

**Казанский Федеральный Университет**

**Кафедра: Технологии нефти, газа и углеродных материалов**

**Kazan Federal University.**

**Department of oil & gas technology and carbon materials**

**Разработка поточной схемы и расчёт товарного баланса  
нефтеперерабатывающего завода на примере Ашальчинской  
нефти**

**Installation of development of a flow scheme and calculation of the commodity  
balance of an oil refinery on the example of Ashalcha oil**

**Аббас Халил Билал, Abbas Khalil Bilal <sup>1</sup>**

**Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich <sup>2</sup>**

магистрант кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов<sup>1</sup>

кандидат технических наук, доцент кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов, Член Экспертного совета Российского газового общества (РГО), и.о. руководителя группы «Водородная и альтернативная РГО», профессор РАЕ<sup>2</sup>

E-mail: [abbas-bilal@mail.ru](mailto:abbas-bilal@mail.ru) , [kemalov@mail.ru](mailto:kemalov@mail.ru)

**Аннотация:** В работе подробно изучены характеристики нефти, определены потенциальные содержания нефтепродуктов, шифр нефти. На основе этих данных выбран и обоснован вариант переработки нефти. Определен набор технологических процессов, который обеспечит наиболее рациональную переработку выбранной нефти и получение широкого ассортимента товарной продукции высокого качества, рассчитаны материальные балансы всех технологических установок и товарный баланс НПЗ.

**Цель работы:** дать обоснование варианта переработки нефти, разработать поточную схему и рассчитать товарный баланс нефтеперерабатывающего завода.

**Ключевые слова:** характеристики нефти, материальные балансы, потенциальные содержания нефтепродуктов, шифр нефти, рациональная переработка нефти, получение широкого ассортимента товарной продукции высокого качества.

**Annotation:**

The purpose of the work: to give a rationale for the evolution of oil, develop a flow diagram and calculate the commodity balance of an oil refinery.

The paper describes in detail the characteristics of oil, potential reserves of oil products, oil code. Based on these data, an option for oil refining was selected and justified. A certain set of technological processes, which provides the most mandatory processing of the selected oil and a wide range of high quality products, requires the material balance of all process units and the refinery's commodity balance.

**The purpose of the work:** to provide justification for the oil refining option, to develop a flow chart and calculate the commodity balance of the refinery.

**Keywords:** oil characteristics, material balances, potential oil product contents, oil cipher, rational oil refining, obtaining a wide range of high-quality commercial products.

## Введение

Увеличение глубины переработки нефти – наиболее актуальная проблема в современной нефтепереработке. Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность играет важную роль в экономике любой страны, поэтому развитие данной отрасли и мероприятия по совершенствованию существующих технологий являются чрезвычайно важными. Необходимость развития отрасли обуславливается опережающим ростом потребности в моторных топливах по сравнению с возможностями нефтедобычи.

Особую актуальность на НПЗ в последние годы получили каталитические процессы, предназначенные как для увеличения глубины переработки нефти, так и для получения высококачественных компонентов нефтепродуктов. Основными направлениями развития нефтеперерабатывающих предприятий в настоящее время являются следующие:

- увеличение глубины переработки нефти;
- комплексность переработки нефти и газа;
- безотходность переработки;
- укрупнение технологических объектов и предприятий;
- комбинирование процессов;
- автоматизация и компьютерное управление процессами;
- использование энерго- и ресурсосберегающих технологий и оборудования;
- обеспечение экологичности продукции и действующих производств;
- экологическая и промышленная безопасность производств и т.д.

Исходя из вышеперечисленного можно сказать, что такой комплексный по своим свойствам и составу объект, как нефть, в наше время благодаря грамотному и рациональному подбору методу переработки может обеспечить не только высокие экономические показатели, производства, но и весьма незначительное число не востребуемых побочных продуктов переработки.

## 1. Характеристика исходного сырья

Сырьём проектируемого НПЗ является Ашальчинская нефть, состав и физико-химические свойства которой представлены в таблице 1.

Таблица 1.1 - Состав и физико-химические свойства Ашальчинской нефти

Показатель	Значение
Относительная плотность г/см <sup>3</sup> :	
$\rho_4^0$	0,972
$\rho_4^{20}$	0,956
Кинематическая вязкость, сСт:	
$\nu_0$ , сСт	5570,4
$\nu_{20}$ , сСт	2530
$\nu_{80}$ , сСт	78
Температура застывания, °С:	
с обработкой	-18
без обработки	5
Содержание, %	
серы	4,5
азота	0,28
Коксуемость, %	9
Выход фракций, %:	
до 200 °С	5
до 350 °С	24
Массовая доля ванадия, %	0,02-0,03
никеля	0,002-0,008
Элементный состав:	
С, %	78,4
Н, %	12,25
S, %	4,5
N, %	1,28
O, %	3,57
Молекулярная масса	685

Данные по разгонке (ИТК) нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций представлены на рис. 1.1-1.2. Характеристика остатков представлены на рисунке 1.3.

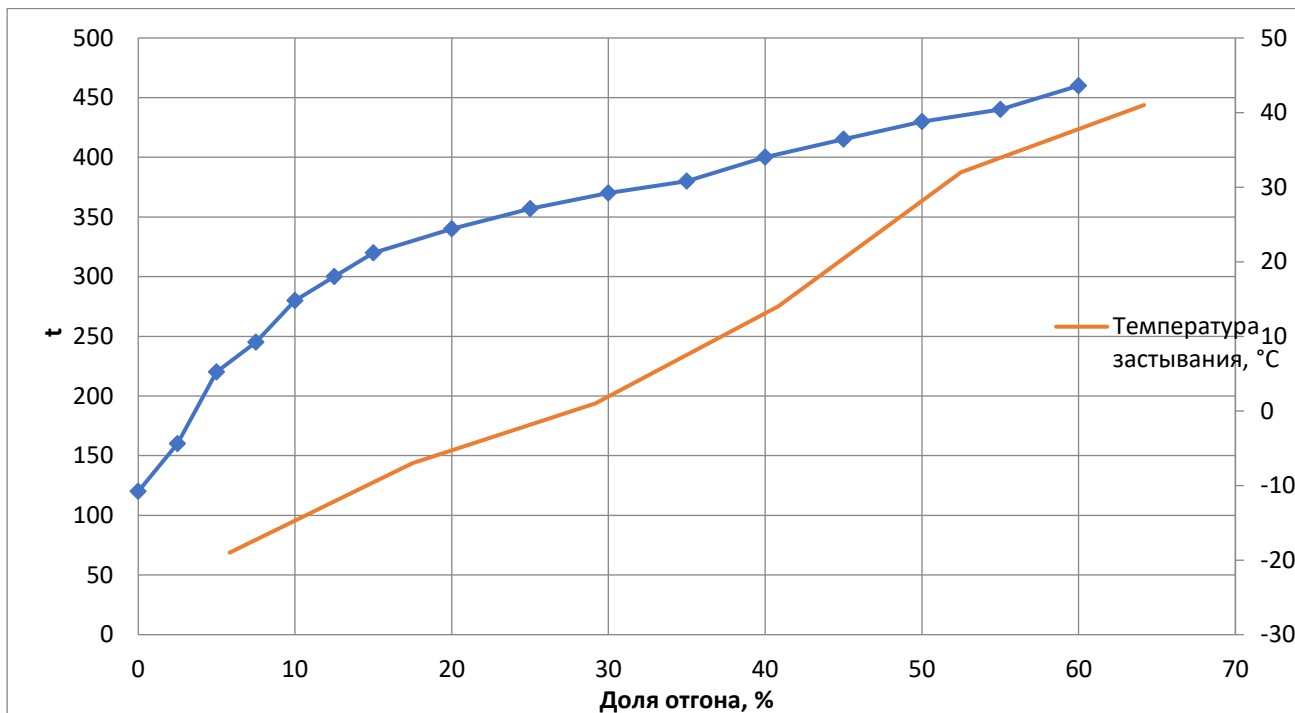


Рис. 1.1 – Графики ИТК и температуры застывания фракций Ашальчинской нефти (при разгонке)

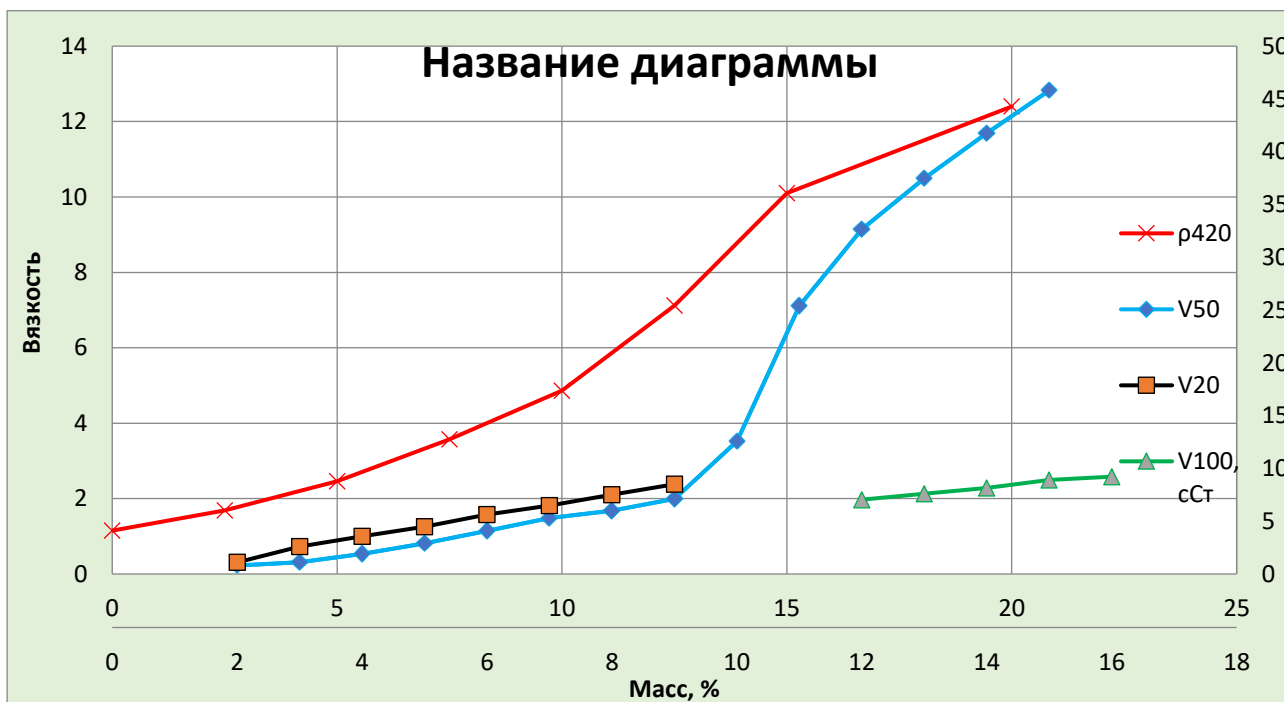


Рис. 1.2 – Графики кинематической вязкости и плотности фракций Ашальчинской нефти в зависимости от температуры в процессе разгонки

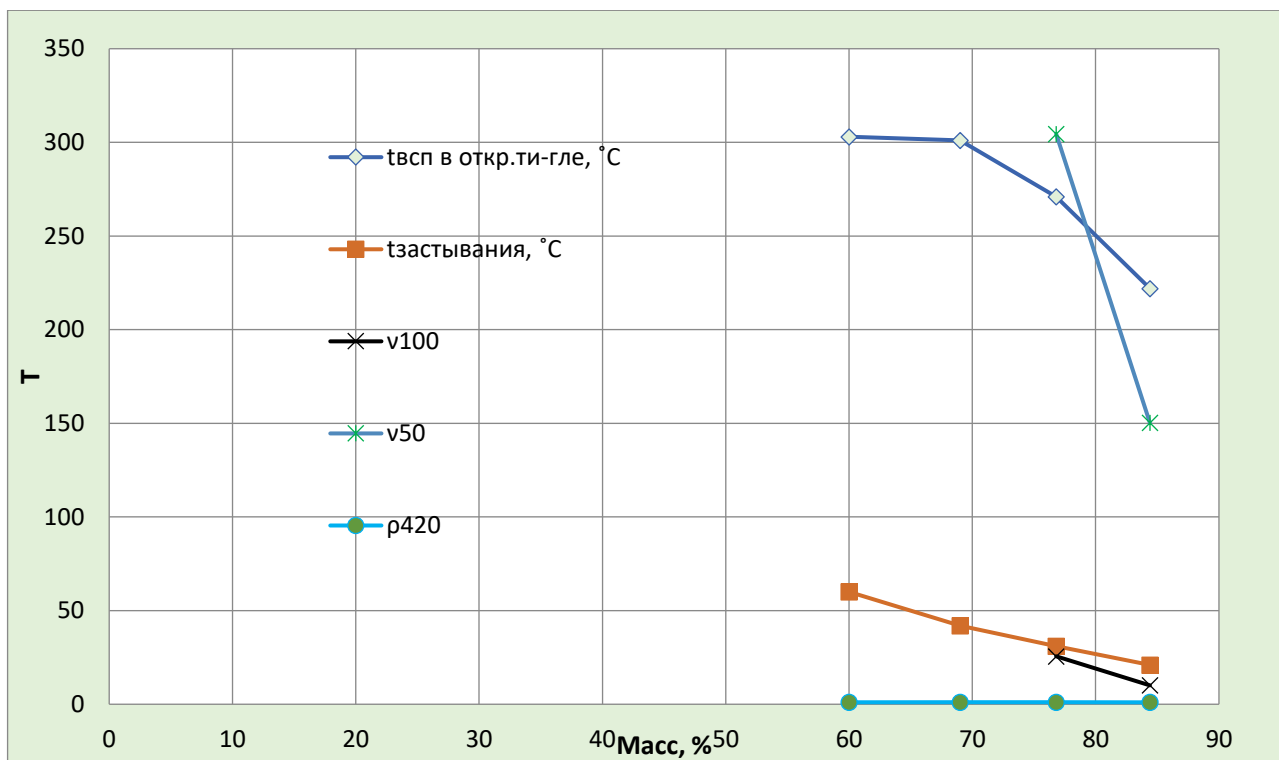


Рис. 1.3 – Кривые качества остатка Ашальчинской нефти

Шифр нефти определяют исходя из технологической классификации, которая основывается на характеристиках, приведенных в таблице 2. Шифр нефти по технологической классификации представлен в таблице 3.

Таблица 1.2 - Характеристика Ашальчинской нефти

Показатель	Значение
Содержание серы, % мас.	4,5
Плотность	0,956
Содержание фракций до 350 <sup>0</sup> С, % мас.	24
Выход базовых масел, % мас.	21,65
Индекс вязкости базовых масел	106
Содержание парафинов в нефти, % мас.	0,4-2,82
Содержание асфальтенов в нефти, % мас.	7,7
Содержание силикагелевых смол, % мас	25,2

Таблица 1.3 - Шифр нефти по технологической классификации

	Класс	Тип	Группа	Подгруппа	Вид
ГОСТ 912-66	Ш	T <sub>3</sub>	M <sub>1</sub>	И <sub>2</sub>	П <sub>1</sub>
ГОСТ Р 51858-2002	IV	4	?	?	?

Таблица 1.4 - Классификация нефтей по их пригодности для производства битумов

Группа	Зависимость между содержанием в нефти асфальтенов, смол и парафинов (в вес. %)	Пригодность нефтей для производства дорожных битумов
I	$A + C - 2,5 \cdot П > 8$	Наиболее пригодные
II	$A + C - 2,5 \cdot П$ от 0 до 8 при $A + C > 6$	Пригодные
III	$A + C - 2,5 \cdot П < 0$ , а также $A + C - 2,5 \cdot П > 0$ , но при $A + C < 0$	Непригодные

Где А – содержание асфальтенов, % мас., С – содержание смол силикагелевых, % мас., П – содержание парафинов, % мас.

$$A + C - 2,5 \cdot П = 7,7 + 25,2 - 2,5 \cdot 0,3 = 32,15$$

Ашальчинская нефть наиболее пригодна для производства битумов.

### Характеристика вырабатываемой продукции

На НПЗ в приоритетном порядке вырабатывается следующая товарная продукция: дизельное топливо зимнее марки 3 (ГОСТ 305-82); индустриальное масло И-20-А и И-40-А (ГОСТ 20799-88); авиационное масло МС-20 (ГОСТ 21743-76); дорожный битум (ГОСТ 33-133); строительный и специальный битумы.

Таблица 2.1 – Показатели дизельного топлива (ГОСТ 305-82)

Наименование показателя	Показатель
Цетановое число, не менее	45
Фракционный состав:	
50% перегоняется при температуре, °С, не выше;	280
95% перегоняется при температуре, °С, не выше;	360
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	1,8-5,0
Температура застывания. °С. Не выше, для климатической зоны:	-35
умеренной	-45
холодной	
Температура помутнения, °С. не выше, для климатической зоны:	-25
умеренной	-35
холодной	
Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С. не ниже:	40
для тепловозных и судовых дизелей и газовых турбин	35
для дизелей общего назначения	
Массовая доля серы. %. не более, в топливе:	0.2
вида I	0.5
вида II	
Массовая доля меркаптановой серы. %. не более	0.01
Содержание сероводорода	отсутствует
Испытание на медной пластинке	выдерживает
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	отсутствие
Концентрация фактических смол, мг на 100 см <sup>3</sup> топлива, не более	30
Кислотность, мг КОН на 100 см <sup>3</sup> топлива, не более	5
Йодное число, г йода на 100 г топлива, не более	6
Зольность, %. не более	0.01
Коксуемость. 10 %-ного остатка. %, не более	0.3
Коэффициент фильтруемости, не более	3
Содержание механических примесей	отсутствуют
Содержание воды	отсутствует
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> , не более	840
Предельная температура фильтруемость. °С, не выше	-



Таблица 2.2 – Показатели индустриального масла (ГОСТ 20799-88)

Наименование показателя	И-20-А	И-40-А
Кинематическая вязкость при 40 °С, мм <sup>2</sup> /с	29-35	61-75
Кислотное число мг КОН на 1 г масла, не более	0,03	0,05
Зольность, %, не более	0,005	0,005
Массовая доля серы в маслах из сернистых нефтей, %, не более	1	1,1
Содержание механических примесей	отсутствие	
Содержание воды	следы	
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> , не более	890	900
Температура застывания °С, не выше	-15	-15
Цвет на колориметре ЦНТ, единицы ЦНТ, не более	2	3
Температура вспышки, определяемая в открытом тигле, °С, не ниже	200	220
Стабильность против окисления: приращение кислотного числа окисленного масла, мг КОН на 1 г масла, не более	0,3	0,4
приращение смол, %, не более	2	3
Содержание растворителей в маслах селективной очистки	отсутствие	
Содержание водорастворимых кислот и щелочей в маслах щелочной очистки	-	-

Таблица 2.3 – Показатели Авиационного масла (ГОСТ 33-133)

	МС-20 высшего сорта
1. Вязкость кинематическая при 100 °С, мм <sup>2</sup> /с (сСт), не менее	20,5
2. Индекс вязкости, не менее	85
3. Коксуемость, %, не более	0,27
4. Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,03
5. Зольность, %, не более	0,003
6. Содержание селективных растворителей	отсутствие
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	отсутствие
8. Содержание механических примесей	отсутствие
9. Содержание воды	отсутствие
10. Температура вспышки, определяемая в открытом тигле, °С, не ниже	270
11. Температура застывания, °С, не выше	-18
12. Цвет на колориметре ЦНТ, единицы ЦНТ, не более	7
13. Термоокислительная стабильность при 250 °С, мин, не менее	18
14. Коррозионность на пластинках из свинца марок С-1 или С-2 по ГОСТ 3778, г/м <sup>2</sup> , не более	18
15. Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup> , не более	0,897

Таблица 2.4 – Показатели битумов нефтяных дорожных вязких (ГОСТ 21743-76)

Наименование показателя	Норма для битума марки									
	БНД 200/300	БНД 130/200	БНД 90/130	БНД 60/90	БНД 40/60	БН 200/300	БН 130/200	БН 90/130	БН 60/90	
	ОКП 02 5612 0115	ОКП 02 5612 0114	ОКП 02 5612 0113	ОКП 02 5612 0112	ОКП 02 5612 0111	ОКП 02 5612 0205	ОКП 02 5612 0204	ОКП 02 5612 0203	ОКП 02 5612 0202	
1. Глубина проникания иглы, 0,1мм:										
при 25 °С	201-300	131-200	91-130	61-90	40-60	201-300	131-200	91-130	60-90	
при 0 °С, не менее	45	35	28	20	13	24	18	15	10	
2. Температура размягчения по кольцу и шару, °С, не ниже	35	40	43	47	51	33	38	41	45	
3. Растяжимость, см, не менее:										
при 25 °С	-	70	65	55	45	-	80	80	70	
при 0°С	20	6,0	4,0	3,5	-	-	-	-	-	
4. Температура хрупкости, °С, не выше	-20	-18	-17	-15	-12	-14	-12	-10	-6	
5. Температура вспышки, °С, не ниже	220	220	230	230	230	220	230	240	240	
6. Изменение температуры размягчения после прогрева/С, не более	7	6	5	5	5	8	7	6	6	
7. Индекс пенетрации	От -1,0 до +1,0					От -1,5 до +1,0				

Таблица 2.5 – Показатели битумов нефтяных строительных (ГОСТ 21743-76)

Наименование показателя	Норма для марки		
	БН 50/50	БН 70/30	БН 90/10
	ОКП 02 5624	ОКП 02 5623	ОКП 02 5622
1. Глубина проникания иглы при 25 °С, 0,1 мм	41-60	21-40	5-20
2. Температура размягчения по кольцу и шару, °С	50-60	70-80	90-105
3. Растяжимость при 25 °С, не менее	40	3,0	1,0
4. Растворимость, %, не менее	99,50	99,50	99,50
5. Изменение массы после прогрева, %, не более	0,50	0,50	0,50
6. Температура вспышки °С, не ниже	230	240	240
7. Массовая доля воды	Следы		

## 2. Обоснование варианта переработки нефти

Для проектируемого НПЗ, исходя из геологических особенностей выбранного месторождения и имеющегося сырья, выбран топливно-масляный вариант переработки нефти, так как потенциальное содержание базовых масел на нефть составляет достаточное количество для производства, например, промышленных масел. Моторное топливо разных категорий также будет востребованным, а широкий спектр видов его производства позволит охватить достаточное число потенциальных потребителей. Глубокая переработка нефти в XXI веке является обязательным условием успешности производства в условиях высокой конкурентности рынка и глобальной экономики.

Ашальчинская нефть является сернистой, поэтому необходимы установки по гидрообессериванию нефтепродуктов, что особенно актуально в связи с введением европейских экологических требований к топливам.

Также, ввиду высокого содержания серы и парафина в нефти, должна быть предусмотрена установка депарафинизации дизельных топлив. Обязательными

при глубокой переработке являются каталитические, термокatalитические и гидрогенизационные процессы, которые позволяют значительно увеличить отбор светлых нефтепродуктов из тяжёлых газойлевых фракций и остатков (мазутов, гудронов).

Выбранный вариант поточной схемы позволит минимизировать потери в процессе переработки нефти и направить побочные продукты на их использование в области, не связанные с активным потреблением топливных мощностей.

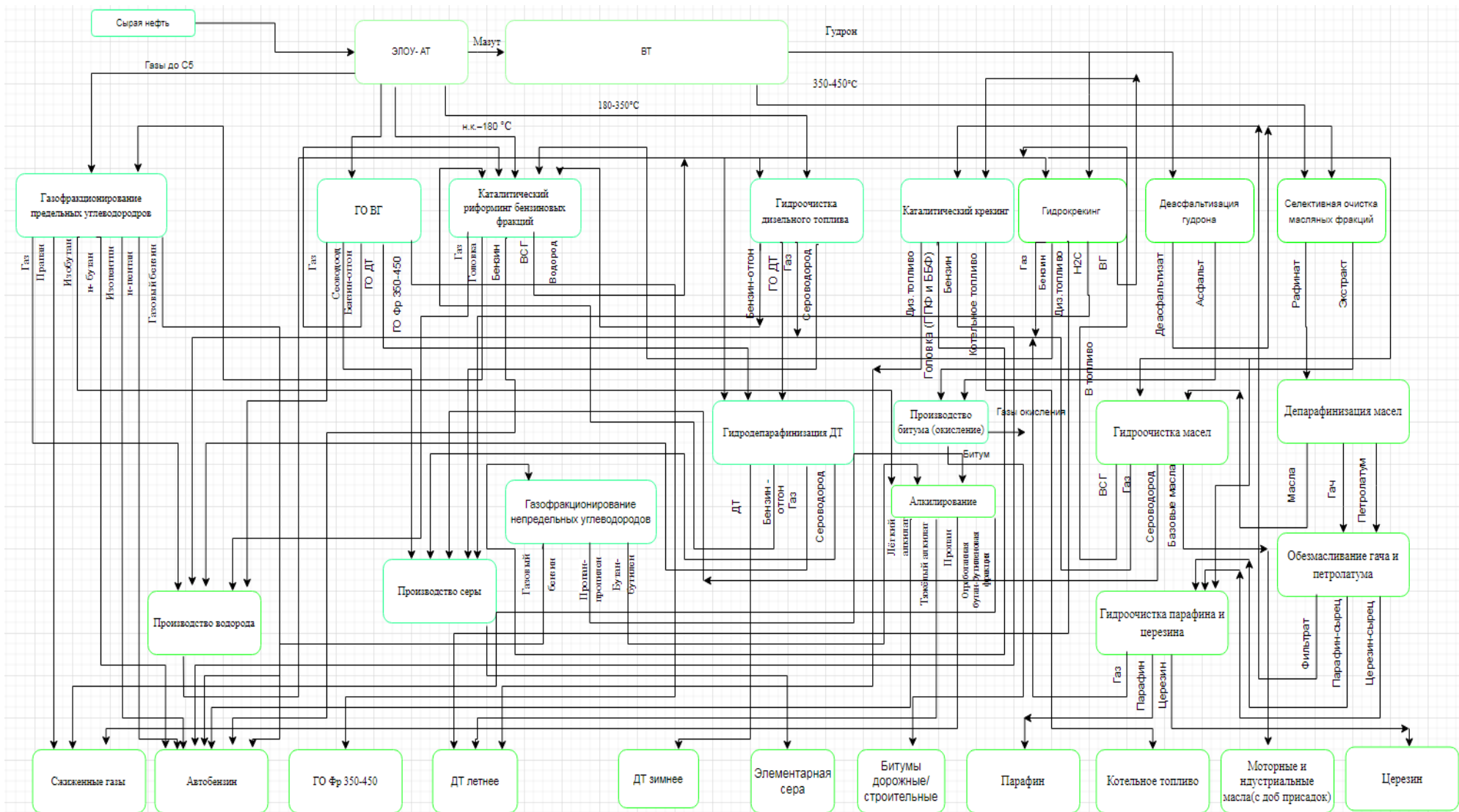


Рисунок 1 – Поточная схема топливно-масляной переработки нефти

### 3. Материальные балансы технологических установок НПЗ

Первичная переработка нефти осуществляется на установке, осуществляющей комбинированное количество процессов. Имеющаяся установка ЭЛОУ-АТ (электрообессоливающая установка атмосферно - вакуумной трубчатки) является головным процессом переработки углеводородов, так как от нее в большей степени зависит дальнейшие количественно-качественные показатели продуктов вторичной переработки. Данная ЭЛОУ-АВТ разделена 2 блока: атмосферный и вакуумный.

Таблица 4.1 – Материальный баланс установки атмосферного блока АВТ

МБ АТ	% мас.	Тыс. т/год	Т/сут	Кг/час
Поступило				
Нефть на АТ	100,00	10000,00	29411,76	1225490,20
В том числе:				
Нефть обессоленная	99,50	9950,00	29264,71	1219362,75
Вода	0,50	50,00	147,06	6127,45
Всего:	100,00	10000,00	29411,76	1225490,20
Получено:				
Газы	0,01	1,00	2,94	122,55
н.к.-180С	3,30	330,00	970,59	40441,18
180-350С	19,20	1920,00	5647,06	235294,12
350-450 С	34,09	3409,00	10026,47	417769,61
Мазут	42,40	4240,00	12470,59	519607,84
Вода	0,50	50,00	147,06	6127,45
Потери	0,50	50,00	147,06	6127,45
Всего:	100,00	10000,00	29411,76	1225490,20

Таблица 4.2 – Материальный баланс установки вакуумного блока АВТ

МБ ВТ	% мас.	% мас. на нефть	Тыс. т/год	кг/час
Поступило				
Мазут	100,00	42,40	4240,00	519607,84
Получено:				
ВГ	37,50	15,90	1590,00	194852,94
Гудрон	61,80	26,20	2620,32	321117,65
Потери	0,70	0,30	29,68	3637,25
Всего:	100,00	42,40	4240,00	519607,84

Имеющаяся в поточной схеме установка гидрокрекинга предназначена для переработки фракций, которые напрямую не пригодны для использования в установках каталитического крекинга.

Таблица 4.3 – Материальный баланс установки гидрокрекинга (ГК)

МБ гидрокрекинга (ГК)	% мас. на сырье	% мас. на нефть	тыс. т/год	Кг/час
Поступило				
Гудрон	100,00	13,10	1310,16	160558,82
ВСГ	3,70	0,48	48,48	5940,68
Всего:	103,70	13,59	1358,64	166499,50
Получено:				
Сероводород	3,40	0,45	44,55	5459,00
Газ	6,95	0,91	91,06	11158,84
Бензин	11,10	1,45	145,43	17822,03
ДТ	32,90	4,31	431,04	52823,85
ВГ	48,85	6,40	640,01	78432,99
Потери	0,50	0,07	6,55	802,79
Всего	103,70	13,59	1358,64	166499,50

Таблица 4.4 – Материальный баланс установки гидроочистки вакуумного газойля (ГО ВГ)



МБ ГО ВГ	% мас. на сырье	% мас. на нефть	тыс. т/год	Кг/час
Поступило				
ВГ с ВТ	60,856585	15,900	1590,00	194852,94
Фракция 350-450	39,143415	10,227	1022,70	125330,88
Водород	0,65	0,001	0,06	7,79
Всего:	100,65	26,13	2612,76	320191,61
Получено:				
Газ	0,50	0,130	12,98	1590,62
Бензин-отгон	1,00	0,260	25,96	3181,24
Сероводород	3,30	0,857	85,66	10498,09
ГО ДТ	9,20	2,388	238,82	29267,39
ГО фр 350-450	86,15	22,364	2236,36	274063,66
Потери	0,50	0,130	12,98	1590,62
Всего	100,65	26,13	2612,76	320191,61

Каталитический крекинг также является базовым и известным процессом глубокой нефтепереработки. Благодаря оптимальным ресурсам использования водорода исходного сырья при частичном выводе углерода и получении преимущественно ароматических и изоалкановых углеводородов он доказал свою эффективность и получил широкое распространение.

Таблица 4.5 – Материальный баланс установки каталитического крекинга (КК)

МБ КК	% мас. на сырье	% мас. на нефть	Тыс. т/год	Кг/час
Поступило				
ВГ	100,00	6,40	640,01	78432,99
Всео:	100,00	6,40	640,01	78432,99
Получено:				
Газ	0,50	0,03	3,20	392,16
ББф	3,50	0,22	22,40	2745,15
ППф	5,00	0,32	32,00	3921,65
Бензин	17,30	1,11	110,72	13568,91
ДТ	42,60	2,73	272,65	33412,45
Легкий газойль	6,90	0,44	44,16	5411,88
Тяжелый газойль	16,70	1,07	106,88	13098,31
Кокс+потери	7,50	0,48	48,00	5882,47
Всего	100,00	6,40	640,01	78432,99

Таблица 4.6 – Материальный баланс установки газодифракционирования непредельных углеводородов (ГФУ НУ)

МБ ГФУ непредельных УВ	% мас. На сырье	% мас. На нефть	Тыс. т/год	Кг/час
Поступило				
Головка с КК(ББФ и ППФ)	100,00	0,544	54,40	6666,80
Всео:	100,00	0,544	54,40	6666,8
Получено:				
Пропан-пропилен	33,76	0,184	18,37	2250,71
Бутан-бутилен	36,50	0,199	19,86	2433,38
Газовый бензин	26,74	0,145	14,55	1782,70
Потери	3,00	0,016	1,63	200,00
Всего	100,00	0,544	54,40	6666,8

Гидроочистка дизельного топлива, а также других фракций в дальнейшем предназначена для превращения имеющихся фракций под действием водорода при высоком давлении и температуре во фракции, пригодные для дальнейшей переработки и удаления азотистых и сернистых компонентов.

Таблица 4.7 – Материальный баланс установки гидроочистки дизельной фракции/керосина (ГО ДТ)

МБ Гидроочистка ДТ	% мас. На сырье	% мас. На нефть	Тыс. т/год	Кг/час
Поступило				
Фракция 180-350 с АВТ	100,00	19,200	1920,00	235294,12
Водород	0,40	0,077	7,68	941,18
Всего:	100,40	19,28	1927,68	236235,29
Получено:				
ГО ДТ	95,80	18,394	1839,36	225411,76
Бензтн-отгон	1,00	0,192	19,20	2352,94
Сероводород	2,30	0,442	44,16	5411,76
Газ	0,80	0,154	15,36	1882,35
Потери	0,50	0,096	9,60	1176,47
Всего	100,40	19,28	1927,68	236235,29

Каталитический риформинг — это промышленный процесс переработки бензиновых и лигроиновых фракций нефти с целью получения высококачественных бензинов и ароматических углеводородов.

Таблица 4.8 – Материальный баланс установки каталитического риформинга

Фракции	% мас. на сырье	% мас. на нефть	Тыс. т/год	Кг/час
Поступило				
Фракция 120-180	57,12	3,300	330,00	40441,18
Бензин-отгон с ГО ВГ	4,49	0,260	25,96	3181,24
Бензин-отгон с Гидродепарафинизации ДТ	9,89	0,571	57,13	7000,87
Бензин-отгон с ГО ДТ	3,32	0,192	19,20	2352,94
Бензин с гидрокрекинга(ГК)	25,17	1,454	145,43	17822,03
Всего:	100,00	5,78	577,71	70798,25
Получено:				
АВТОБензин	82,30	4,755	475,46	58266,96
ВСГ	5,80	0,335	33,51	4106,30
Головка	4,50	0,260	26,00	3185,92
Газ	6,40	0,370	36,97	4531,09
Потери	1,00	0,058	5,78	707,98
Всего	100,00	5,78	577,71	70798,25

Установка газофракционирования предназначена для получения индивидуальных легких углеводородов или углеводородных фракций высокой чистоты из нефтезаводских газов.

Таблица 4.9 – Материальный баланс установки газофракционирования предельных углеводородов (ГФУ ПУ)

МБ ГФУ предельных УВ	% мас. На сырье	% мас. На нефть	Тыс. т/год	Кг/час
Поступило				
Газы с АТ	3,70	0,010	1,00	122,55
Головка стабилизации с Кат Риф	96,30	0,260	26,00	3185,92
Всего:	100,00	0,27	27,00	3308,47
Получено:				
Пропан	21,60	0,058	5,83	714,63
Изобутан	16,10	0,043	4,35	532,66
н-Бутан	33,00	0,089	8,91	1091,80
Изопентан	8,60	0,023	2,32	284,53
н-Пентан	11,00	0,030	2,97	363,93
Газовый бензин	1,80	0,005	0,49	59,55
Газ	6,50	0,018	1,75	215,05
Потери	1,40	0,004	0,38	46,32
Всего	100,00	0,27	27,00	3308,47

В ходе процесса алкилирования получают высокооктановые компоненты бензина из непредельных углеводородных газов. Наибольшим октановым числом обладают молекулы алканов с изо-строением, поэтому молекулы исходного сырья также модифицируются до состояния изо-строения.

Таблица 4.10 – Материальный баланс установки алкилирования

Алкилирование на тв катализаторе	% мас. На сырье	% мас. На нефть	Тыс. т/год	Кг/час
Поступило				
ББФ	54,40	0,149	14,87	1822,45
ППФ	29,70	0,081	8,12	994,98
Изобутан	15,90	0,043	4,35	532,66
Всего:	100,00	0,27	27,34	3350,09
Получено:				
Легкий алкилат	69,50	0,190	19,00	2328,31
Тяжелый алкилат	5,90	0,016	1,61	197,66
Пропан	13,00	0,036	3,55	435,51
отработанная ББФ	8,60	0,024	2,35	288,11
Потери	3,00	0,008	0,82	100,50
Всего	100,00	0,27	27,34	3350,09

Установка гидроочистки/депарафинизации дизельного топлива предназначена для очистки керосин/дизельного топлива от серо-, азот- и кислородосодержащих углеводородов на специальном катализаторе в присутствии водорода, а также для разложения парафиновых соединений в дизельном топливе с целью снижения температуры помутнения и застывания для зимнего периода времени года.

Таблица 4.11 – Материальный баланс установки по гидродепарафинизации дизельного топлива

МБ Гидродепарафинизация ДТ	% мас. на сырье	% мас. на нефть	тыс. т/год	Кг/час
Поступило				
ГО ДТ с ГО ВГ	11,492	2,388	238,82	29267,39
ГО ДТ	88,508	18,394	1839,36	225411,76
Водород	0,35	0,064	6,44	788,94
Всего:	100,35	20,85	2084,62	255468,10
Получено:				
ДТ	95,10	19,756	1975,56	242102,80
Бензин-отгон	2,75	0,571	57,13	7000,87
Газы	0,15	0,031	3,12	381,87
Потери	0,50	0,104	10,39	1272,89
Сероводород	1,85	0,384	38,43	4709,68
Всего	100,35	20,85	2084,62	255468,10

Таблица 4.12 – Материальный баланс установки по деасфальтизации гудрона

МБ Деасфальтизации гудрона	% мас. На сырье	% мас. На нефть	Тыс. т/год	Кг/час
Поступило				
Гудрон	100,00	13,10	1310,16	160558,82
Всего:	100,00	13,10	1310,16	160558,82
Получено:				
Деасфальтизат	54,40	7,13	712,73	87344,00
Асфальт	45,60	5,97	597,43	73214,82
Всего	100,00	13,10	1310,16	160558,82

Таблица 4.13 – Материальный баланс установки по селективной очистки  
 масляных фракций

МБ Селект очист масл фракций	% мас. На сырье	% мас. На нефть	Тыс. т/год	Кг/час
Поступило				
Фр 350-450	76,6085	23,86	2386,30	292438,73
Деасфальтизат	22,8810	7,13	712,73	87344,00
ВГ с ВТ	0,51044	0,16	15,90	1948,53
В том числе:				
Фенол	190,00	13,84	1384,39	169655,81
Вода	9,00	0,66	65,58	8036,33
Всего:	299,00	45,65	4564,89	559423,39
Получено:				
Рафинат	77,50	24,14	2414,07	295841,72
Экстракт	22,50	7,01	700,86	85889,53
В том числе:				
Фенол	190,00	13,84	1384,39	169655,81
Вода	9,00	0,66	65,58	8036,33
Всего	299,00	45,65	4564,89	559423,39



Таблица 4.14 – Материальный баланс депарафинизации масел

МБ Депарафинизация масел	% мас. на сырье	% мас. на нефть	тыс. т/год	Кг/час
Поступило				
Рафинат	100,00	24,14	2414,07	295841,72
Всего:	100,00	24,14	2414,07	295841,72
Получено:				
Масла	91,20	22,02	2201,63	269807,65
Гач	4,55	1,10	109,84	13460,80
Петролатум	4,25	1,03	102,60	12573,27
Всего	100,00	24,14	2414,07	295841,72

Таблица 4.15 – Материальный баланс установки обезмасливания гача и петролатума

МБ Обезмасливание гача и петролатума	% мас. На сырье	% мас. На нефть	Тыс. т/год	Кг/час
Поступило				
Гач	51,70	1,10	109,84	13460,80
Петролатум	48,30	1,03	102,60	12573,27
Всего:	100,00	2,12	212,44	26034,07
Получено:				
Фильтрат	16,60	0,35	35,26	4321,66
Парафин-сырец	8,85	0,19	18,80	2304,02
Церезин-сырец	74,55	1,58	158,37	19408,40
Всего	100,00	2,12	212,44	26034,07

Таблица 4.16 – Материальный баланс установки гидроочистки парафина и церезина (ГО церезина)

МБ Гидроочистка парафина и церезина	% мас. На сырье	% мас. На нефть	Тыс. т/год	Кг/час
Поступило				
Парафин-сырец	10,61	0,188	18,80	2304,02
Церезин-сырец	89,39	1,584	158,37	19408,40
Водород	0,15	0,003	0,27	32,57
Всего:	100,150	1,774	177,4	21745,0
Получено:				
Газы	0,07	0,001	0,12	14,11
Парафин	10,33	0,183	18,30	2242,89
Церезин	88,76	1,573	157,25	19270,85
Отгон	1,00	0,018	1,77	217,12
Всего	100,150	1,774	177,4	21745,0

Таблица 4.17 – Материальный баланс установки гидроочистки масел (ГО масел)

МБ Гидроочистка масел	% мас. на сырье	% мас. На нефть	Тыс. т/год	Кг/час
Поступило				
Масла	100,00	22,02	2201,63	269807,65
ВСГ	0,20	0,04	4,40	539,62
Всего:	100,20	22,06	2206,03	270347,27
Получено:				
ВСГ	0,06	0,01	1,32	161,88
Газы	0,10	0,02	2,20	269,81
Сероводород	1,70	0,37	37,43	4586,73
Базовые масла	98,34	21,65	2165,08	265328,84
Всего	100,20	22,06	2206,03	270347,27

Таблица 4.18 – Материальный баланс установки по производству серы

Производство серы	% мас. На сырье	% мас. На нефть	Тыс. т/год	Кг/час
Поступило				
Сероводород с гидрокрекинга	17,80	0,445	44,55	5459,00
Сероводород с гидроочистки масел	14,96	0,374	37,43	4586,73
Сероводород с гидроочистки ДТ	17,65	0,442	44,16	5411,76
Сероводород с гидродепарафинизации ДТ	15,36	0,384	38,43	4709,68
Сероводород с ГО ВГ	34,23	0,857	85,66	10498,09
Всего:	100,00	2,50	250,23	30665,26
Получено:				
Сера элементарная	97,00	2,427	242,72	29745,30
Потери	3,00	0,075	7,51	919,96
Всего	100,00	2,50	250,23	30665,26

Таблица 4.19 – Материальный баланс установки по производству водорода

Производство водорода	% мас. На сырье	% мас. На нефть	Тыс. т/год	Кг/час
Поступило				
Газ с КК	1,73	0,032	3,20	392,16
Газ с ГО масел	1,19	0,022	2,20	269,81
Газ с гидроочистки парафина и церезина	0,06	0,001	0,12	14,11
Газ с гидродепарафинизации ДТ	1,69	0,031	3,12	381,87
Газ с кат риформинга бенз фракций	20,04	0,370	36,97	4531,09
Газ ГО ВГ	7,03	0,130	12,98	1590,62
Газ ГФУ предельных УВ	0,95	0,018	1,75	215,05
Химочищенная вода	67,30	1,242	124,19	15219,08
Всего:	100,00	1,85	184,53	22613,79
Получено:				
Водовод технический 96 %(ВСГ)	18,20	0,336	33,58	4115,71
Двуокись углерода	77,80	1,436	143,56	17593,53
Потери	4,00	0,074	7,38	904,55
Всего	100,00	1,85	184,53	22613,79
В том числе водород 100 %	17,5	0,323	32,29	3957,41
<b>Разница</b>		<b>-0,324</b>	<b>-32,42</b>	<b>-3972,53</b>

Таблица 4.20 – Материальный баланс установки по производству битума

МБ Производства битума	% мас. На сырье	% мас. На нефть	Тыс. т/год	Кг/час
<b>Поступило</b>				
Экстракт	49,53	7,009	700,86	85889,53
Асфальт	50,47	5,974	597,43	73214,82
Воздух	3,00	0,019	1,95	238,66
Всего:	103,00	13,002	1300,2	159343,0
<b>Получено:</b>				
Битумы дорожные	72,70	9,177	917,74	112468,32
Битумы строительные	26,40	3,333	333,27	40841,32
Отгон	1,30	0,164	16,41	2011,13
Газы окисления	1,60	0,202	20,20	2475,23
Потери	1,00	0,126	12,62	1547,02
Всего	103,00	13,002	1300,2	159343,0

#### 4. Сводный товарный баланс НПЗ

Таблица 5.1 – Сводный материальный (товарный) баланс проектируемого НПЗ

Сводный МБ	% мас. На нефть	Тыс. т/год	Кг/час
<b>Поступило:</b>			
Нефть обессоленная	99,5	9950,00	1219362,75
Вода	0,50	50,00	6127,45
Воздух	0,02	1,95	238,66
Химочищенная вода	1,24	124,19	15219,08
Всего:	101,26	10126,14	1240947,93
<b>Получено:</b>			
<i>ДТ</i>	26,81	2681,03	328557,53
<b>В том числе:</b>			
ДТ с ГК	4,31	431,04	52823,85
ДТ с Гидродепарафинизации ДТ	19,76	1975,56	242102,80
ДТ с КК	2,73	272,65	33412,45

Тяжелый алкилат	0,016	1,613	197,66
Тяжелый алкилат 2	0,002	0,169	20,77
<i>Автобензин:</i>	<i>6,61</i>	<i>661,30</i>	<i>81041,50</i>
В том числе:			
н-Бутан	0,09	8,91	1091,80
Легкий алкилат	0,23	22,94	2811,56
Бензин с КК	1,107	110,722	13568,91
Бензин с КатРиформинга	4,75	475,46	58266,96
Бензин с Алкилирования 2	0,04	3,94	483,25
Бензин с Алкилирования 1	0,19	19,00	2328,31
Газовый бензин	0,00	0,49	59,55
н-Пентан	0,03	2,97	363,93
Изопентан	0,02	2,32	284,53
Бензин с ГФУ непред УВ	0,15	14,55	1782,70
<i>Сжиженные газы:</i>	<i>0,31</i>	<i>30,73</i>	<i>3765,94</i>
В том числе:			
Отработанная бутан-бутиленовая фр	0,03	2,98	365,09
Пропан	0,06	5,83	714,63
Пропан-пропилен	0,18	18,37	2250,71
Пропан2	0,04	3,55	435,51
Вода из нефти	0,50	50,00	6127,45
Топливный газ	0,91	91,06	11158,84
Котельное топливо	1,51	151,04	18510,18
Элементарная сера	2,43	242,72	29745,30
Потери, в том числе кокс	2,03	203,47	24934,61
Газы окисления	0,20	20,20	2475,23
Битумы дорожные и строительные	12,67	1267,42	155320,76
Базовые масла	21,65	2165,08	265328,84
ГО фр 350-450 с ГО	22,36	2236,36	274063,66
Парафин	0,18	18,30	2242,89
Церезин	1,57	157,25	19270,85
Двуокись углерода	1,44	143,56	17593,53
Всего:	101,26	10126,14	1240947,93

Глубина переработки нефти:

$$\text{ГПН: } \frac{H - (K + П + Г)}{H} \cdot 100 = \frac{9950 - (47,1 + 151,04 + 184,53)}{9950} \cdot 100 \\ = 92,154\%,$$

где: H – обессоленная нефть, тыс. т/год; K – котельное топливо, тыс. т/год;  
Г – количество сухого газа, полученного в ходе переработки и направленное на производственные нужды, тыс. т/год;

Вся сера из полученных продуктов была полностью удалена, так как по ГОСТ 305-82 в дизельном топливе сероводорода быть не должно. Заодно для соответствия европейским стандартам сера удалена и из автобензина.

## Заключение (Conclusion)

На проектируемом нефтеперерабатывающем заводе достигается глубокая переработка нефти за счет грамотного построения поточной схемы производства и правильно подобранной нефти для осуществления технологических операций.

Широкий комплекс установок позволяет получать большой спектр получаемой продукции. Например, на примере рассчитанного сводного баланса были получены следующие продукты переработки нефти:

- автомобильный бензин;
- дизельное топливо;
- сжиженные газы;
- котельное топливо;
- масла (в т.ч. индустриальные);
- битумы;
- элементарная сера;
- парафин
- церезин

При топливно-масляном варианте переработки нефти повышается роль гидрогенизационных процессов, которыми являются гидрокрекинг, гидроочистка и гидродепарафинизация.

Рассмотренная поточная схема НПЗ, несмотря на свою сложность, обладает структурной логикой последовательно расположенных установок переработки, что удовлетворяет современным веяниям в вопросе рационального использования углеводородного сырья.

## Библиография (Bibliography)

1. Нефти СССР: справочник I т. – М.: Химия, 1974.
2. Ахметов, С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учебное пособие для вузов / С. А. Ахметов. – Уфа: Гилем, 2002. – 672 с.
3. Кемалов А.Ф. Теоретические и прикладные основы разработки поточной схемы и расчет товарного баланса нефтеперерабатывающего завода: учебное пособие / А.Ф. Кемалов, Р.А. Кемалов, Т.Ф. Ганиева; М-во образ. И науки РФ, Казан. гос. технол. ун-т. – Казань: КГТУ, 2010. – 140 с.