

Переработки малосернистой тяжелой нефти по дизельно-ароматической схеме, без выпуска темных нефтепродуктов. Совместная переработка нефти и газового конденсата по топливной и ароматическим схемам. Республика Казахстан



Содержание

1. Введение.....	
2. Составление материального баланса, определение BFD конфигурации завода по переработке сырой нефти и газового конденсата Zhaikmunai Республика Казахстан.....	
2А Вариант 1. Дизель Евро 5, легкая нефти 35-85°C, гидроочищенная нефти 85-180°C, фракция пропан – бутановая, фракция пентан – гексановая, мазут М40 или судовое топливо, сера.....	
2Б Вариант 2. Дизель Евро 5, Бензин Аи92 Класса 5 без добавок МТБЭ или Евро 5 с добавками МТБЭ, фракция пропан – бутановая, мазут М40 или судовое топливо, сера.....	
2В Вариант 3. Дизель Евро 5, изомеризат, как компонент автобензинов, фракции толуола и ксилолов, как сырьё для нефтехимии, фракция пропан-бутановая, мазут М40 или судовое топливо, сера.....	
3. Описание технологического процесса по каждому из вариантов.....	
4. Операционные затраты процессов по каждому из вариантов.	
5. Выводы и рекомендации. Вариант 4 (опционально).....	
6. Логистика сырья при переработке тяжелой нефти.....	
7. Логистика переработки тяжелой нефти.....	
8. Рекомендации и Выводы для переработки тяжелой нефти.....	
9. Предложение переработки по варианту п. 7.1.....	

Приложения

Приложение 1. Полные анализы нефти и газового конденсата. Перегонка по ASTM D86 и D1160, потенциальные продукты (газы до C₄, фракция C₅-65°C, 65-180°C, 180-235°C, 235-360°C, 360-520°C, 520+°C) по ASTM D2982/D5236 в % масс.

Приложение 2. Параметры и количества энергоресурсов на площадке строительства по опросному листу, предоставляемому Исполнителем.

Приложение 3. Техническое задание №1

1. Введение

Заказчик предполагает на основании **Технического задания №1** произвести изучение нескольких вариантов работы заводов по переработке нефти и газового конденсата Zhaikmunai. После выбора одного из вариантов производится детализация и выдача материалов в соответствии с **Техническим заданием №2**, необходимых и достаточных для составления ТЭО по нормам и требованиям страны строительства. Представленные **Варианты 1,2,3** полностью взаимосвязаны между собой, т.е имея в качестве основы базовый **Вариант 1** дальнейшую работу завода можно развивать, как в топливном направлении **Вариант 2**, так и в нефтехимическом **Вариант 3**. Ни в одном из вариантов не представлена возможность переработки фракции 360+°С, что создает значительный потенциал, который опционально представлен в **Варианте 4**.

2. Составление материального баланса, определение BFD конфигурации завода по переработке сырой нефти и газового конденсата Zhaikmunai

При составлении материального баланса, как для завода в целом, так и для каждой из установок использовались полные анализы нефти и газового конденсата по **Приложению 1**. Для расчета процессов, учитывая, что подбор оборудования не требовался, использовались базового архивы процессов на различном сырье для конкретных заводов и установок: ЕС, РФ, Китая и стран Востока, а также частично США и Канады. Для детализации использовались стандартные пакеты: Chemcad, Express, Hysys, Proll, PetroSIM, HTFS+, HTRI. Балансы, для более полного понимания, приведены в первичном виде, т.е. сняты непосредственно с модели.

2А Вариант 1.

Сводный материальный баланс работы завода с выпуском дизель Евро 5, легкой нефти 35-85°С, гидроочищенной нефти 85-180°С, фракции пропан-бутановой, фракции пентан-гексановой, мазута М-40 или судового топлива и серы приведен в **Таблице 1**.

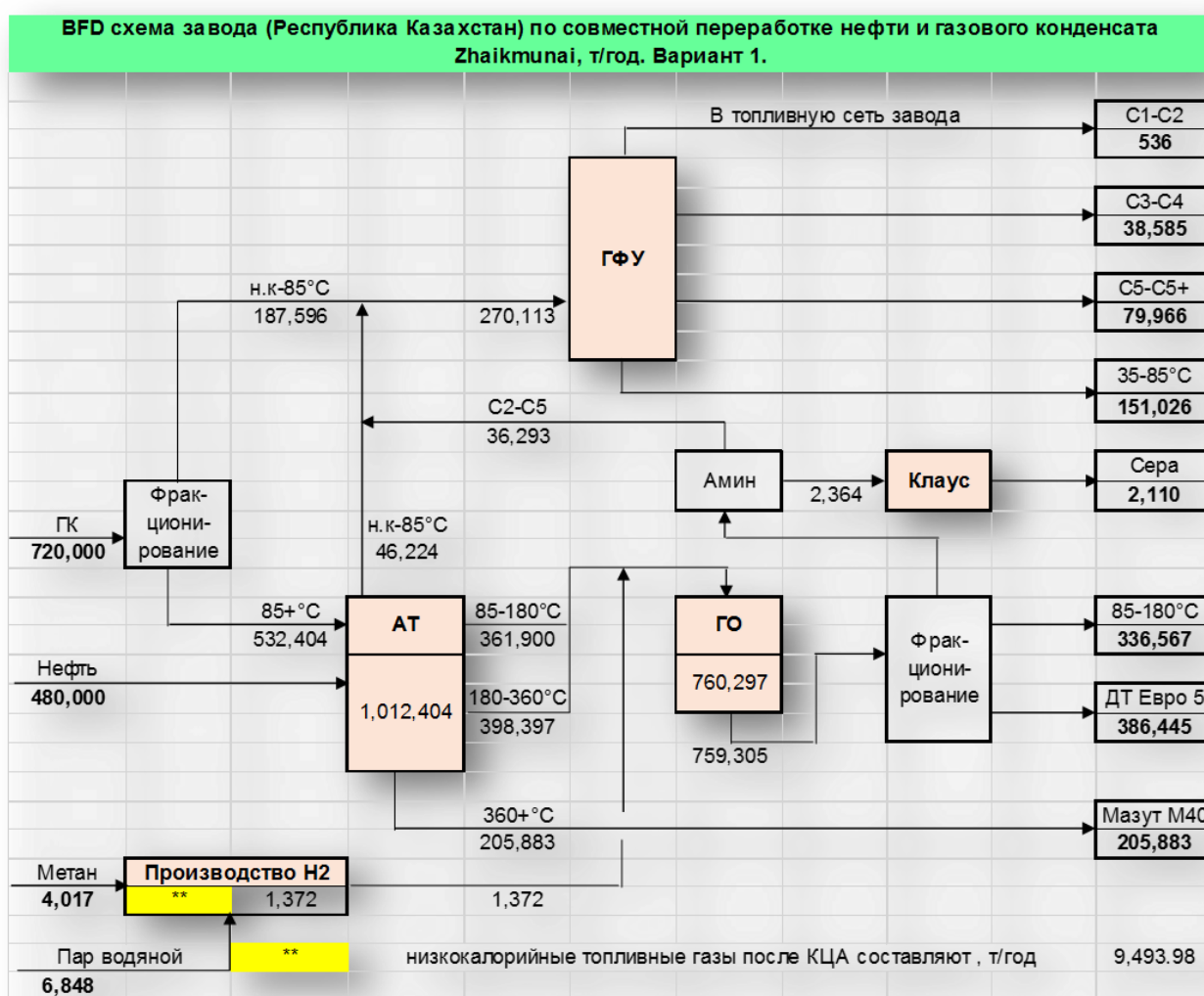
Таблица 1.

Сводный материальный баланс работы завода по Варианту 1				Примечание
Сырье	т/год	кг/ч	%	
Сырая нефть Zhaikmunai	480,000.00	60,000.00	39.95%	
Газовый конденсат Zhaikmunai	720,000.00	90,000.00	59.93%	
Водород 100%	1,371.85	171.48	0.11%	
ИТОГО сырье	1,201,371.85	150,171.48	100.00%	
Продукция				
Фракция С1--С2	535.63	66.95	0.04%	В топливную сеть завода
Фракция С3-С4	38,585.40	4,823.17	3.21%	Пропан-Бутан

Фракция C5-C5+	79,965.75	9,995.72	6.66%	Пентан-Изопентановая
Фракция 35-85°C	151,026.00	18,878.25	12.57%	Сольвенты, сырье изомеризации или пиролиза
Фракция 85-180°C	336,567.00	42,070.88	28.02%	Сырье пиролиза или риформинга
Дизельное топливо	386,445.41	48,305.68	32.17%	ДТ Евро 5
Фракция 360+°С. Сера масс.% 1.0479	205,882.67	25,735.33	17.14%	М40 или судовое топливо
Сера	2,109.62	263.70	0.18%	Сера гранулированная
Потери с дымовыми газами Клауса	254.36	31 ма80	0.02%	
ИТОГО продукция	1,201,371.83	150,171.48	100.00%	

Блок – схема (BFD) работы заводов по **Варианту 1** приведена на **Схеме 1**.

Схема 1.



Материальные балансы по технологическим установкам, которые входят в состав завода, работающего по **Варианту 1** приведены в **Таблицах 2,3,4,5,6,7,8**.

Таблица 2

Отбензинивание газового конденсата Zhaikmunaï			
Сырье	т/год	кг/ч	%

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
 Certificate of registration on engineering and technical consultancy activities № J4/918/09.06.2023.
<https://makston-engineering.ru/>

Газовый конденсат Zhaikmunai, Сера масс. % 0.0202	720,000.00	90,000.00	100.00%
ИТОГО сырье	720,000.00	90,000.00	100.00%
Продукция			
Фракция н.к-85°C	187,596.00	23,449.50	26.06%
Фракция 85+°C	532,404.00	66,550.50	73.95%
ИТОГО продукция	720,000.00	90,000.00	100.00%

Таблица 3

Атмосферная перегонка сырой нефти и и отбензиненного газового конденсата Zhaikmunai			
Сырье	т/год	кг/ч	%
Сырая нефть Zhaikmunai, Сера масс.% 1.042	480,000.00	60,000.00	47.41%
Отбензиненный газовый конденсат Zhaikmunai. Фр. 85+°C. Сера масс.% 0.032	532,404.00	66,550.50	52.59%
Сера в смеси масс. % 0.5109			
ИТОГО сырье	1,012,404.00	126,550.50	100.00%
Продукция			
Фракция н.к-35°C	16,464.00	2,058.00	1.63%
Фракция 35-85°C	29,760.00	3,720.00	2.94%
Фракция 85-180°C	361,900.00	45,237.50	35.75%
Фракция 180-360°C	398,397.33	49,799.67	39.35%
Фракция 360+°C. Сера масс.% 1.0479	205,882.67	25,735.33	20.34%
ИТОГО продукция	1,012,404.00	126,550.50	100.00%

Таблица 4

Совместная гидроочистка фракций 85-360°C			
Сырье	т/год	кг/ч	%
Фракция 85-180°C Сера масс. % 0.0098	361,900.00	45,237.50	47.51%
Фракция 180-360°C Сера масс. % 0.2052	398,397.33	49,799.67	52.31%
Водород 100%	1,371.85	171.48	0.18%
ИТОГО сырье	761,669.19	95,208.65	100.00%
Продукция			
Фракция С2-С5	36,292.78	4,536.60	4.76%
Фракция 85-180°C, гидро- очищенная	336,567.00	42,070.88	44.19%
Фракция 180-360°C, гидро- очищенная	386,445.41	48,305.68	50.74%
Сероводородсодержащий газ	2,363.98	295.50	0.31%
ИТОГО продукция	761,669.17	95,208.65	100.00%

Таблица 5

Газофракционирование			
Сырье	т/год	кг/ч	%
Фракция н.к-35°C после АТ	16,464.00	2,058.00	6.10%
Фракция 35-85°C после АТ	29,760.00	3,720.00	11.02%
Фракция С2-С5 от ГО	36,292.78	4,536.60	13.44%
Фракция н.к-85°C после от- бензиневания конденсата	187,596.00	23,449.50	69.45%
ИТОГО сырье	270,112.78	33,764.10	100.00%
Продукция			
Фракция С1-С2	535.63	66.95	0.20%

Фракция С3-С4	38,585.40	4,823.17	14.28%
Фракция С5-С5+	79,965.75	9,995.72	29.60%
Фракция 35-85°С	151,026.00	18,878.25	55.91%
ИТОГО продукция	270,112.78	33,764.10	100.00%

Таблица 6

Материальный баланс процесса сероочистки газов (процесс Клауса)			
Сырье	т/год	кг/ч	%
Сероводород содержащий газ после аминной очистки	2,363.98	295.50	100.00%
ИТОГО сырье	2,363.98	295.50	100.00%
Продукция			
Сера	2,109.62	263.70	89.24%
Потери с дымовыми газами	254.36	31.80	10.76%
ИТОГО продукция	2,363.98	295.50	100.00%

Таблица 7

Материальный баланс процесса производства водорода из природного газа			
Сырье	т/год	кг/ч	%
Природный газ на процесс	4,017.46	502.18	36.97%
Водяной пар на процесс	6,848.38	856.05	63.03%
ИТОГО сырье	10,865.84	1,358.23	100.00%
Продукция			
Водород на границе установки	1,371.85	171.48	12.63%
Отдувки после КЦА	9,493.98	1,186.75	87.37%
ИТОГО продукция	10,865.84	1,358.23	100.00%

2Б Вариант 2.

Сводный материальный баланс работы завода с выпуском ДТ Евро 5, бензина Аи-92 Класс 5 без добавок МТБЭ или Евро 5 с добавками МТБЭ, фракции пропан-бутановой, фракции пентан-гексановой, мазута М-40 или судового топлива и серы приведен в Таблице 8.

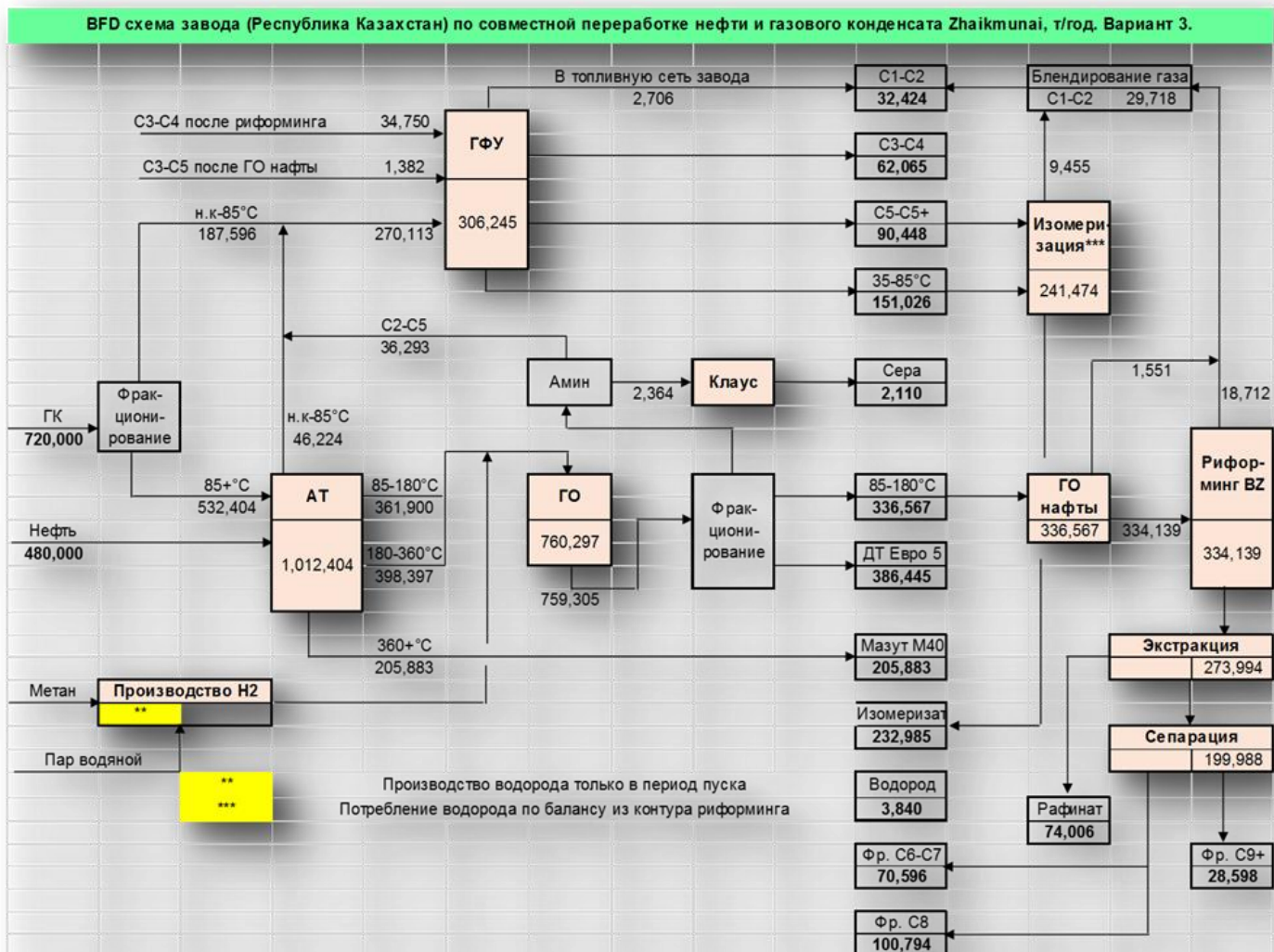
Таблица 8.

Сводный материальный баланс работы завода по Варианту 2				Примечание
Сырье	т/год	кг/ч	%	
Сырая нефть Zhaikmunai	480,000.00	60,000.00	40.00%	
Газовый конденсат Zhaikmunai	720,000.00	90,000.00	60.00%	
Водород 100%	0.00	0.00	0.00%	Работа на водороде риформинга
ИТОГО сырье	1,200,000.00	150,000.00	100.00%	
Продукция				
Фракция С1--С2	24,860.07	3,107.51	2.07%	В топливную сеть завода
Фракция С3-С4	56,498.91	7,062.36	4.71%	Пропан-Бутан
Фракция С5-С5+	0.00	0.00	0.00%	Пентан-Изопентановая
Фракция 35-85°С	0.00	0.00	0.00%	Сольвенты, сырье изомеризации или пиролиза
Фракция 85-180°С	0.00	0.00	0.00%	Сырье пиролиза или риформинга

Бензин автомобильный	519,431.15	64,928.89	43.29%	Бензин Класс 5, Аи92
Дизельное топливо	386,445.41	48,305.68	32.20%	ДТ Евро 5
Фракция 360+°С. Сера масс.% 1.0479	205,882.67	25,735.33	17.16%	М40 или судовое топливо
Сера	2,109.62	263.70	0.18%	Сера гранулированная
Потери с дымовыми газами Клауса	254.36	31.80	0.02%	
Балансовый избыток водорода 100%	4,517.79	564.72	0.38%	Водород товарный
ИТОГО продукция	1,199,999.98	150,000.00	100.00%	

Блок-схема (BFD) работы заводов по **Варианту 2** приведена на **Схеме 2**.

Схема 2.



Материальные балансы по технологическим установкам, которые входят в состав завода, работающего по **Варианту 2** приведены в **Таблицах 9,10,11,12,13**. Следует отметить, что показаны балансы только дополнительных установок относительно **Варианта 1**, как гидроочистки нефти для риформинга или каталитического риформинга на бензины, или изомеризации, а также приведен баланс газофракционирующей установки мощность

которой изменилась. Балансы технологических процессов, которые остались неизменными по мощности относительно **Варианта 1** не приводятся.

Таблица 9

Дополнительная гидроочистка Фракция 85-180°C, как сырья риформинга			
Сырье	т/год	кг/ч	%
Фракция 85-180°C, Сера 10 ppm	336,567.00	42,070.88	99.85%
Водород 100%	504.85	63.11	0.15%
ИТОГО сырье	337,071.85	42,133.98	100.00%
Продукция			
Фракция С1-С2	1,550.53	193.82	0.46%
Фракция 85-180°C, Сера 0.8 ppm	334,139.33	41,767.42	99.13%
Фракция С3-С5	1,381.99	172.75	0.41%
ИТОГО продукция	337,071.85	42,133.98	100.00%

Таблица 10.

Бензиновый каталитический риформинг Фракции 85-180°C			
Сырье	т/год	кг/ч	%
Фракция 85-180°C, Сера 0.8 ppm	334,139.33	41,767.42	100.00%
ИТОГО сырье	334,139.33	41,767.42	100.00%
Продукция			
Фракция С1-С2	11,761.70	1,470.21	3.52%
Стабильный риформат	288,696.38	36,087.05	86.40%
Фракция С3-С4	26,330.18	3,291.27	7.88%
Водород 100%	7,351.07	918.88	2.20%
ИТОГО продукция	334,139.33	41,767.42	100.00%

Таблица 11.

Изомеризация			
Сырье	т/год	кг/ч	%
Фракция 35-85°C	151,026.00	18,878.25	62.90%
Фракция С5-С5+	88,116.05	11,014.51	36.70%
Водород 100%	956.57	119.57	0.40%
ИТОГО сырье	240,098.62	30,012.33	100.00%
Продукция			
Товарный изомеризат	230,734.77	28,841.85	96.10%
Фракция С1-С2	9,363.85	1,170.48	3.90%
ИТОГО продукция	240,098.62	30,012.33	100.00%

Таблица 12.

Газофракционирование			
Сырье	т/год	кг/ч	%
Фракция н.к-35°C после АТ	16,464.00	2,058.00	5.53%
Фракция 35-85°C после АТ	29,760.00	3,720.00	9.99%
Фракция С2-С5 от ГО дизеля	36,292.78	4,536.60	12.19%
Фракция н.к-85°C после отбензинивания конденсата	187,596.00	23,449.50	62.99%
Фракция С3-С5 от ГО нефти	1,381.99	172.75	0.46%
Фракция С3-С4 от риформинга	26,330.18	3,291.27	8.84%

ИТОГО сырье	297,824.95	37,228.12	100.00%
Продукция			
Фракция С1-С2	2,183.99	273.00	0.73%
Фракция С3-С4	56,498.91	7,062.36	18.97%
Фракция С5-С5+	88,116.05	11,014.51	29.59%
Фракция 35-85°С	151,026.00	18,878.25	50.71%
ИТОГО продукция	297,824.95	37,228.12	100.00%

2В Вариант 3.

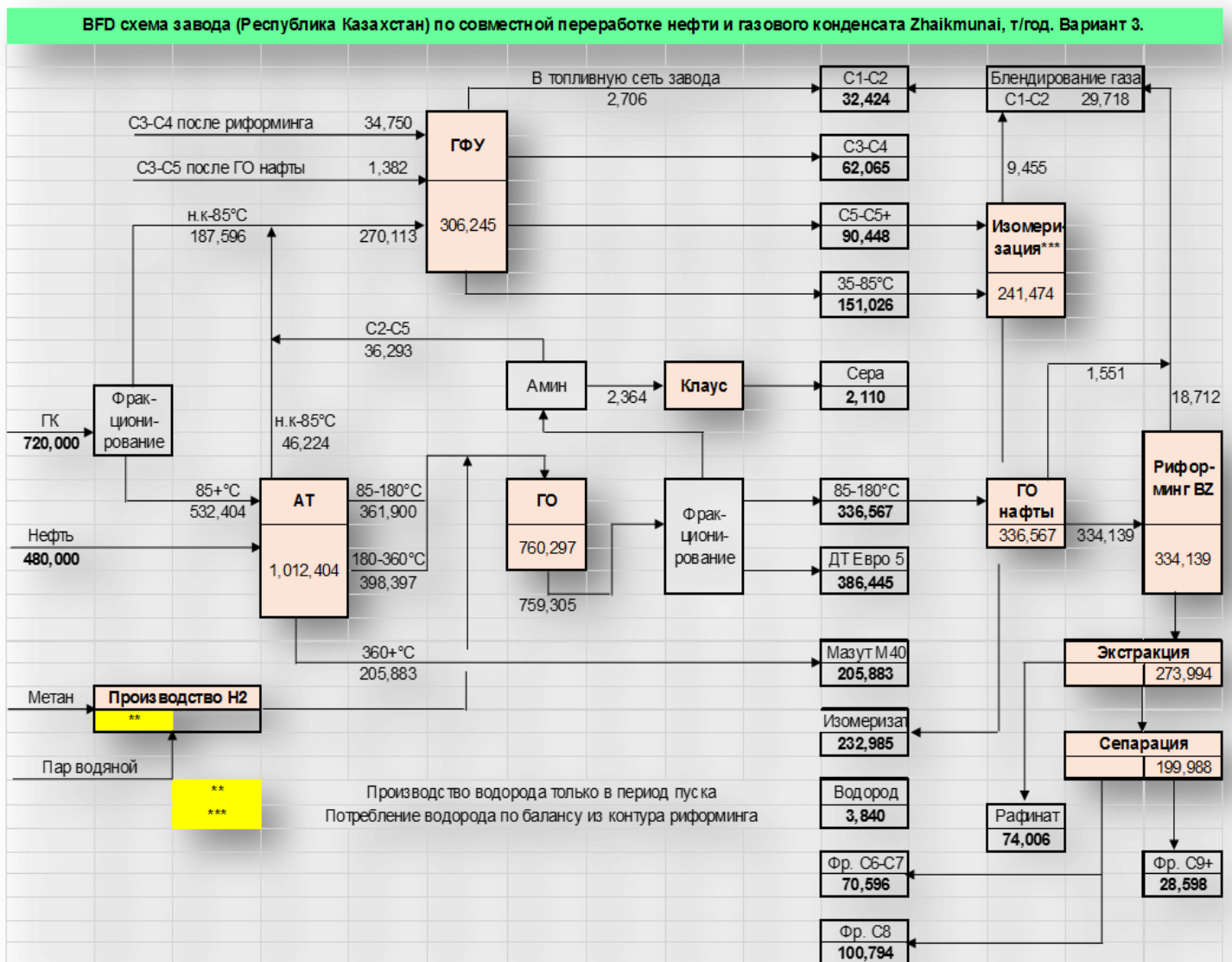
Сводный материальный баланс работы завода с выпуском ДТ Евро 5, изомеризат, как компонент автобензинов, фракции толуола и ксилолов, как сырья для нефтехимии, фракция пропан-бутановая, мазут М-40 или судовое топливо, сера приведен в **Таблице 13.**

Таблица 13.

Сводный материальный баланс работы завода по Варианту 3				Примечание
Сырье	т/год	кг/ч	%	
Сырая нефть Zhaikmunai	480,000.00	60,000.00	40.00%	
Газовый конденсат Zhaikmunai	720,000.00	90,000.00	60.00%	
Водород 100%	0.00	0.00	0.00%	Работа на водороде риформинга
ИТОГО сырье	1,200,000.00	150,000.00	100.00%	
Продукция				
Фракция С1--С2	32,423.56	4,052.94	2.70%	В топливную сеть завода
Фракция С3-С4	62,064.74	7,758.09	5.17%	Пропан-Бутан
Фракция С5-С5+	0.00	0.00	0.00%	Пентан-Изопентановая
Фракция 35-85°С	0.00	0.00	0.00%	Сольвенты, сырье изомеризации или пиролиза
Фракция 85-180°С	0.00	0.00	0.00%	Сырье пиролиза или риформинга
Бензин автомобильный	0.00	0.00	0.00%	Бензин Класс 5, Аи92
Фракция бензол-толуольная	70,595.91	8,824.49	5.88%	Сырье нефтехимии
Смесь ксилолов	100,794.15	12,599.27	8.40%	Сырье нефтехимии
Фракция С9+	28,598.34	3,574.79	2.38%	Сырье нефтехимии
Рафинат	74,005.85	9,250.73	6.17%	Сырье пиролиза риформинга
Изомеризат	232,985.20	29,123.15	19.42%	Компонент а/бензинов
Дизельное топливо	386,445.41	48,305.68	32.20%	ДТ Евро 5
Фракция 360+°С. Сера масс.% 1.0479	205,882.67	25,735.33	17.16%	М40 или судовое топливо
Сера	2,109.62	263.70	0.18%	Сера гранулированная
Потери с дымовыми газами Клауса	254.36	31.80	0.02%	
Балансовый избыток водорода 100%	3,840.19	480.02	0.32%	Водород товарный
ИТОГО продукция	1,199,999.98	150,000.00	100.00%	

Блок-схема (BFD) работы заводов по **Варианту 3** приведена на **Схеме 3.**

Схема 3.



Материальные балансы по технологическим установкам, которые входят в состав завода, работающего по **Варианту 3** приведены в **Таблицах 14,15,16,17,18**. Следует отметить, что показаны балансы только дополнительных установок относительно **Варианта 2**, как каталитический риформинг на ароматику, или экстракция и сепарация ароматики, а также приведен баланс газофракционирующей установки мощность которой изменилась. Балансы технологических процессов, которые остались неизменными по мощности относительно **Вариантов 1 и 2** не приводятся.

Таблица 14

Ароматический каталитический риформинг Фракции 85-180°C			
Сырье	т/год	кг/ч	%
Фракция 85-180°C, Сера 0.8 ppm	334,139.33	41,767.42	100.00%
ИТОГО сырье	334,139.33	41,767.42	100.00%

Продукция			
Фракция С1-С2	18,711.80	2,338.98	5.60%
Стабильный риформат	273,994.25	34,249.28	82.00%
Фракция С3-С4	34,750.49	4,343.81	10.40%
Водород 100%	6,682.79	835.35	2.00%
ИТОГО продукция	334,139.33	41,767.42	100.00%

Таблица 15

Экстракция ароматических углеводородов			
Сырье	т/год	кг/ч	%
Стабильный риформат	273,994.25	34,249.28	100.00%
ИТОГО сырье	273,994.25	34,249.28	100.00%
Продукция			
Концентрат ароматики	199,988.40	24,998.55	72.99%
Рафинат не ароматический	74,005.85	9,250.73	27.01%
ИТОГО продукция	273,994.25	34,249.28	100.00%

Таблица 16

Сепарация ароматических углеводородов			
Сырье	т/год	кг/ч	%
Концентрат ароматики	199,988.40	24,998.55	100.00%
ИТОГО сырье	199,988.40	24,998.55	100.00%
Продукция			
Бензол	4,999.71	624.96	2.50%
Толуол	65,596.20	8,199.52	32.80%
Смесь ксилолов	100,794.15	12,599.27	50.40%
Фракция с9+	28,598.34	3,574.79	14.30%
ИТОГО продукция	199,988.40	24,998.55	100.00%

Таблица 17

Изомеризация			
Сырье	т/год	кг/ч	%
Фракция 35-85°C	151,026.00	18,878.25	62.29%
Фракция С5-С5+	90,448.47	11,306.06	37.31%
Водород 100%	965.90	120.74	0.40%
ИТОГО сырье	242,440.37	30,305.05	100.00%
Продукция			
Товарный изомеризат	232,985.20	29,123.15	96.10%
Фракция С1-С2	9,455.17	1,181.90	3.90%
ИТОГО продукция	242,440.37	30,305.05	100.00%

Таблица 18

Газофракционирование			
Сырье	т/год	кг/ч	%
Фракция н.к-35°C после АТ	16,464.00	2,058.00	5.38%
Фракция 35-85°C после АТ	29,760.00	3,720.00	9.72%
Фракция С2-С5 от ГО дизеля	36,292.78	4,536.60	11.85%
Фракция н.к-85°C после отбензинивания конденсата	187,596.00	23,449.50	61.26%
Фракция С3-С5 от ГО нефти	1,381.99	172.75	0.45%
Фракция С3-С4 от риформинга	34,750.49	4,343.81	11.35%
ИТОГО сырье	306,245.26	38,280.66	100.00%
Продукция			
Фракция С1-С2	2,706.05	338.26	0.88%
Фракция С3-С4	62,064.74	7,758.09	20.27%

Фракция C5-C5+	90,448.47	11,306.06	29.53%
Фракция 35-85°C	151,026.00	18,878.25	49.32%
ИТОГО продукция	306,245.26	38,280.66	100.00%

3. Описание технологического процесса по каждому из вариантов

Вариант 1. 1.1 Установка стабилизации (отбензинивания) газового конденсата

предназначена для извлечения значительных количеств фракции легкого бензина н.к-85°C из газового конденсата. Тем самым снижается нагрузка на установку АТ и что более важно, извлечение этой фракции позволяет использовать процесс совместной гидроочистки бензиновой и дизельной фракции, т.е вместо двух установок используется только одна.

1.2 Установка АТ для нефти и фракции 85+°C полученной после отбензинивания газового конденсата предназначена для:

- доизвлечение фракции легкого бензина н.к.-85°C из нефти
- извлечения фракции 85 – 180°C, как сырья для установки совместной гидроочистки бензина и дизеля
- извлечения фракции 360+°C (мазута М40) переработка которого не предусматривается Заказчиком на данном этапе.

1.3. Установка совместной гидроочистки фракции 85-360°C работает без разделения на бензиновую и дизельную составляющие на стадии реакции. Фракционирование производится после реактора гидроочистки с возможностью выпуска:

- фракции 85-180°C, как компонента автобензина Аи-92, сырья риформинга, пиролиза или сольвента
- дизельной фракции 180-360°C, как основы товарного ДТ Евро 5
- фракции 165-230°C или 205-300°C, как основы для авиационных керосинов JET А-1 и ТС-1

1.4 Установка газодифракционирования использует в качестве сырья фракцию нк-85°C от процесса отбензинивания газового конденсата и нефти, а также фракции C₂-C₅ от процесса совместной гидроочистки фракции 85-360°C. Установка имеет возможности по выпуску следующих продуктов:

- фракция пропан-бутановая, как товарный продукт
- фракция пентан-изопентановая, как товарный продукт или сырье для установки изомеризации
- фракция 35-85°C, как товарный продукт или сырье изомеризации, или пиролиза

Вариант 2. Установки 1.1, 1.2, 1.3 работают без изменения режима и мощности относительно Варианта 1. Установка 1.4 работает с незначительным увеличением мощности относительно Варианта 1.

1.5 Установка гидроочистки нефти, как сырья каталитического риформинга на бензины предназначена для снижения серы в сырье риформинга до 0.8-1.0 ppm, так как использование фракции 85-180°C с содержанием серы 10.0 ppm будет приводить к быстрому выходу из строя катализатора риформинга.

1.6. Установка каталитического риформинга на бензины фракции 85-180°C предназначена для получения стабильного риформата, как основы для получения высокооктановых автобензинов. Использование в качестве сырья фракции с началом кипения 85°C исключает образование бензола, тем самым качество автобензина на отсутствие бензола гарантировано составом сырья. Блендирование стабильного риформата и изомеризата позволяет получать автомобильный бензин Класса 5 с октановым числом 92 без каких-либо нарушений по показателям качества. Блендирование стабильного риформата, изомеризата, МТБЭ или ТАМЭ до 5 – 6 % масс, а также бутанов до 2% масс (в зимнее время) позволяет получать автомобильный бензин Класса 5 с октановым числом 95 без каких либо нарушений по показателям качества. Добавка МТБЭ или ТАМЭ в количестве до 10 – 12% масс. позволит получать автомобильный бензин с октановым числом 98.

Вариант 3. Установки 1.1, 1.2, 1.3, 1.5 работают без изменения режима и мощности относительно Варианта 1. Установка 1.4 работает с незначительным увеличением мощности относительно Варианта 2.

1.7. Установка каталитического риформинга на ароматику предназначена для получения стабильного риформата обогащенного ароматическими соединениями, как основы для получения товарного бензола, толуола и смеси ксилолов, а также фракции C₉₊.

1.8. Установка экстракции ароматических углеводородов предназначена для разделения рафината от ароматического концентрата.

1.9. Установка сепарации ароматики предназначена для разделения ароматического концентрата на индивидуальные компоненты: бензол, толуол, смесь ксилолов и фракция C₉₊.

При работе по **Варианту 3** имеется довольно широкие возможности по изменению состава товарной ароматической продукции, так, например, вовлекая в процесс риформинга фракцию с началом кипения 62°C, а не 85°C, как это приводится в нынешнем балансе **Таблица 13**, можно увеличить потенциал бензола с 5 до 20-25 т.т. год. Используя в

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

Certificate of registration on engineering and technical consultancy activities № J4/918/09.06.2023.

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

качестве сырья фракцию с концом кипения 140°C, а не 180°C, как это приводится в нынешнем балансе **Таблица 13**, можно снизить потенциал фракции C₉₊ до 8-12 т.т. год. Таким образом необходимо отчетливо понимать перспективы рынка бензола и фракции C₉₊, а также, то что увеличение выпуска бензола снижает выпуск изомеризата почти в два раза относительно бензола. Соответственно снижение выпуска фракции C₉₊ увеличивает выпуск фракции 140-180°C, которая в общем то мало ликвидна за исключением, как компонент авиа керосинов.

1.10. Установка сероочистки газов предназначена для снижения концентрации сероводорода, диоксида серы, меркаптанов в углеводородах C₁-C₂, которые возвращаются в топливную сеть завода, т.е установка Клауса решает исключительно экологические задачи.

1.11. Установка производства водорода риформингом метана предназначена для обеспечения завода водородом. По **Варианту 1** на весь период эксплуатации, по **Вариантам 2 и 3** только на период пуска или работы завода без установки риформинга.

4. Операционные затраты процессов по каждому из вариантов

Операционные затраты по установкам и комплексу в целом определяются на основе расходных норм по трем статьям в виде трех таблиц: 1) энергетика, 2) реагенты, химикаты, катализаторы, 3) зарплата и ремонты. Для данного этапа, так как отсутствует понимание энергоресурсов площадки, нет необходимости в детализации процессов в отношении катализаторов и химикатов, не может быть детализирована численность производственного персонала, так как не ясна функция и состав ОЗХ, в этом случае более рационален и объективен подход в форме процессинга, а именно:

По основным установкам 1.1-1.9 цены процессинга даны в расчете на сырье.

1.1 Установка стабилизации (отбензинивания) газового конденсата – **2.59** евро/т

1.2 Установка АТ для нефти и фракции 85+°С – **3.15** евро/т

1.3 Установка совместной гидроочистки фракции 85-360°С – **6.45** евро/т

1.4 Установка газофракционирования – **9.42** евро/т

1.5 Установка гидроочистки нефти – **5.85** евро/т

1.6. Установка каталитического риформинга на бензины или ароматику – **9.57** евро/т

1.8. Установка экстракции ароматических углеводородов – **16.29** евро/т

1.9 Установка сепарации ароматики – **12.20** евро/т

По вспомогательным установкам 1.10-1.11 цены процессинга даны по продуктам (сера и водород).

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

Certificate of registration on engineering and technical consultancy activities № J4/918/09.06.2023.

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

1.10 Сероочистка газов (процесс Клауса) – 360.92 евро/т

1.11 Производство водорода – 742.4 евро/т с учетом стоимости природного газа на процесс.

Все цены на энергоносители и зарплаты производственного персонала взяты из наших архивов по проектам 2017 года для Республики Башкирия.

Все цены на катализаторы и химикаты взяты из наших архивов по проектам на территории Российской Федерации с прямыми поставками от поставщиков.

В последующем при выполнении **Технического задания №2** после выбора одного из вариантов расчет ОПЕХ будет выполняться в формате «трех таблиц» – Энергетика. Реагенты, химикаты, катализаторы. Зарплата и ремонты.

5. Выводы и рекомендации по переработке нефти и газового конденсата.

1. Предлагаемые **Варианты 1,2,3** в Главах 1-4 легко масштабируются, т.е. переданные балансы буквально перемножаются на три для получения баланса НПЗ на 3 млн. т/год на аналогичном сырье.

2. **Вариант 2** по топливной схеме не требует каких либо доработок. Увеличения выхода топлив может быть достигнуто, например, процессом коксования для фракции 360+°С (Мазут М40). В этом случае в конечном балансе выход товарных бензина и дизеля возрастет на 5% и 15% соответственно. Замедленное коксование является наименее затратным по капитальным вложениям. Получаемый кокс имеет электродное качество.

3. При работе по **Варианту 3** не рекомендуется смещать переработку в выделение индивидуальных ксилолов, если отсутствует программа переработки. Капитальные затраты по выделению орто, мета или пара-ксилола велики, а разница в цене между смесью ксилолов и моно ксилолами не такая значительная и с трудом перекрывает CAPEX.

4. Увеличение выхода бензола достигается за счет снижения выпуска изомеризата (в соотношении 1:2), уменьшение выхода фракции C9+ достигается увеличением выхода фракции 140-180°С (в соотношении 1:2).

5. Увеличение суммарного выхода ароматических углеводородов может быть реализовано вовлечением в процесс риформинга не ароматического рафината, но в этом случае Заказчик должен решать вопрос с реализацией значительных количеств фракции C5 (например сырье на каучуки), либо расширять собственную установку Изомеризации.

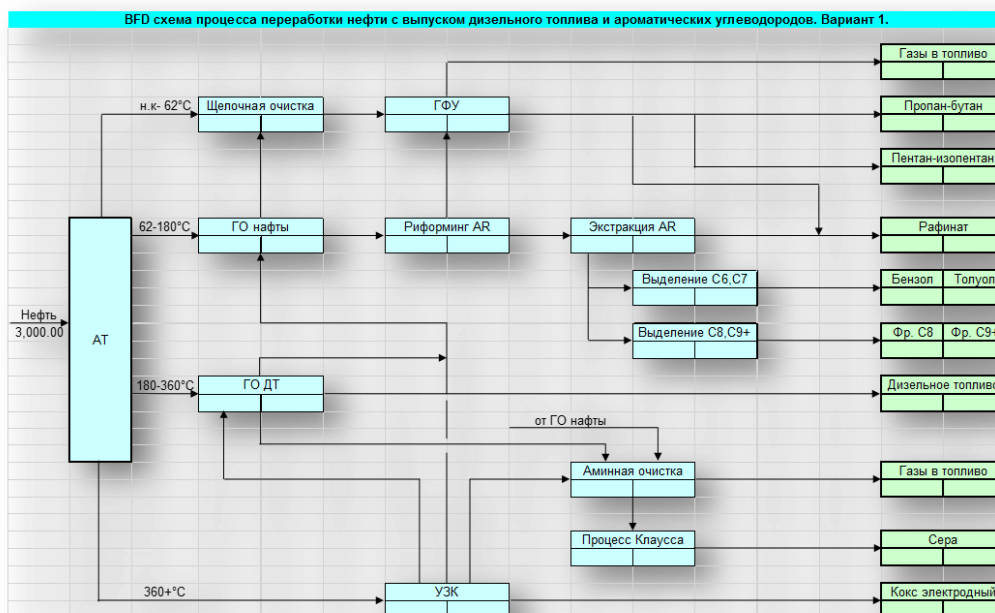
6. **Вариант 4**, который приведен на **Схеме 4** является наиболее ликвидным по соотношению капитальные затраты/получаемая прибыль. В процесс вовлекается переработка фракции 360+°С (Мазут М-40) на установке замедленного коксования. Получаемый кокс имеет электродное качество, но несколько более высокое, чем при работе по топливной схеме по **Варианту 2**, так как в сырье коксования добавляются полиароматические углеводорода C₉+ из контура установок ароматики. Выход ароматических углеводородов по **Варианту 4** возрастает относительно **Варианта 3**.

7. При работе по **Варианту 4**, так же, как и по **Варианту 3** не рекомендуется заниматься извлечением моно ксилолов без понимания переработки.

8. Работа по **Варианту 4** на мощность около 3 млн.т/год может быть рассмотрена, как альтернатива «четвертому» НПЗ Республики Казазстан.

9. При работе по **Варианту 4** на мощность около 3 млн.т рекомендуется использовать каталитический риформинг смешанного типа в этом случае завод может эксплуатироваться по топливно – нефтехимическому варианту, т.е с выпуском и бензина и ароматики.

Схема 4



6. Логистика сырья при переработке тяжелой нефти.

Заказчик планирует к переработке два типа нефтей:

6.1 Нефть Каратюбе, до 300 т.т/год, **Приложение 1**. Нефть достаточно тяжелая, неэкспарафинистая, малосернистая. Практически не содержит бензиновой фракции (нк-180°С), при этом имеет высокий потенциал дизельной фракции (180-360°С) до 35% об.

Мазутная фракция, до 530°C составляет //////////////% об., при очень низком содержании ванадия, что является положительным фактором, но и Конрадсон очень мал = 4.44% масс.

Необходимо указать потенциал мазутной фракции (390-530°C) до ////////////// %об.

Необходимо указать Конрадсона для фракции гудрона (>530°C).

6.2 Нефть Бузачи, Жанажол, Кашаган (в соотношении 1:1:1), до 1 млн.т/год, **Приложение 2**. Нефть по плотности обычная для средне трубных, низко-парафинистая, сернистая. Бензиновая фракция (нк-180°C), до 25% об. Дизельная фракция (180-360°C) до 40% об. Мазутная фракция до 35% об.

Необходимо указать потенциал мазутной фракции (390-530°C) до ////////////// %об.

Необходимо указать Конрадсона для фракции гудрона (>530°C).

7. Логистика переработки тяжелой нефти.

Заказчик планирует следующую конфигурацию переработки:

7.1. Для нефти Каратобе. Существующая АТ, 150 т.т/год, с расширением до 300 т.т/год. Необходимость ВТ определяется после ответа на поставленные вопросы, **п. 1.1.** ГО дизеля с выпуском товарного дизеля Е5. УЗК без выпуска тяжелого дизеля коксования. Ароматизация нефти коксования с выпуском товарной бензол-толуольной фракции. Мощность ароматизации нефти определяется после ответа на поставленные вопросы, **п. 1.1.** Газы С₁-С₃ процессов УЗК и ароматизации нефти направляются в топливную сеть завода. Получаемые продукты: Дизель Е5, кокс малосернистый, бензол-толуольная фракция. Мощность ГО определяется по балансу прямогонного дизеля нефти Каратобе и дизеля коксования. Мощность УЗК определяется после ответов на поставленные вопросы, **п. 1.1** и **п. 1.2.**

7.2 Для нефтей Бузачи, Жанажол, Кашаган (в соотношении 1:1:1) предлагается стандартная топливная схема <https://enky-afina.ru/konceptualnii-proekt-n56k> Заказчик может ознакомиться с балансами переработки нефти Zhaikmunai, Республика Казахстан, исключая из приведенных балансов газовый конденсат.

8. Рекомендации и Выводы для переработки тяжелой нефти.

8.1 Переработка по варианту **п. 2.2** определяется стандартными конфигурациями и стандартными расчетами экономического потенциала. Не следует связывать между собой переработку по **п. 2.1** и **п. 2.2**, за исключением гудрона от средне трубной нефти. Используя материалы, приведенные по ссылке применительно к средне трубной нефти Заказчик может самостоятельно решить все поставленные для себя задачи.

8.2 Переработка по варианту п. 2.1 определяется более сложными конфигурациями, как ароматизация тяжелого дизеля коксования и ароматизация нефти коксования. Именно тяжелый дизель коксования и нефть коксования, если они выходят за пределы завода и снижают или сводят к минусу все экономические построения. Именно поэтому и предлагается переработка этих продуктов, а на ряду с выпуском низкосернистые коксов, экономика этого производства может быть очень эффективной.

8.3 Если, по каким-либо причинам, расширение добычи нефти Каратобе до 300 т.т/год, не произойдет, рекомендуется догружать УЗК со стороны, например, тяжелым дизелем коксования или высокоароматическими остатками С10+ от комплекса ароматики Атырау, таких возможностей по НПЗ Казахстана можно иметь достаточно много.

9. Предложение переработки по варианту п. 7.1.

По ссылке вы видите полный состав работ <https://enky-afina.ru/4-soderzhanie-konceptualnogo-proekta> из которого оставляем только необходимые для вас пункты: 1.2, 1.4, 1.5, 1.6, 1.7, 1.9.