

**Казанский Федеральный Университет**  
**Кафедра высоковязких нефтей и природных битумов**  
**Kazan Federal University,**  
**Department of high-viscosity oils and natural bitumen**  
**Разработка поточной схемы нефтеперерабатывающего завода на**  
**примере Шкаповской нефти**  
**Development of a flow diagram of an oil refinery on the example of**  
**Shkarovskaya oil**

Алфаяд Ассим Гани Хашим, Alfayyadh Assim Gheni Hashim <sup>a</sup>

Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrahmanovich <sup>b</sup>

Валиев Динар Зиннурович, Valiev Dinar Zinnurovich <sup>c</sup>

Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich <sup>d</sup>

магистрант группы 03-018 <sup>a</sup>

доктор технических наук, профессор кафедры высоковязких нефтей и природных битумов<sup>b</sup>

старший преподаватель <sup>c</sup>

кандидат технических наук, доцент кафедры высоковязких нефтей и природных битумов,

Член Экспертного совета РГО, и.о. руководителя группы «Водородная и альтернативная

энергетика» <sup>d</sup>

Казань, Россия

E-mail: [assemalfayad@gmail.com](mailto:assemalfayad@gmail.com) <sup>a</sup>, [kemalov@mail.ru](mailto:kemalov@mail.ru) <sup>b</sup>, [valievdz@bk.ru](mailto:valievdz@bk.ru) <sup>c</sup>,

**Аннотация:** В данной статье разработана поточная схема комплексной переработки Шкаповской нефти на нефтеперерабатывающем заводе с мощностью по сырью 10 млн. тонн в год. Были поставлены и реализованы следующие основные задачи: выбрать и обосновать вариант переработки нефти на НПЗ; обосновать выбор набора процессов переработки нефти охарактеризовать их, разработать блочную схему производства; провести сводный материальный баланс проектируемого НПЗ.

**Ключевые слова:** нефть, нефтепродукты, поточная схема, материальный баланс, нефтеперерабатывающий завод, глубина переработки.

**Annotation:** In this article, a flow diagram for the complex processing of Shkapovskaya oil at an oil refinery with a feedstock capacity of 10 million tons per year has been developed. The following main tasks were set and implemented: to select and justify the option of oil refining at NP3; justify the choice of a set of oil refining processes, characterize them, develop a block diagram of production; conduct a consolidated material balance of the projected refinery.

**Key words:** oil, oil products, flow diagram, material balance, refinery, refining depth.

### **Введение (Introduction)**

Рациональное использование нефти – невозполнимого источника энергии и сырья для производства топлива, множества нефтехимических продуктов, смазочных масел, битума, кокса и др.- является важнейшей государственной задачей. Нефтеперерабатывающему комплексу России предстоит в ближайшие годы решить технологически и экономически сложные проблемы организации выпуска экологически чистых и светлых нефтепродуктов, кипящих до 360 С со сверхнизким содержанием серы, что требует внедрения новых более активных и селективных катализаторов гидроочистки. Общеизвестно, что крупные предприятия экономически более эффективны, чем предприятия с незначительным объемом перерабатываемого сырья [1, 2].

Однако, при чрезмерной концентрации нефтеперерабатывающих предприятий, пропорционально росту мощности возрастает радиус перевозок и удлиняется продолжительность строительства. Фактор удаленности от потребителей больших объемов нефтепродуктов предопределяет выбор варианта строительства НПЗ с мощностью 3 млн. т/ год. С другой стороны, эффективность деятельности завода средней и малой мощности зачастую очень низкая вследствие увеличения затрат на строительство установок по углублению переработки нефти и улучшения качества нефтепродуктов.

Вместе с тем, в соответствии с современными требованиями к НПЗ в России, глубина переработки нефти на НПЗ малой и средней мощности не

должна быть ниже 70% при условии производства продукции, соответствующих классам 3, 4, 5. Вследствие этого одной из важнейших задач при проектировании и разработке концепции строительства и развития НПЗ малой и средней мощности является нахождения оптимального соотношения между объемом производства, количеством вторичных процессов, а также объемом капитальных и эксплуатационных затрат [1-5].

### *Характеристика исходного сырья*

Данные по разгонке (ИТК) нефти в аппарате АРН-2 и характеристика полученных фракций представлены в рисунок 1.

Кривые разгонки Шкаповской нефти представлены на рисунке 1.

Кривые качества остатка нефти представлены на рисунке 2.

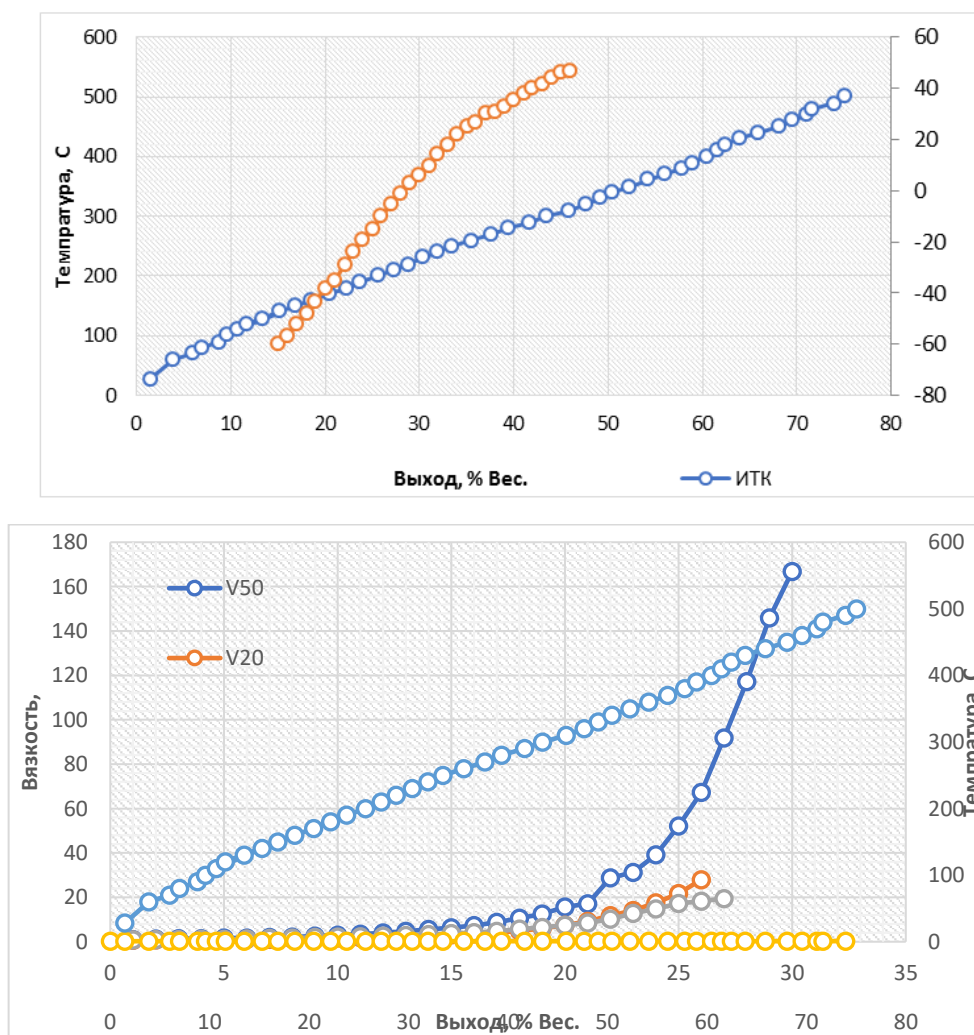


Рисунок 1 - Кривые разгонки нефти

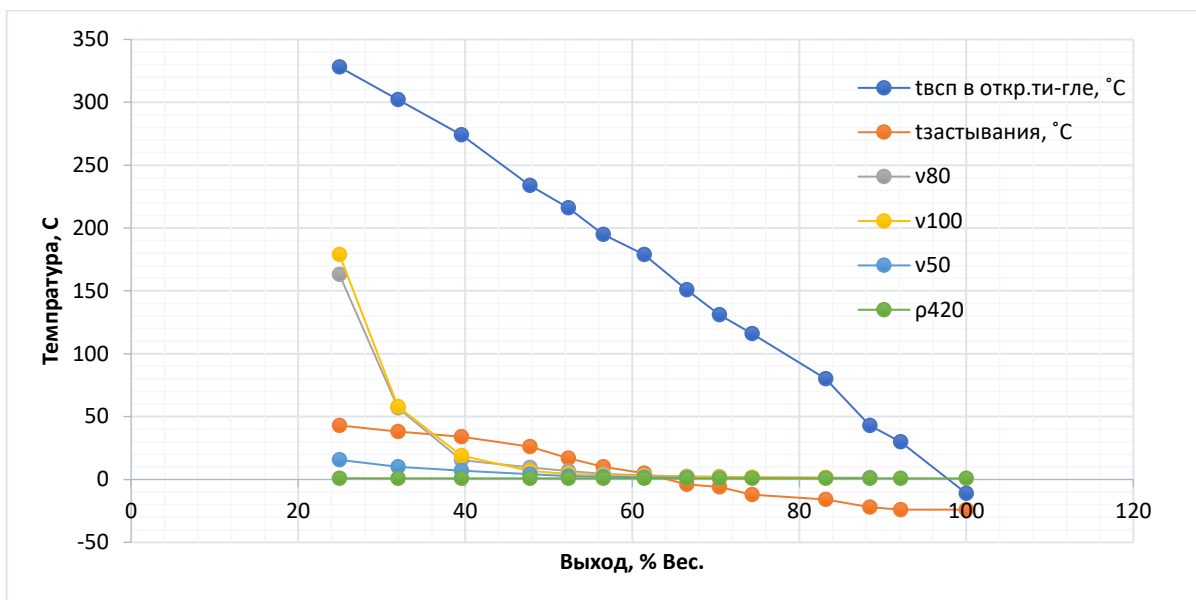


Рисунок 2 - Кривые разгонки мазутов и остатка нефти

Согласно технологической классификации, определим шифр Шкаповской нефти— 2.2.2.1.2, где цифры означают:

2 – Класс, - сернистые (содержат 1.6 % масс.серы);

2 – Тип, - содержание фракций, выкипающих до 350 С, составляет 52,3 %;

2 – Группа, потенциальное содержание базовых масел на нефть, составляет 15,8% мас.

1 – подгруппа, - индекс вязкости базовых масел Шкаповской нефти, составляет 85.

2 – видпарафиновая, содержание парафинов в нефти 4.1% мас.

По рекомендации технологической классификации при переработке данной нефти необходимо предусмотреть в технологической цепочке получения бензина, дизельного летнего и зимнего топлив, задействовано каталитический риформинг топливного направления и каталитический крекинг соответственно.

Наиболее подходящим вариантом переработки данной нефти является топливная глубокая переработка.

Шифр нефти определяют исходя из технологической классификации, которая основывается на характеристиках, приведенных в таблице 1. Шифр нефти по технологической классификации представлен в таблице 1.

**Характеристика Шкаповской нефти**

Наименование показателя	Значение
Содержание серы, %мас.	1.60
Выход фракций до 350 °С, % мас.	52,30
Потенциальное содержание базовых масел, % мас.:	
на нефть	15,80
на мазут	69,30
Индекс вязкости	85,00
Содержание парафинов в нефти, % мас.	4.10
Шифр нефти	2.2.2.1.2

Таблица 2

**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	$A+C-2,5П > 8$	Наиболее пригодные
II	$A+C-2,5П$ от 0 до 8 при $A+C > 6$	Пригодные
III	$A+C-2,5П < 0$ , а также $A+C-2,5П > 0$ , но при $A+C < 0$	Непригодные

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

$$A+C-2,5*П=3,3+10,8-2,5*4,1 = 3,85$$

Шкаповская нефть наиболее пригодна для производства битумов.

Вместе с этим технологическая классификация не предусматривает требования, предъявляемые к производству нефтяного (электродного) кокса, предназначенного для производства алюминия в качестве анодной массы.

## **Обоснование варианта переработки нефти**

Выбор направления переработки нефти и ассортимента получаемых нефтепродуктов определяется физико-химическими свойствами нефти, уровнем развития техники нефтепереработки и потребностями в товарных нефтепродуктах данного экономического района. Различают три основных варианта переработки нефти: 1) топливный; 2) топливно-масляный; 3) нефтехимический (комплексный) [8].

По топливному варианту нефть перерабатывают в основном на моторные и котельные топлива. При одной и той же мощности завода по нефти топливный вариант переработки отличается наименьшим числом технологических установок и низкими капиталовложениями. Переработка нефти по топливному варианту может быть глубокой и неглубокой. При глубокой переработке нефти стремятся получить максимально возможный выход высококачественных авиационных и автомобильных бензинов, зимних и летних дизельных топлив и топлив для реактивных двигателей. Выход котельного топлива в этом варианте сводится к минимуму. Таким образом, предусматривается такой набор процессов вторичной переработки, при котором из тяжелых нефтяных фракций и остатка – гудрона получают высококачественные легкие моторные топлива. Сюда относятся каталитические процессы – каталитический крекинг, каталитический риформинг, гидрокрекинг и гидроочистка, а также термические процессы, например, коксование. Переработка заводских газов в этом случае направлено на увеличение выхода высококачественных бензинов. При неглубокой переработке нефти предусматривается высокий выход котельного топлива [10. 11].

По топливно-масляному варианту переработки нефти наряду с топливами получают смазочные масла. Для производства смазочных масел обычно подбирают нефти с высоким потенциальным содержанием масляных фракций. В этом случае для выработки высококачественных масел требуется

минимальное число технологических установок. Масляные фракции (фракции, выкупающие выше 350 °С), выделенные из нефти, сначала подвергаются очистке избирательными растворителями: фенолом или фурфуролом, чтобы удалить часть смолистых веществ и низкоиндексные углеводороды, затем проводят депарафинизацию при помощи смесей метил этил кетона или ацетона с толуолом для понижения температуры застывания масла. Заканчивается обработка масляных фракций отбеливающими глинами.

При любом из двух разобранных вариантов переработки нефти следует предусматривать процессы по производству сырья для нефтехимической промышленности: этилена, пропилена, бутиленов, бензола, толуола и др. Из года в год увеличивается доля нефти, используемой как сырье для нефтехимической промышленности.

Нефтехимический вариант переработки нефти по сравнению с предыдущими вариантами отличается большим ассортиментом нефтехимических продуктов и в связи с этим наибольшим числом технологических установок и высокими капиталовложениями.

Выбор того или иного варианта переработки нефти, а, следовательно, и схемы промышленной установки первичной переработки нефти, обусловлен качеством исходной нефти и зависит также от ассортимента намеченных к выработке продуктов с заданными интервалами выкипания.

Наиболее подходящим вариантом переработки данной нефти является топливный глубокий.

По причине содержания серы требуются установки для гидрооблагораживания нефтепродуктов. Для увеличения отбора светлых нефтепродуктов и отбора сырья для каталитического крекинга необходимо включение в состав нефтеперерабатывающего завода каталитических гидрогенизационных и термокаталитических процессов.

При глубокой переработке нефти стремятся получить максимально возможный выход высококачественных автомобильных бензинов, зимних и летних дизельных топлив.

В отечественной нефтепереработке под глубиной переработки нефти подразумевается суммарный выход в процентах на нефть всех нефтепродуктов, кроме превращенного остатка, используемого в качестве котельного топлива (КТ):

$$\text{ГПН} = 100 - \text{КТ} - (\text{T} + \text{П}), \quad (1)$$

Где ГПН – глубина переработки нефти, %; Т и П – соответственно удельные затраты топлива на переработку и потери нефти на НПЗ в процентах на сырье.

Понятие глубины переработки нефти, выраженное в виде вышеприведенного уравнения, несколько условно, так как выход непревращенного остатка зависит не только от технологии нефтепереработки, но и от того, как будет использоваться нефтяной остаток (как котельное топливо, как сырье для производства битума, как нефтяной пек, как судовое или газотурбинное топливо и т.д.)

За рубежом глубину переработки нефти определяют как суммарный выход светлых нефтепродуктов от нефти, то есть имеется ввиду глубина топливной переработки нефти.

Во многих странах, в том числе в России, глубину переработки нефти выражают формулой [5]:

$$\text{ГПН} = \frac{H - (M + П + C_{ГТ})}{H} * 100 \quad (2)$$

где: ГПН – глубина переработки нефти, %; H – количество переработанной нефти; M – количество валового топочного мазута (котельного топлива) от переработанной нефти; П – количество безвозвратных потерь от того же количества нефти; C<sub>ГТ</sub> – количество сухого газа от переработанной нефти, использованного как топливо [1-8].



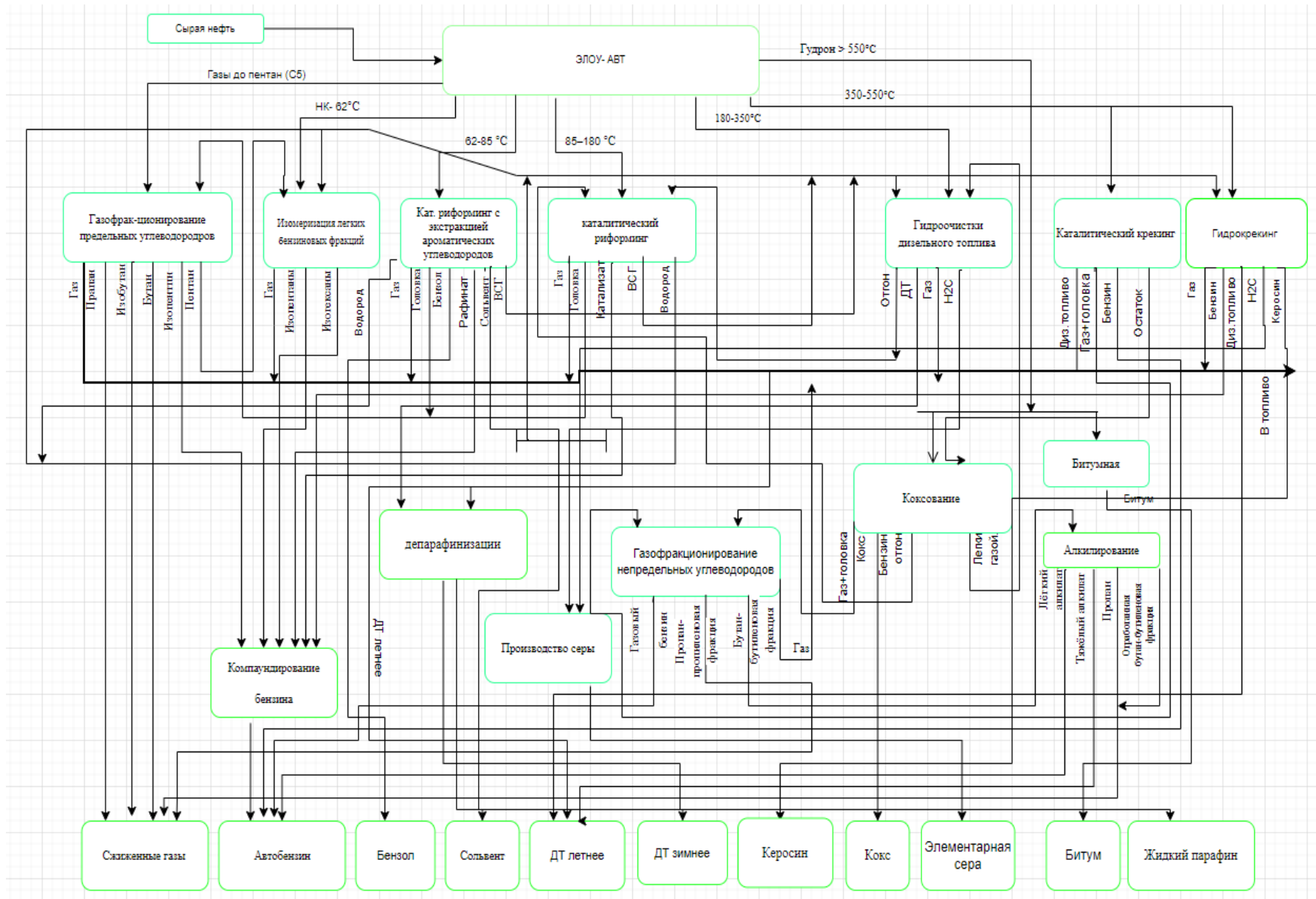


Рисунок 4. Поточная схема

## Сводный материальный баланс проектируемого НПЗ

В результате процессов, протекающих на установке ЭЛОУ-АВТ, получают следующие фракции:

- 1) газы до  $C_5$  – сырье для газофракционирования предельных углеводородов;
- 2) фракция н.к.-  $62^{\circ}C$ , которая подвергается изомеризации;
- 3) фракция  $62 - 85^{\circ}C$  используется как сырье каталитического риформинга с экстракцией ароматических углеводородов (бензола);
- 4) фракция  $85 - 180^{\circ}C$  направляется на установку каталитического риформинга ССР топливного направления;
- 5) фракция  $180 - 350^{\circ}C$  поступает на гидроочистки дизельного топлива;
- 6) фракция  $350-550^{\circ}C$  – на каталитический крекинг и гидрокрекинг;
- 7) Гудрон ( $>550^{\circ}C$ ) – на битумы и коксование.

Для бензиновой фракции коэффициент отбора равен 0.99, дизельной – 0.96, вакуумных дистиллятов – 0.8.

При расчете материального баланса процесса гидроочистки необходимо определить количество образующего сероводорода:

$$G_{H_2S} = \frac{G_{\text{сырья}} * X_S * M_{H_2S}}{M_S} \quad (3)$$

где  $G_{H_2S}$  – количество образовавшегося сероводорода, тыс. т/год;  $G_{\text{сырья}}$  – количество поступившего на установку газойля, тыс. т/год.;  $X_S$  – содержание серы в сырье, мас. доли;  $M_{H_2S}$  и  $M_S$  – молекулярные массы сероводорода и серы.

В данном случае было принято, что вся сера, содержащаяся в сырье, превращается в сероводород. Обычно, когда гидроочистку проводят с целью очистки от сернистых соединений (чтобы довести содержание серы в дизтопливе или керосине до требований нормативных документов), в ходе нее происходит удаление не всей серы, а только ее избытка. В этом случае формула (1.3) примет вид:

$$G_{H_2S} = \frac{G_{\text{сырья}} * (X_S - X_{\text{доп}}) * M_{H_2S}}{M_S} \quad (4)$$

где  $G_{H_2S}$  – количество образовавшегося сероводорода, тыс. т/год;  $G_{сырья}$  – количество поступившего на установку газойля, тыс. т/год.;  $X_s$  – содержание серы в сырье, мас. доли;  $X_{доп}$  – допустимое содержание серы в топливе (по ГОСТу);  $M_{H_2S}$  и  $M_s$  – молекулярные массы сероводорода и серы [1].

Расчет материального баланса установки ЭЛОУ – АВТ представлен в таблице 3.

Таблица 3

**Сводный материальный баланс проектируемого НПЗ**

Продукты	% мас. на нефть	т/год	Кг/ч
<i>Поступило:</i>			
Нефть обессоленная	100	9950248,76	1135872.91
Вода	0,5	49751,24	5679.16
<i>Всего</i>	<u>100,50</u>	<u>10000000</u>	<u>1141552.5</u>
<i>Получено:</i>			
Автомобильный бензин,			
в т.ч.:	<u>22.135</u>	<u>2213455.209</u>	<u>252677.535</u>
Катализат риформинга	13.839	1383928.079	157982.625
Рафинат произв. аром. УВ	1.003	100298.508	16100,38
Изопентан с ГФУ	0.013	1325.664	151.331
Изопентан с изомеризации	1.678	167883.771	19164.814
Изогексан с изомеризации	0.632	63257.065	7221.126
Бензин с кат.крекинга	4.005	400494.35	45718.499
Легкий алкилат	0.889	88596.178	10113.718
Газовый бензин с ГФУ	0.076	7671.594	875.752
<u>Сжиженные газы,</u>			
в т.ч.:	<u>3.238</u>	<u>323990.289</u>	<u>36985.189</u>
Пропан с ГФУ	0.708	70812.571	8083.626
Н-бутан с ГФУ	0.913	91360.368	10429.265
Изобутан с ГФУ	0.419	41979.371	4792.165
Отработанная ББФ	0.141	14112.665	1611.034
Пропан с Алкилир.	0.021	2128.100	242.933

Продолжение таблицы 3

Пропан-пропил. фрак. Из ГФУ не пред.	1.036	103597.214	11826.166
<u>Диз. топ.зимнее</u>			
	<u>15.945</u>	<u>1594531.901</u>	<u>182024.189</u>
<u>Диз. топ.летнее</u>			
<u>в т.ч.:</u>	<u>17.308</u>	<u>1730933.535</u>	<u>197595.15</u>
175-350 с ГК	3.181	318153.457	36318.887
Легкий газойль с КК	1.359	135892.537	15512.846
Фракция 180-350 с ГО (40%)	12.730	1273079.362	145328.694
Тяжёлый алкилат	0.038	3808.179	434.723
<u>Битум</u>			
<u>в т.ч.:</u>	<u>18.997</u>	<u>1899776.58</u>	<u>216869.458</u>
Битум дорожный	13,936	1393680,700	159095.958
Битумы строительные	5,061	506095,880	57773.5
<u>Бензол</u>	0.424	42447.761	6813,911
<u>Сольвент</u>	0,054	5373.134	862,520
<u>Элементная сера</u>	1.260	126056.785	14390.044
<u>Топливный газ</u>	<u>2.166</u>	<u>216662,477</u>	<u>24733.159</u>
<u>Жидкий парафин</u>	2.979	297900.570	34006.914
<u>Кокс товарный</u>	1.247	124753.747	48608,6
<u>Потери, в т.ч. выжигаемый кокс</u>	1,96	83940.298	9582.225
Газы окисления	0,306	30672,477	<u>3501,416</u>
Вода из нефти	0,5	49751,24	5679.16
Всего	<u>100,50</u>	<u>10000000</u>	<u>1141552.5</u>

Глубина переработки = (Объём переработки — Объём производства мазута — Объём потерь и топлива на собственные нужды) / Объём переработки \* 100 % = 95.798 %.

## Заключение (Conclusions)

Глубина переработки нефти на проектируемом НПЗ составляет 95.798 %, то есть европейского уровня. При топливном варианте с глубокой переработкой нефти повышается роль гидрогенизационных процессов, которыми являются гидрокрекинг, гидроочистка, гидродепарафинизация.

На спроектированном НПЗ получен весь ассортимент требуемых продуктов:

- Бензин Премиум-95 (достигнуто требуемое значение октанового числа и допустимое содержание серы, соответствующее классу «Евро-5») 22 %;
- Дизельное топливо с заданными температурными свойствами 33 %;
- Сжиженные газы 3 %;
- Битум нефтяной дорожный 14 %;
- Битум нефтяной строительный 5 %;
- Бензол – ценный растворитель и сырьё для нефтехимии 0,424;
- Кокс товарный 1,247 %;
- Жидкий парафин 2.979 %.

Побочные продукты:

Сольвент 0,054 %. Сольвент как агрессивный растворитель применяют для растворения материалов различного происхождения – лаков, смол и смолоподобных веществ, для приготовления битумных мастик и битумно-полимерных грунтовок, используемых для улучшения эксплуатационных свойств разнообразных защитных покрытий и предохранения от коррозии металлических поверхностей.

Сера элементарная 1,260 %. Широко применяется в народном хозяйстве – в производстве серной кислоты, красителей, спичек, в качестве вулканизирующего агента в резиновой промышленности.

Топливный газ 2,166 %. Используется для собственных нужд НПЗ.

Следует отметить, что предложенная технология позволяет осуществлять практически безотходную переработку нефти с получением

высококачественных продуктов, соответствующих требованиям мирового рынка.

### Список литературы (References):

1. Кемалов А.Ф. Теоретические и прикладные основы разработки поточной схемы и расчет товарного баланса нефтеперерабатывающего завода: учебное пособие / Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А., Ганиева Т.Ф. — Казань: Казанский национальный исследовательский технологический университет, 2010. — 137 с. — ISBN 978-5-7882-1015-5.
2. Нефти СССР: справочник IV т. — М.: Химия, 1974.
3. Ахметов, С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учебное пособие для вузов / С. А. Ахметов. — Уфа: Гилем, 2002. — 672 с.
4. Козин, В. Г. Современные технологии производства компонентов моторных топлив / В. Г. Козин, Н. Л. Солодова, Н. Ю. Башкирцева. — Казань.: ТаРИХ, 2003. — 264 с.
5. Капустин В.М., Гуреев А.А. Технология переработки нефти. В 2 ч. Часть вторая. Деструктивные процессы / В.М. Капустин, А.А. Гуреев. — М.: КолосС, 2007. — 334 с.
6. Нефти СССР: Справочник. М.: Химия, 1971.
7. Гюльмисарян Т. Г., Киташов Ю. Н. Введение в переработку нефти: Учебное пособие. — М.:2004. — 81 с.
8. [Электронный ресурс] — URL: <https://student.zoomru.ru/tehnolog/razrabotka-potochnoj-shemy-nefteprerabatyvajushhegozavoda/24279.185258.s1.html>
9. Нефтяной кокс — М.: Химия, 1992 — 80 с.
10. Новый справочник химика и технолога. Сырьё и продукты промышленности органических и неорганических веществ. Ч.2. — С.-Пб.: АНО НПО «Мир и семья», АНО НПО «Профессионал», 2005, 2007 — 1142 с.
11. Ермак А.А. Топливо-химический блок НПЗ. Методические указания к выполнению курсового проекта. Новополюцк: 2015. 57 с.