3. Toluene product (5064)			
4. Toluene product to unit 600 (5065)	69.84%	529.71	
5. Toluene column bottom to xilen splitter (5069)		383.58	
Итого	100.00%	1307.70	
12F. Unit 600. Transalkulation toluene			

Сырьё	%	Тыс. т/год	
1. Toluene product to unit 600 (5066)	64.57%	529.71	
2. C9-C10 aromatics cut. Unit 600 (7035)	35.10%	287.95	
3. Водород (6002)	0.33%	2.74	
Итого	100.00%	820.40	
Продукты переработки	%	Тыс. т/год	
1. Transalkylation stabilizer BTM (6031)	97.35%	798.66	
2. Stabilizer off gas (6022)	2.46%	20.18	
3. Отработанный водородсодержащий газ (6016)	0.11%	0.90	В топливную сеть
4. C3, C5 cut (6025)	0.08%	0.66	
Итого	100.00%	820.40	
12G. Unit 700. Reformate fractionation			
Сырьё	%	Тыс. т/год	
1.Reformate feed	9.74%	299.28	
2. Stabilizer bottom product. Unit 300 (3025)	14.10%	433.25	
3. C8 cut, unit 900 (9035)	63.68%	1957.00	1958.29
4. Toluen column bottom to xilen splitter (5069)	12.48%	383.58	
Итого без рециклов	100.00%	3073.12	
Продукты переработки	%	Тыс. т/год	
1. Reformate C6-C7 cut (7006)	12.52%	384.75	
2. Mixed xilene cut. Unit 800 (7020)	77.07%	2368.45	
3. C9-C10 aromatics cut. Unit 600 (7035)	9.37%	287.95	
4. C11 cut (7040)	1.04%	31.96	
Итого без рециклов	100.00%	3073.12	
12H. Unit 800. Px cristalization			
Сырьё	%	Тыс. т/год	
1. Mixed xilene cut. Unit 800 (7020)=(8001)	100.00%	2368.45	
Итого	100.00%	2368.45	
Продукты переработки	%	Тыс. т/год	
1. Filtrate (8035)	85.92%	2034.97	
2. Px product (8030) (14.07%)	14.08%	333.48	Параксиллол на реализацию
Итого	100.00%	2368.45	
12H. Unit 900. Xylene isomerization			
Сырьё	%	Тыс. т/год	
1. Filtrate Px cristalization (8035)=(9001)	99.91%	2034.97	
2. Водород	0.09%	1.83	
Итого	100.00%	2036.81	
Продукты переработки	%	Тыс. т/год	
1. C8 cut, unit 700 (9035)	96.15%	1958.29	
2. C7 BT from xelen isom (9030)	2.67%	54.28	
3. Isom stabilizer off gas (9019)+(9010)	1.19%	24.24	
Итого	100.00%	2036.81	

Сырье для пиролиза			
1. Нафта для пиролиза после фракционирования ароматики		260.75	Нафта на пиролиз
2. Дизель для пиролиза		470.00	Дизель на пиролиз
2. Дизель для пиролиза		0.00	
Всего сырье для пиролиза		730.75	
Компаундирование Дизеля			
Сырьё, тыс тонн	Выход продукции	По блок-схеме	
Дизельное топливо после гидроочистки		323.65	
Биодизель			
Аддитивы на дизель			
Всего дизтопливо		340.12	Дизельное топливо на реализацию
Индивидуальные сжиженные газы			
Сырьё, тыс тонн	Выход продукции	По блок-схеме	
Пропилен		138.01	Пропилен на реализацию
Пропан после ГФУ		73.48	Пропан на реализацию
Бутан после ГФУ		58.12	Бутан на реализацию
Пропан -бутановая смесь после секции 400		105.06	LPG на реализацию
Всего индивидуальные сжиженные газы без пропилена		236.66	
Сырье и товарные продукты			
Сырье			
Нефть		2,200.00	
Пироконденсат		135.60	
Тяжелая смола пиролиза		102.60	
Ароматический концентрат		70.00	
Водород			
Биодизель			
Вода деминерализованная			
Итого			
Продукция и потери			
Сырье для пиролиза (нафта + дизель)		730.75	На реализацию
Дизельное топливо		340.12	На реализацию
LPG		236.66	На реализацию
Фракция C5/C6		0.00	На реализацию
Кокс		194.54	На реализацию
Газ в топливную сеть, собственные нужды			
Сера		33.63	На реализацию
Пропилен		138.01	На реализацию
Бензол		214.07	На реализацию
Толуол		0.00	На реализацию
Параксиллол		333.48	На реализацию
Выжигаемый кокс секции 400		2.17	
Выжигаемый кокс каткрекинга		67.58	
Итого		2,551.57	

