



Тема 2. Характеристика Товарного производства.

Программа профессиональной переподготовки рабочих по профессии 16085 «Оператор товарный» для персонала рабочих профессий АО «Газпромнефть-ОНПЗ»

Май 2021г.

Преподаватель: Богомяков Владислав Валерьевич

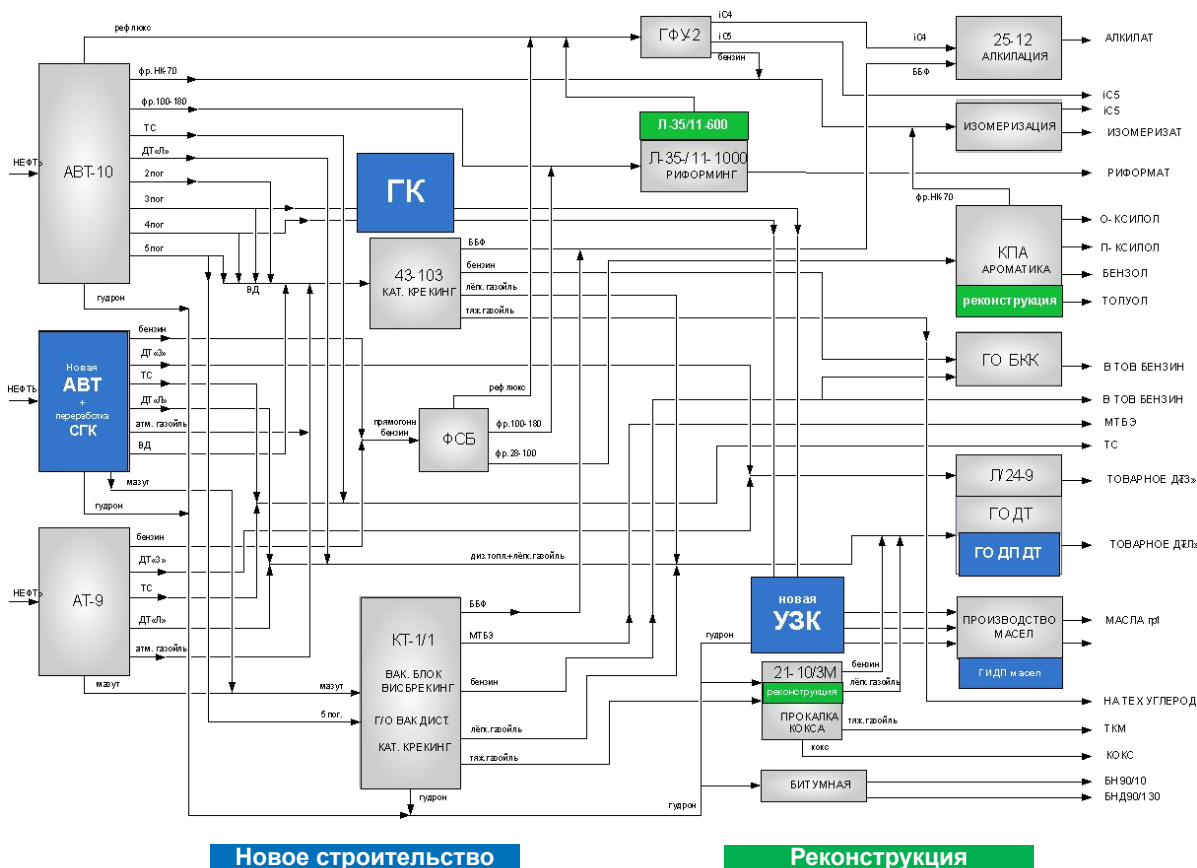


Лекция. Товарное производство:

- характеристика технологических объектов;
- принципиальные технологические схемы насосных и эстакад слива-налива, варианты работы, производительность отгрузки/приёма нефтепродуктов, сезонность производства, ёмкость парков по видам н/продуктов.
- взаимовлияние и взаимосвязи участков товарного производства между собой и с другими технологическими объектами: производствами №1, №2, №4.
- схемы межцеховых коммуникаций (трубопроводов, узлов переключений) Товарного производства

Взаимосвязи товарного производства с технологическими объектами завода

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МОЩНОСТИ ЗАВОДА

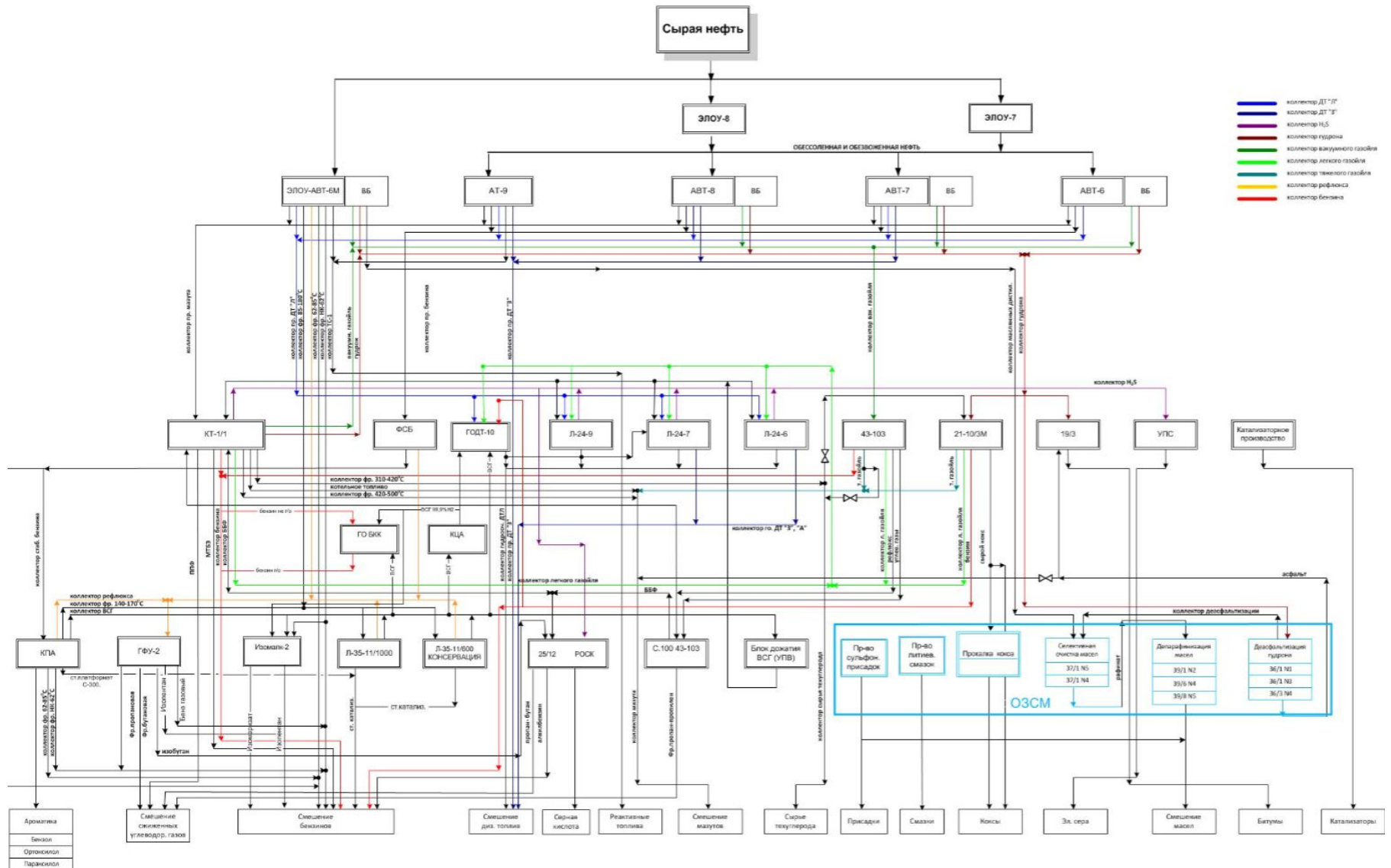


ТОВАРНОЕ ПРОИЗВОДСТВО



Товарное производство - неотъемлемая часть технологической схемы завода от которого зависит производство и отгрузка товарной продукции. При возникновении технических и логистических ограничений в ТП, невозможна стабильная работа предприятия в целом

Порядок последовательной перекачки нефти, компонентов и нефтепродуктов.



ТСБ -1

- Резервуарные парки бензиновых компонентов АССБ.
- Резервуарные парки компонентов дизельных топлив и станция смешения дизельных топлив.
- Резервуарные парки для тёмных нефтепродуктов, узлы смешения
- Резервуарные парки ароматических углеводородов.
- Резервуарные парки СУГ, насосная, эстакада налива в ж/д цистерны, автомашины, весы.
- Терминал слива, хранения и закачки в переработку КГС, эстакада слива, весы.
- Эстакада светлых нефтепродуктов тит. АУТН-1.
- Эстакада тёмных продуктов тит. 379.
- спец. эстакада тит. 378.

ТСБ -2


- Резервуарные парки для хранения нефти
- Резервуарные парки светлых нефтепродуктов и насосная
- Эстакада тактового налива АУТН – 2.
- Эстакады налива светлых нефтепродуктов тит. 509 и 1412/1413.

Причал

- Резервуарные парки для светлых и темных нефтепродуктов
- Узел налива ТС -1 в автомашины.
- 2 причала для налива нефтепродуктов.



Состав сырой нефти

Углеводороды :	Углерод	84 - 87 % вес
	Водород	11 - 14 % вес
Примеси :		
СЕРА	0.04 - 6 вес %	
КИСЛОРОД	0.1 - 0.5 вес %	
АЗОТ	0.1 - 1.5 вес %	
Тяжелые металлы	50 - 150 г/т	
Вода и осадки Минеральные соли	0.1 - 0.6% об 20 - 200 г/т	

Указанное содержание обычно определяется для общего количества сырой нефти

Примеры сырой нефти



Особо легкая фракция



Тяжелая фракция: Венесуэла



Особо тяжелая фракция:
твердая при 20°C



Легкая фракция
из Северного моря

Прием нефти

По транзитным трубопроводам ПАО Транснефти на ОНПЗ приходит в основном нефть Усть-Балыкского месторождения.

Усть-Балыкское нефтяное месторождение находится на границе Сургутского и Нефтеюганского районов ХМАО Тюменской области около г. Нефтеюганск.

Входит в состав Сургутского нефтегазозоносного района Среднеобской нефтегазозоносной области, относится к Западно-Сибирской провинции.

Месторождение обнаружено 16 октября 1961 г., когда на берегу Оби в черте современного Нефтеюганска забил 1^й нефтяной фонтан.

Введено в разработку через 3 года в 1964 г.

Начальные запасы нефти - до 100 млн т.

На данный момент добыто около 200 млн т нефти плотностью 0,84 г/см³ и с количеством серы 1,3-1,8 %.

Она залегает на глубине 2-2,7 км, а средняя глубина скважин составляет 2 614 м. Месторождение является многопластовым.

Входит в число крупнейших месторождений у Роснефть-Юганскнефтегаз.

По начальным запасам занимает 9 место, по остаточным - 8 место.

На Усть-Балыкском месторождении пробурен фонд скважин - более 1400 или 7% от фонда объединения, половина из которых находится в простое по причине малодобитности, высокой обводненности и по техническим причинам.

По накопленному отбору - 53 млн т нефти - месторождение занимает 6 место в Роснефть-Юганскнефтегаз.

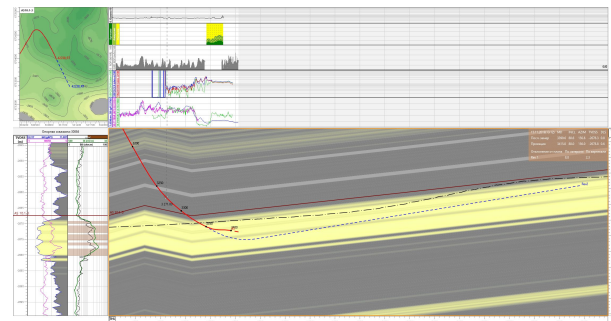
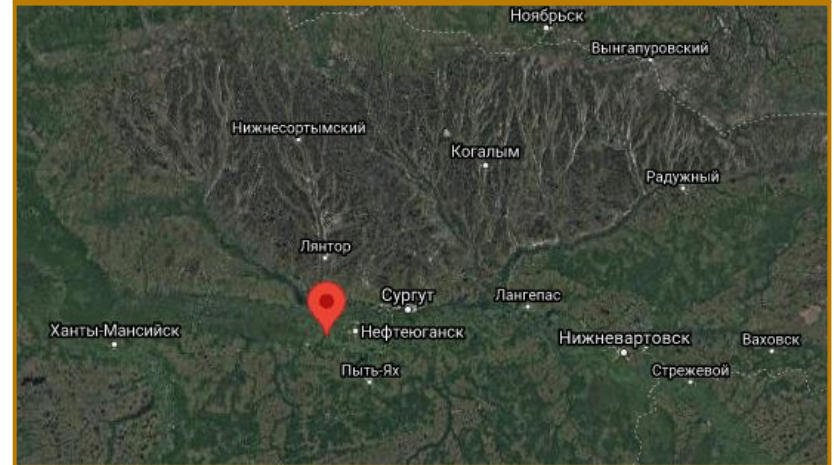
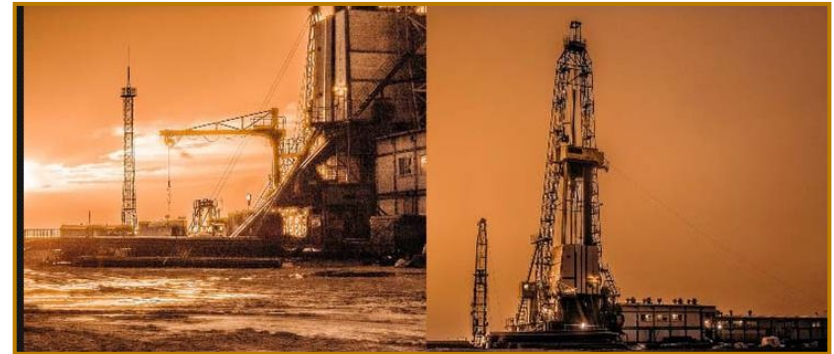
По уровню годовой добычи нефти 1235 тыс. т в 2000 г. месторождение занимало 6 место в Роснефть-Юганскнефтегаз.

Фактический дебит скважин по нефти - 8 т/сут. на 40% ниже среднего по объединению.

Разбуривание Усть-Балыкского месторождения продолжалось 19 лет, всего пробурено 3656 тыс. м эксплуатационного метража.

Средняя глубина скважины 2614 м.

Оператором Усть-Балыкского месторождения является российская нефтяная компания Роснефть.



Насосная титул 1165P

На установки производства №1 нефть откачивается посредством центробежных насосов 12 НДС Нм производительностью 1200 кубических метров нефти в час.
В работе обычно находятся 3 из шести насосов.

В процессе поступления нефти в резервуары ОНПЗ, она проходит через систему измерения количества нефти СИКН № 448 расположенную на территории Омской линейной производственно-диспетчерской станции (далее – ОЛПДС) Омского районного нефтепроводного управления (далее – ОРНУ) АО «Транснефть - Западная Сибирь»

После наполнения нефтью каждый резервуар отстаивается не менее 2-х часов, дренируется от воды и механических примесей. Производится размыв донных отложений и последующая откачка на установки первичной переработки нефти .

Насосная
титул 1165P

P-1

P-5

P-2

P-6

P-11

P-3

P-7

P-12

P-4

P-8

P-33

P-34

P-36

P-35

СИКН №448

Нефть в нас.тит.1165P

Нефть на АВТ

Нефть может быть направлена в любой из 14 резервуаров, нефтяных резервуарных парков. Четыре из которых имеют объем 50 000 кубических метров и 10шт пог 20.000 кубических метров.

Для примера, резервуар объемом 50 000 может вместить приблизительно 833 вагон-цистерн нефти.
В среднем суточный объем принимаемой и откачиваемой нефти составляет 55 000 тонн. Объем закачиваемой нефти около 2000 тонн в час. Откачка около 2000 в час.

Ёмкость резервуарных парков Товарного производства по видам н/продуктов.

Объемы хранения в кубических метрах, товарно-сырьевых парков, Товарного производства, АО «Газпромнефть- ОНПЗ».				
н/п	Объект	Нефтепродукт	Объем (ном.)	Примечание
Товарное производство				
ТСБ-1				
1	Участок АССБ	Бензин	127 000 м ³	
2	Участок АССБ	Толулол	3000 м ³	
3	Участок АССБ	Метанол	780 м ³	
4	РП нас.тит.1100	(диз.топливо) ДТ	53 400 м ³	
5	РП нас.тит.1100	СМТ	8 000 м ³	
6	РП нас.тит.1100	Тяжелый газойль кат. крекинга	6 000 м ³	
7	РП нас.тит.1100	Базовое топливо РТ, авиационное топливо РТ	18 400 м ³	
8	РП нас.тит.1100	Лёгкий газойль кат. крекинга	8 000 м ³	
9	РП нас.тит.146/1124	Мазут, ТСУ	80 000 м ³	
10	РП нас.тит.146/1124	ТС-1	18 000 м ³	
11	Участок ПСГ/СУГ	СУГ	6 400 м ³	
12	Участок СГК	СГК	20 000 м ³	
ИТОГО общий объём по ТСБ-1			328 980 м³	
ТСБ-2				
1	РП нас.тит. 1163/1164	Бензин	220 000 м ³	
2	РП нас.тит. 1163/1164	(диз.топливо) ДТ	160 000 м ³	
3	РП нас.тит. 1163/1164	ТС-1	80 000 м ³	
4	РП нас.тит. 1165Р	Нефть	440 000 м ³	
5	Участок «Причалъ»	Бензин	12 000 м ³	
6	Участок «Причалъ»	(диз.топливо) ДТ	19 000 м ³	
7	Участок «Причалъ»	ТС-1	6 000 м ³	
8	Участок «Причалъ»	СГК	10 000 м ³	
ИТОГО общий объём по ТСБ-2			947 000 м³	

Автоматизированная станция смешения бензинов. АССБ

Назначение объекта – приём, хранение, перекачка, приготовление, отгрузка потребителям товарных продуктов с использованием трубопроводов, насосов и резервуаров.
Приготовление товарных бензинов осуществляется в потоке автоматизированной станцией смешения бензинов при одновременной подаче всех компонентов в трубопровод смешения.



Автоматизированная станция смешения бензинов. АССБ

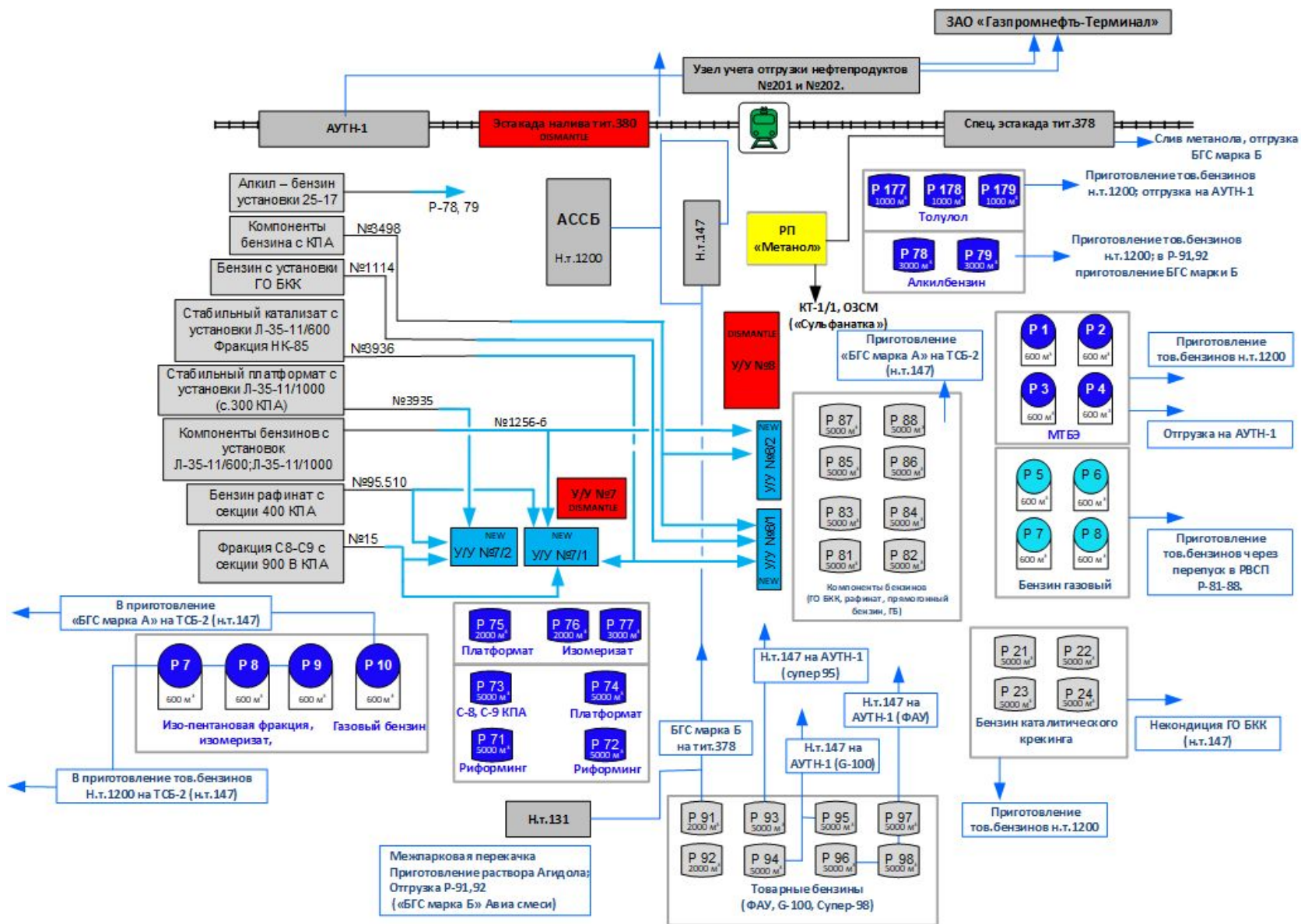
Приготовление товарных бензинов происходит при компаундировании (смешении) в потоке нескольких компонентов, путём их одновременной подачи в один из

4-х финальных трубопроводов смешения, согласно заданной рецептуры в % об.

Для обеспечения качества компаундирования бензинов, АССБ оснащена поточными анализаторами: PIONIR 1024P; «Sola II»; GC8000; Beacon 3000 и RVP.



Направления отдачи готовых продуктов с АССБ. Потоки участка приготовления бензинов.



Основные компоненты смешения бензина

Низкооктановые компоненты:

- Фракция «НК – 62 оС» установки АВТ-10.
- Фракция «62 – 85 оС» установки АВТ-10.
- Фракция «85 – 140 оС» установки АВТ-10.
- Фракция «140 – 180 оС» установки АВТ-10.
- Фракция «НК – 62 оС» секции 100 КПА.
- Фракция «62 – 85 оС» секции 100 КПА.
- Фракция «85 – 140 оС» секции 100 КПА.
- Фракция «140 – 170 оС» секции 100 КПА.
- Фракция «НК – 80 оС» установки ФСБ.
- Фракция «80 – 180 оС» установки ФСБ.
- Фракция «НК – 180 оС» установки ФСБ.
- Фракция «НК – 185 оС» установок АВТ.
- Бензин-рафинат секции 400 КПА.
- Бензин газовый ГФУ-2.
- Бензин каталитического крекинга гидроочищенный установки ГО БКК.
- Бензин газовый секции 100 установки 43-103.
- Бензин каталитического крекинга установки КТ-1/1.
- Бензин каталитического крекинга установки 43-103.
- Лёгкий платформат секции 400 КПА.
- Бензин-отгон установок гидроочистки дизельного топлива
- Л-24/6, Л-24/7, Л-24/9.
- Бензин коксования установки 21-10/3М (как компонент автомобильных бензинов может использоваться без гидроочистки только до ввода в эксплуатацию новой установки гидроочистки дизельных топлив; после ввода данной мощности будет использоваться в качестве её сырья с выводом в виде бензина-отгона).

Высокооктановые компоненты:

- Алкилбензин установки 25/12.
- Фракции изо-пентановые установки Изомалк-2 и ГФУ-2.
- Изомеризат установки Изомалк-2.
- Бензин каталитического риформинга установок Л-35-11/600 и Л-35-11/1000.
- Платформат секции 300 КПА.
- Метил-трет-бутиловый эфир с секции МТБЭ КТ-1/1 и с ЗАО «Экоойл».
- Фракции С8 и С9 секции 900 В КПА.
- Толуольный концентрат секции 900 А КПА.

Пример оценки вместимости резервуаров

Критерий «полезна вместимость» - максимально допустимое наполнение – технологические остатки, в тоннах

Критерий «запас хода» компонентов и товарной продукции в резервуары ТП - принят как индикативное значение – «запас хода в резервуары» для товарных продуктов не менее 3-х суток, для резервуаров с компонентами не менее 1-х суток.

Компоненты н/пр. и СУГ	Производство с учетом сезонности, т/сутки	Ходовые резервуары для наполнения (-1 в ремонт)	Полезный объем группы резервуаров, тонн	Запас хода в резервуары, сутки ($\geq 1,0$)	Примечания. Наличие РВС для резервного направления, запас хода при этом, прочее.
Бензин кат. крекинга С-300 КТ-1/1	3 227	21, 22, 23, (24)	8 568	2,7	
МТБЭ	157	1, 2, 3, (4)	1 017	6,5	
Алкилат 25/12	483	78, (79)	1 666	3,4	
Гексан изомеризат	905	75, (77)	1 107	1,2	ритмичное вовлечение в смешение товарных бензинов (СЕ-98, ПЕ-95 Р-92)
Смесь изо-пентана	1 778	7,8, (9)	580	0,3	наличие постоянного спроса на вовлечение в смешение товар. бензинов (СЕ-98, ПЕ-95, Р-92)
Бензольный концентрат	645	96 (97)	1 807	2,8	
Риформат	586	82, (83)	2 814	4,8	
Смесь бензинов риформинга	4 269	71,(72),73	6 017	1,4	
Бензин ГО БКК	1 961	81,(84)	2 709	1,4	
Смесь бензинов прямогонных	2 221	85, (87)	2 594	1,2	резервное направление в Р-86 запас хода увеличится до 3,1
Смесь бензинов газовых	1 285	86,(87),5,6,7,8,10	3 304	2,6	Р-87 может быть резервным направлением для бензинов газовых и прямогонных
Бензин - рафинат С-400	582	88	2 160	3,7	



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЛОГИСТИКА»
(ООО «ГПН-ЛОГИСТИКА»)

Юридический адрес:
Россия, 109429, Москва, Капотня 2-й квартал, д. 20 А
ОГРН 10689605016124, ИНН 8005009530

Адрес для корреспонденции:
Россия, 109429, Москва, Капотня 2-й квартал, д. 20 А
Тел.: +7 (495) 777-31-71, +7 (495) 777-31-11
Факс: +7 (495) 650-59-57
e-mail: gpn@gazprom-neft.ru
http://www.gazprom-neft.ru

10.12.2018 № РДН-АО/ОС/18445

на № 04/35818 от 27.11.2018г.

О предоставлении информации

Уважаемый Александр Анатольевич!

В ответ на Ваше письмо исх. № 04/35818 от 27.11.2018г. касательно предоставления информации о сроках хранения товарных нефтепродуктов, для применения в расчетах в Программе развития резервуаров, сообщаем следующее:

Технологические возможности резервуаров и емкостей СУГ Товарного производства должны соответствовать отраслевым требованиям и нормативам (например, «Руководство по безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легко воспламеняющихся жидкостей под давлением» № 778 от 26.12.2012 года). Корректный НМД, либо набор таких НМД, которыми следует руководствоваться, должна определить проектирующая организация.

Согласно п.10 «Руководства по безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легко воспламеняющихся жидкостей под давлением» № 778 от 26.12.2012 года, на сырьевых и товарных складах в соответствии с технологическим регламентом рекомендуется хранить запас каждого из видов сырья и товарной продукции, равный 3-суточной производительности химико-технологической системы. При изотермическом или комбинированном хранении объем хранимого сырья и товара может быть увеличен до 15-суточного.

Как показывает отраслевой опыт и опыт ОЦОН ООО «ГПН-Логистика», случаи задержек предоставления специализированного подвижного состава на АО «Газпромнефть-ОНПЗ» нередки, однако в подавляющем большинстве случаев экспедитор предоставляет под погрузку пригодный подвижной состав в течение не более чем трех суток.

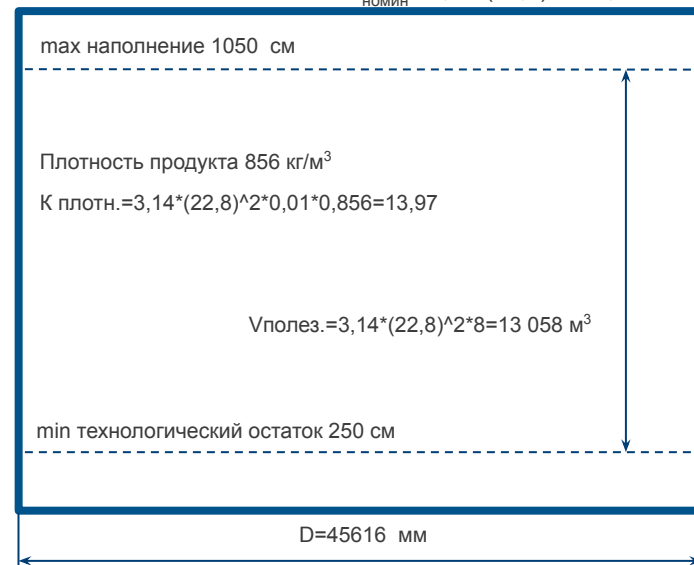
Таким образом, 3-х суточный запас хранения под каждую марку товарной продукции позволит максимально исключить риски затоваривания резервуарных парков и последующую остановку производства.

С уважением,

Директор Омского центра
отгрузки нефтепродуктов

В.Н. Лепский

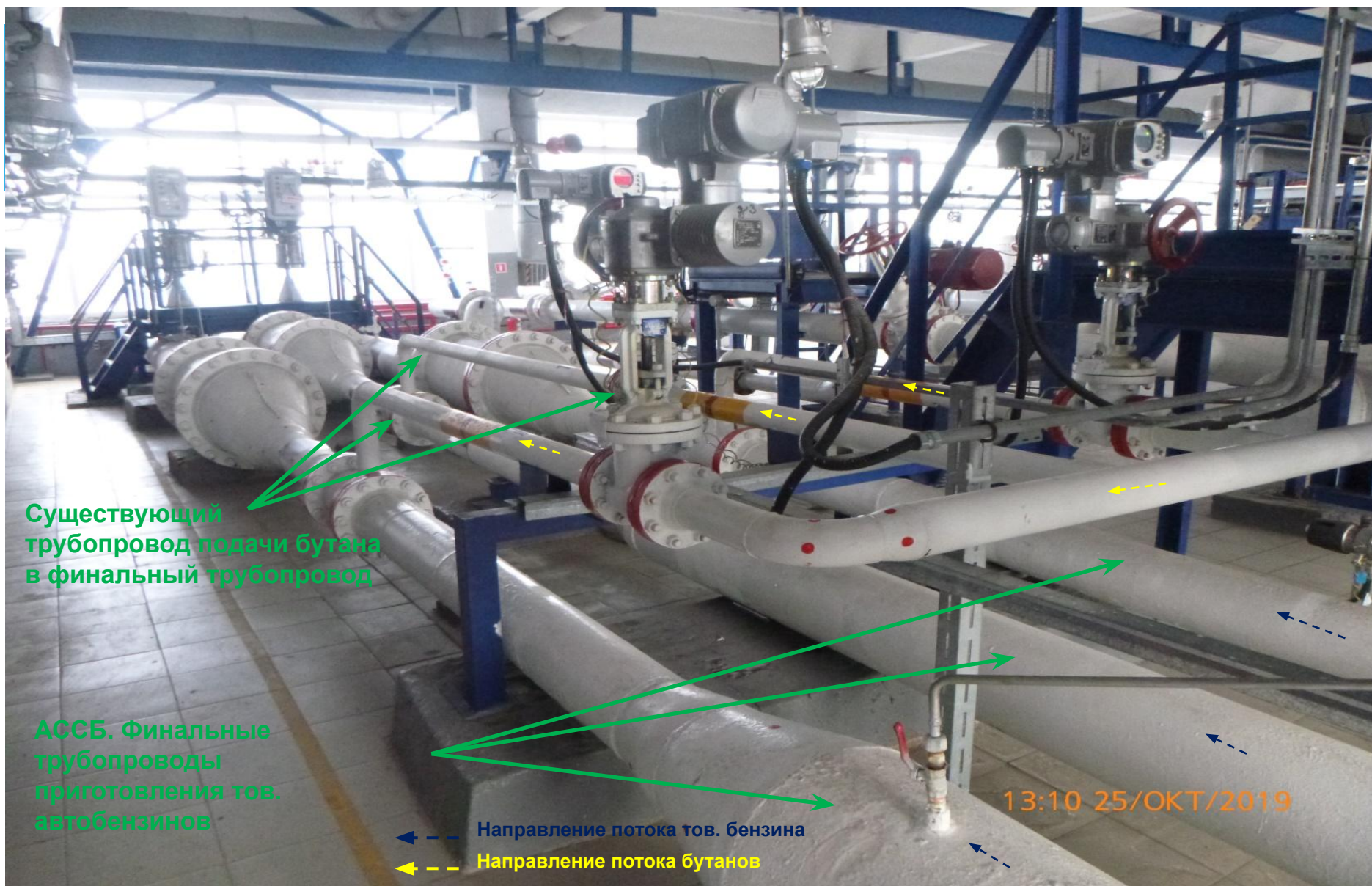
12504 мм Высота резервуара $V_{\text{номинал}} = 3,14 \cdot (22,8)^2 \cdot 12,5 = 20403 \text{ м}^3$



$$G_{\text{полез.на н/пр}} = (1050-250) \cdot 13,97 = 11 176 \text{ т}$$

Наименование	Номинальный объем, м ³	Полезный объем, м ³	Плотность, кг/м ³	Полезная вместимость, т
Тех. карта	20 403	13 058	856	11 176

Взаимосвязь приготовления бензинов с участком ПСГ



Компонентный состав и качество бензинов

Бензин неэтилированный АИ-92-К5

Смесь компонентов, %	База	Проект бутаны в бензины
СМЕСЬ БЕНЗ.РИФОРМ.	19.38	22.1
БЕНЗ.КАТ.КР.С.300 КТ	40.21	35.9
БЕНЗИН ГОБКК	17.27	20.24
АЛКИЛАТ 25/12	1.66	0
ГЕКСАН.ИЗОМЕРИЗАТ	10.22	7.12
СМЕСЬ БЕНЗ.ГАЗОВЫХ	4.77	6.06
БУТАН НОРМАЛЬНЫЙ	6.12	6.65
ФР.БУТАНОВАЯ 25/12	0.37	0.65
СМЕСЬ ББФ И ИЗОБУТАН	0.00	1.28
Итого:	100.00	100.00
Качество продукта:		
Плотность при 15оС	0.728	0.728
ДНП, кПа	86.61	97
Окт.Число М.М.	84.06	83.96
Окт.Число И.М.	92	92

Бензин Премиум Евро-95 в.III (АИ-95-К5)

Смесь компонентов, %	База	Проект бутаны в бензины
СМЕСЬ БЕНЗ.РИФОРМ.	25.88	24.26
БЕНЗ.КАТ.КР.С.300 КТ	38.44	44.3
АЛКИЛАТ 25/12	4.43	0
СМЕСЬ БЕНЗ.ГАЗОВЫХ	3.57	0
СМЕСЬ В ЛИНИЮ НК-85	8.94	6.7
СМЕСЬ ИЗОПЕНТАНА	14.09	18.09
БУТАН НОРМАЛЬНЫЙ	2.84	6.65
СМЕСЬ ББФ И ИЗОБУТАН	1.81	0
Итого:	100	100
Качество продукта:		
Плотность при 15оС	0.7348	0.7283
ДНП, кПа	88.54	97
Окт.Число М.М.	86.6	86.6
Окт.Число И.М.	95.2	95.2

Компонентный состав и качество бензинов

Бензин Супер Евро-98 в.III (АИ-98-К5)

Смесь компонентов, %	База	Проект бутаны в бензины
МТБЭ	6.92	7,0
СМЕСЬ БЕНЗ.РИФОРМ.	23.17	32.58
БЕНЗ.КАТ.КР.С.300 КТ	27.77	33.13
ТОЛУОЛ.КОНЦ-Т	2.06	1.91
АЛКИЛАТ 25/12	14.75	12.49
ГЕКСАН.ИЗОМЕРИЗАТ	13.93	2.53
СМЕСЬ В ЛИНИЮ НК-85	11.4	2.26
СМЕСЬ ББФ И ИЗОБУТАН	0	8.1
Итого:	100	100
Качество продукта:		
Плотность при 15оС	0.753	0.745
ДНП, кПа	48.77	97
Окт.Число М.М.	88.8	88.8
Окт.Число И.М.	98.1	98.1

Автомоб. бензин G-DRIVE 100 (АИ-100-К5)

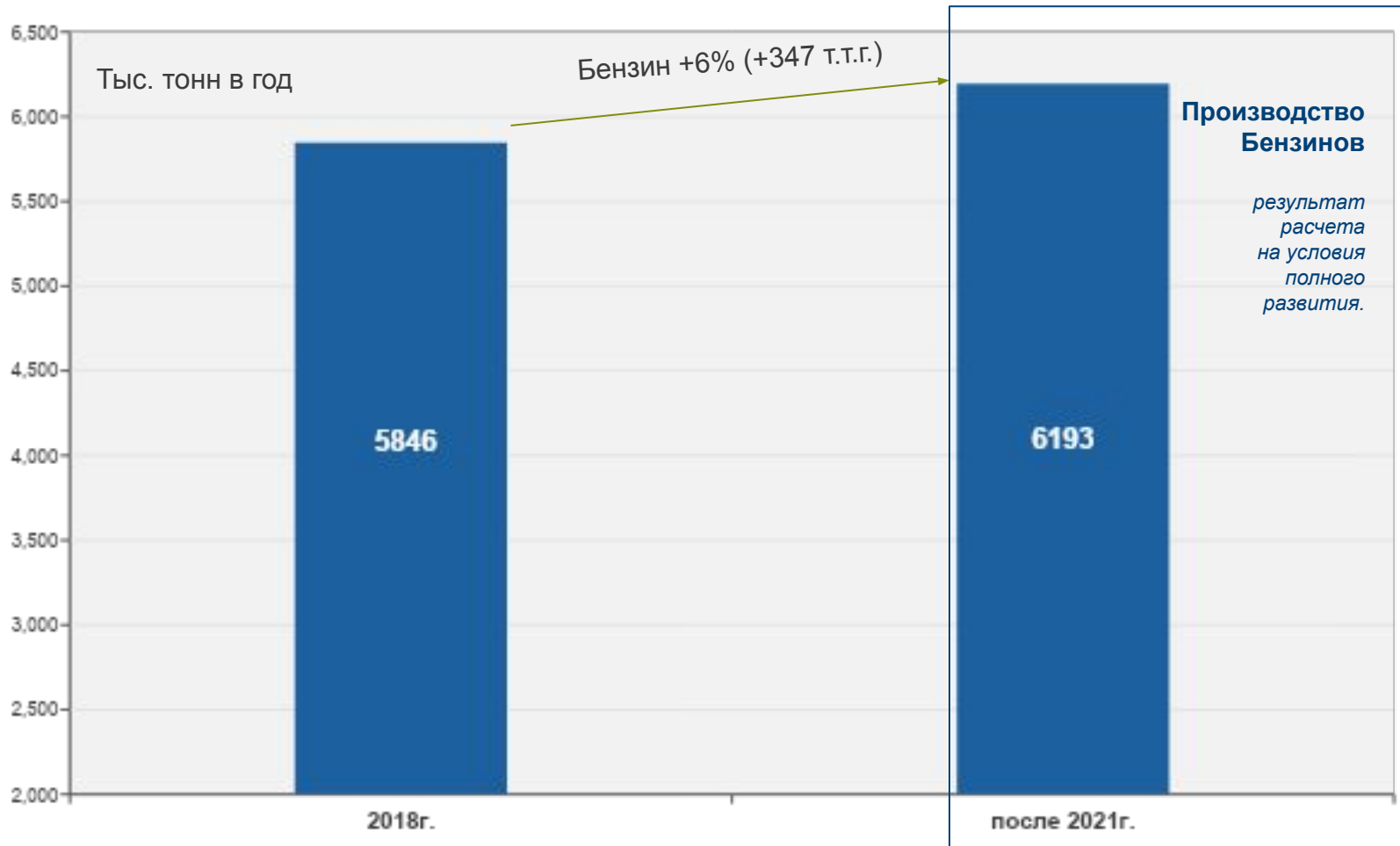
Смесь компонентов, %	База	Проект бутаны в бензины
МТБЭ	6.9	6.99
БЕНЗ.КАТ.КР.С.300 КТ	24.18	0
ТОЛУОЛ.КОНЦ-Т	9.16	9.22
АЛКИЛАТ 25/12	26.03	23.17
ГЕКСАН.ИЗОМЕРИЗАТ	8.74	24.38
СМЕСЬ В ЛИНИЮ НК-85	24.53	0
СМЕСЬ ББФ И ИЗОБУТАН	0.46	9.59
БЕНЗИН ГОБКК	0	26.65
Итого:	100	100
Качество продукта:		
Плотность при 15оС	0.756	0.746
ДНП, кПа	45	97
Окт.Число М.М.	89.85	89.68
Окт.Число И.М.	100.1	100.1

Снижение доли алкилата 25/12 в смешении товарных бензинов и увеличение доли бутановых фракций в готовой продукции при сохранении вырабатываемых октано/тонн, при этом лимитирующий показатель качества товарных бензинов ДНП на 3 пункта ниже максимальной спецификации (в зимний период 100 кПа).

Известно, что парообразование воздушных пробок нарушает непрерывность потока топлива в топливной системе. Для предотвращения образования паровоздушных пробок стандартом на автомобильные бензины предусмотрено ограничение по ДНП: для летних видов бензинов (независимо от их марки). ДНП должно быть не более 67 кПа, для зимних видов - не более 67-100 кПа.

ПРОЕКТ ПЛАНА ПРОИЗВОДСТВА ПО БЕНЗИНУ ОНПЗ НА ПОЛНОЕ РАЗВИТИЕ ПРИНЯТ ЗА ОСНОВУ В РАЗРАБОТКЕ ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ ТОВАРНОГО ПРОИЗВОДСТВА АО «ГАЗПРОМНЕФТЬ – ОНПЗ»

Изменение производства бензинов
на перспективу полного развития завода (период после 2021г.)



Антиокислительная присадка «Агидол»

ПРОБЛЕМА:

Топливо без присадки



Топливо без присадки

Внешний вид топлива

Образцы находились под прямыми солнечными лучами 10 дней



При взаимодействии с кислородом воздуха и особенно на свету (в результате протекания фотохимических реакций) топливо темнеет и теряет свой товарный вид.



В результате окислительных превращений углеводородов различных классов, гетероатомных соединений и смолистых веществ в топливе появляются соединения, склонные к образованию отложений на нагретых поверхностях элементов топливной системы и к забивке фильтров тонкой очистки.

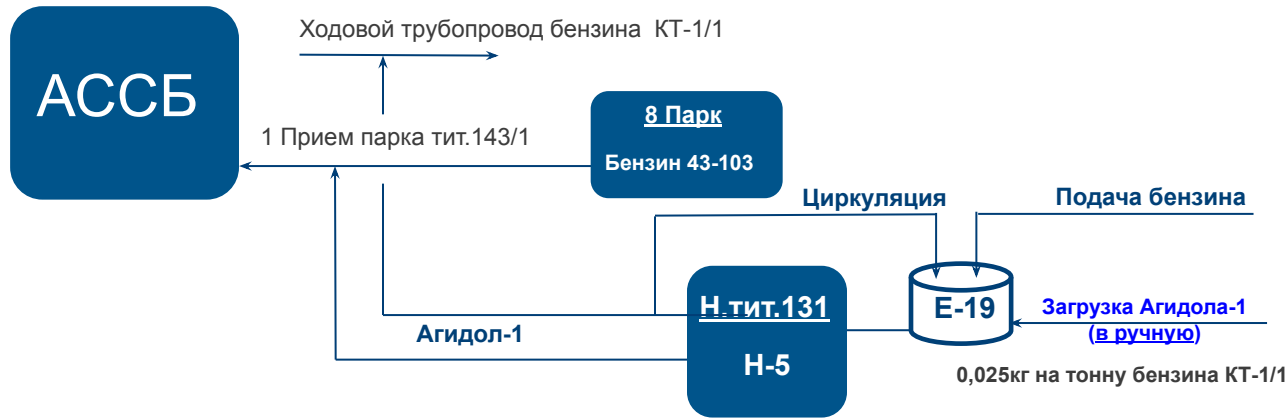
РЕШЕНИЕ:



Для предотвращения образования смолистых продуктов и веществ, нерастворимых в топливе при его хранении и при работе двигателя вводят антиокислители



Самым распространенным антиокислителем на рынке является 2,6-ди-трет-бутил-4-метилфенол известный под торговой маркой – **Агидол-1**. Продукт представляет собой белые кристаллы, хорошо растворяющиеся в углеводородах.



Существующий узел загрузки антиокислительной присадки Агидол

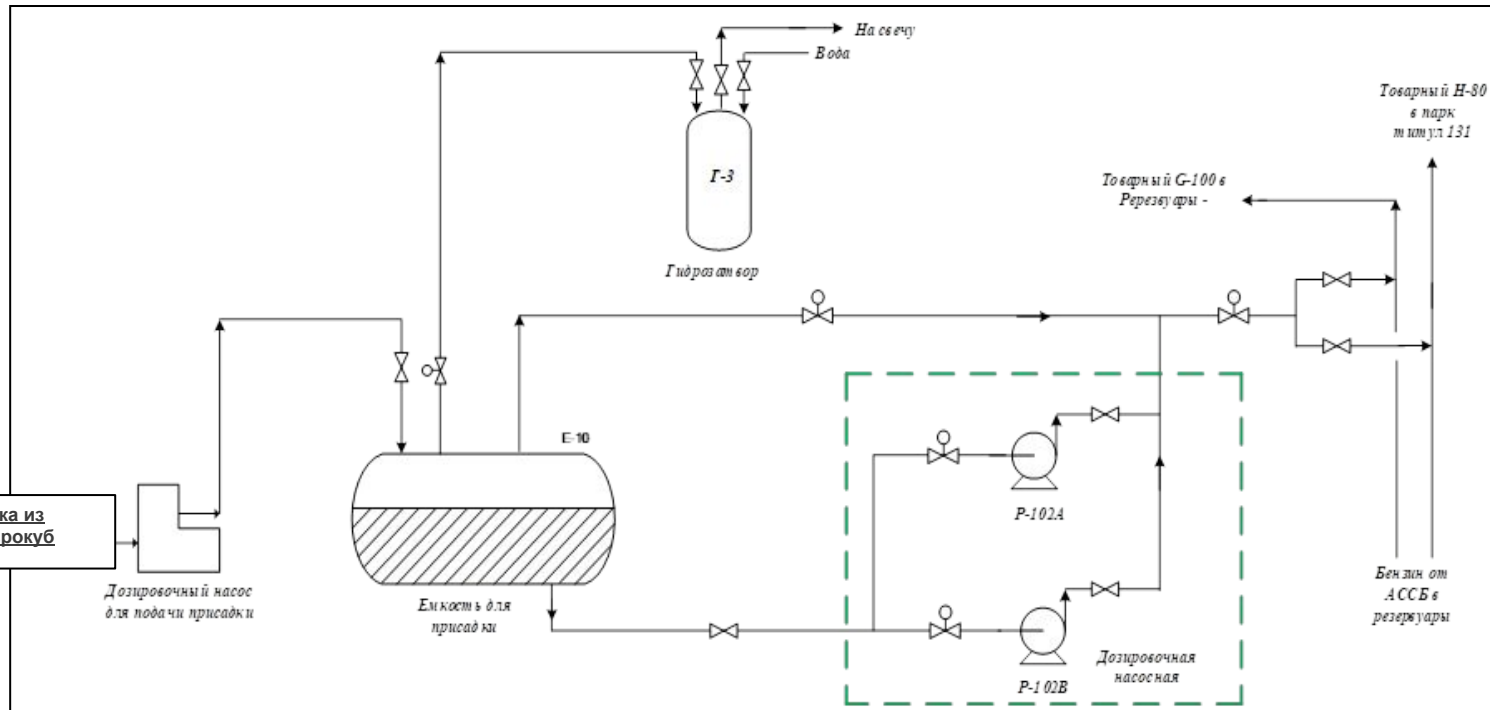
Недостатки :

- Трудоемкость процесса** - разликовывание-залюковывание емкости хранения Агидола-1, ручной труд (газоопасные работы).
- Потери** - не полное растворение кристаллического Агидола-1 в бензине с помощью циркуляционного насоса Н-5.
- Учет подачи присадки** - отсутствие автоматической дозировки (производится в ручную – приблизительно в зависимости от объема партии бензина).
- Отсутствие автоматического контроля и его удаленность** – емкости и насосов от места подачи в приемные трубопроводы более 700 метров.
- Не безопасный процесс** – контакт оператора непосредственно с присадкой и с парами бензина-растворителя.
- Периодическая подача присадки** – одна емкость Е-19 (приготовление присадки – подача присадки).
- Оборудование схемы подачи в эксплуатации уже более 50 лет** емкость Е-19 - год выпуска 1960г.



Загрузка антиокислительной присадки Агидол с использованием ручного труда

Схема вовлечения многофункциональной присадки для получения бензина марки «G-DRIVE ЕВРОМАКС»



Присадка:

Наименование	Назначение	Количество
Hitec 6473 Euromax или Hitec 6473	Многофункциональная присадка	(560±56) мл/м ³ (при температуре 15 °С).

Благодаря технологии «Евромакс» автомобильные бензины обладают улучшенными эксплуатационными и экологическими свойствами, нормируемыми Всемирной топливной хартией.

Улучшенные эксплуатационные свойства позволяют раскрыть потенциал и эффективность работы двигателя, заложенные конструкторами и производителями, позволяют продлить ресурс двигателя, снизить экологическую нагрузку на окружающую среду благодаря сокращению вредных выбросов при сгорании бензина.

К улучшенным эксплуатационным свойствам относятся очищающие и защитные свойства бензинов, способность поддерживать чистоту форсунок, клапанов и камеры сгорания, предотвращать снижение производительности двигателя, предотвращать износ и коррозию, снижать расход топлива.

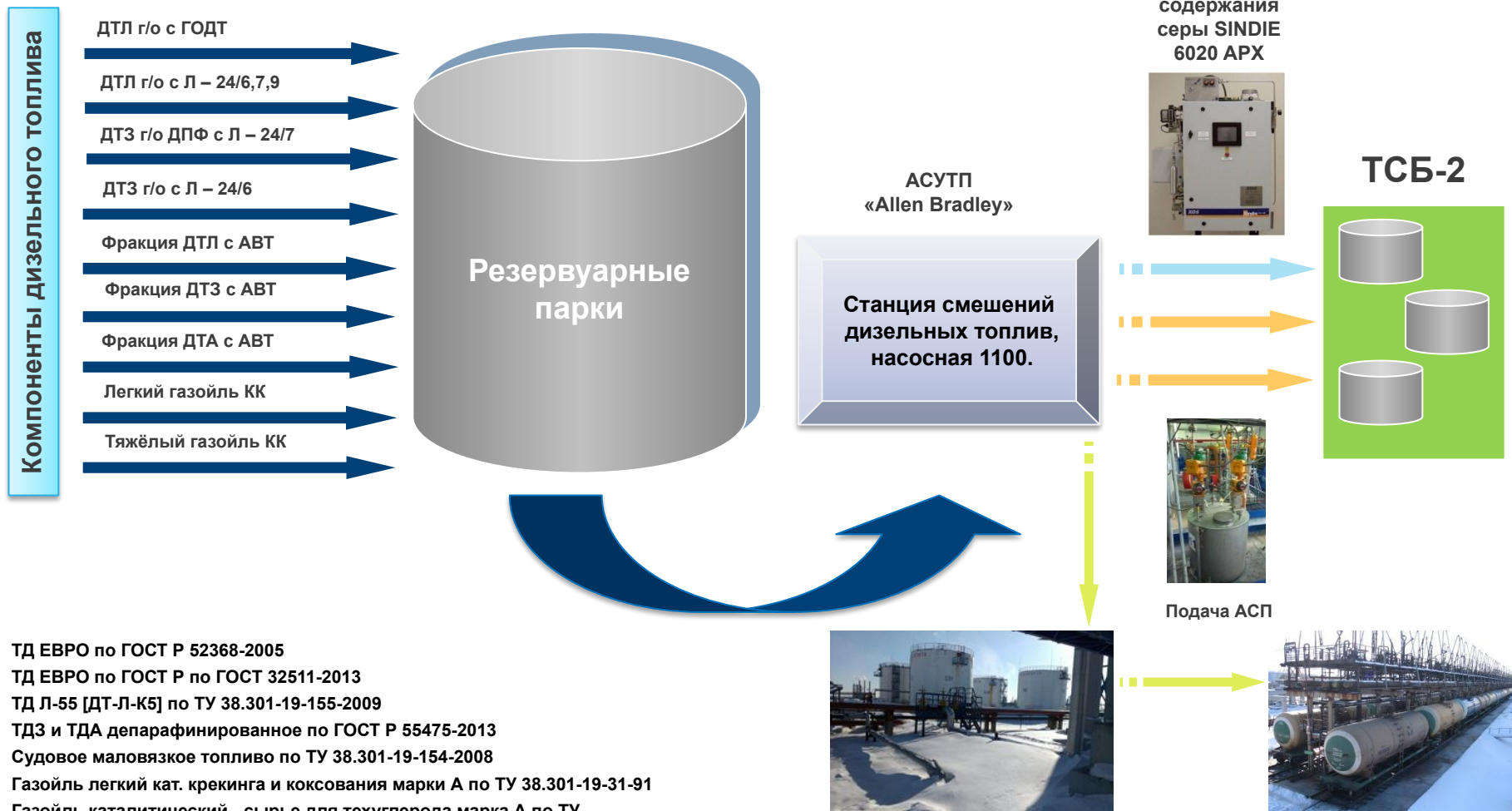
Приготовление дизельных топлив

Резервуарные парки титул насосной титул 1100, 1088 предназначены для приёма, хранения продуктов с технологических установок предприятия, их подготовки, смешения и откачки в резервуары ТСБ-2, а также в железнодорожные цистерны на АУТН-1, подача высокосернистых компонентов в смешение ТСУ-0,1 (380)



Насосная титул 1100

Приём, хранение, перекачка, приготовление, отгрузка потребителям товарных продуктов.

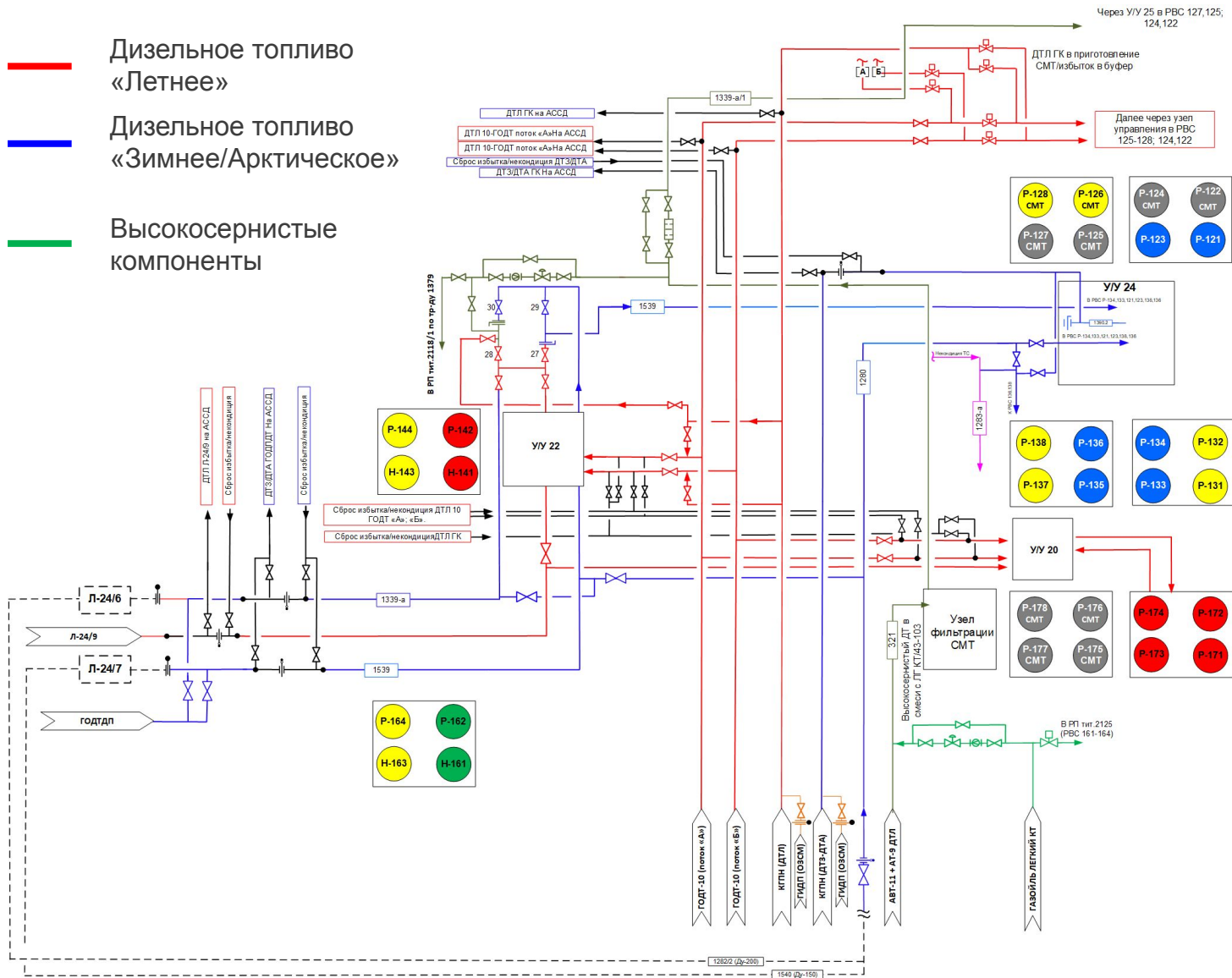


ТД ЕВРО по ГОСТ Р 52368-2005
ТД ЕВРО по ГОСТ Р по ГОСТ 32511-2013
ТД Л-55 [ДТ-Л-К5] по ТУ 38.301-19-155-2009
ТДЗ и ТДА депарафинированное по ГОСТ Р 55475-2013
Судовое маловязкое топливо по ТУ 38.301-19-154-2008
Газойль легкий кат. крекинга и коксования марки А по ТУ 38.301-19-31-91
Газойль каталитический - сырье для техуглерода марка А по ТУ 38.301-19-87-97

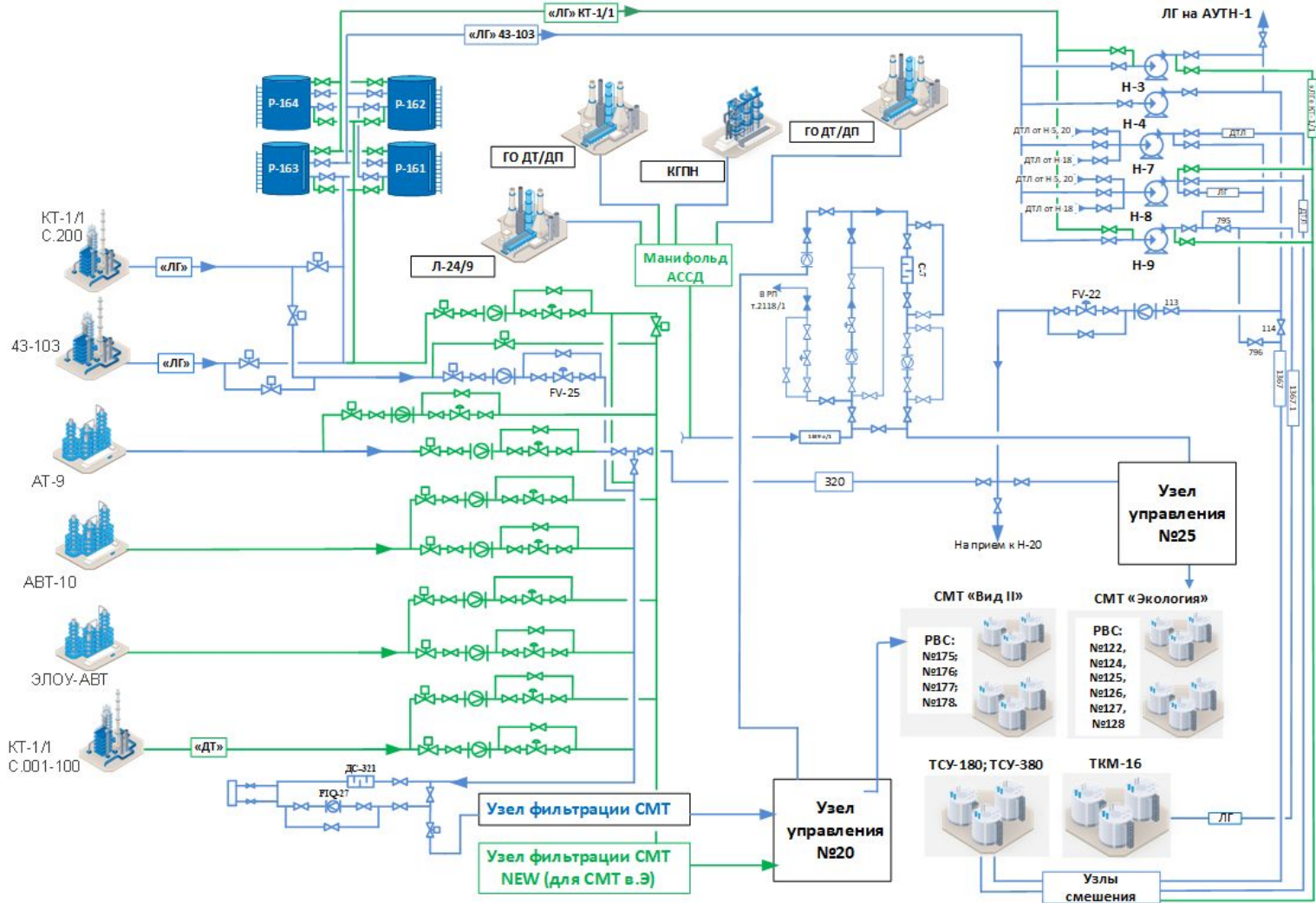


Перспективная и существующая схема направления потоков в резервуарные парки насосной тит.1100

- Дизельное топливо «Летнее»
- Дизельное топливо «Зимнее/Арктическое»
- Высокосернистые компоненты



Перспективные и существующие схемы приема высокосернистых компонентов при приготовлении СМТ вид Э/СМТ вид II, вовлечение ЛГ, ДТ в темные н/продукты



Цетаноповышающая присадка (ЦПП)

- Цетан-корректоры позволяют повысить цетановое число топлива и решить проблемы с горением топливно-воздушной смеси.

Депрессорно- диспергирующая присадка (ДДП)

- Депрессорные средства понижают температуру замерзания топлива
- Диспергирующие — препятствуют раннему выпадению парафина в осадок.

Противо-износная присадка (ПИП)

- Улучшение смазывающих характеристик дизельных топлив

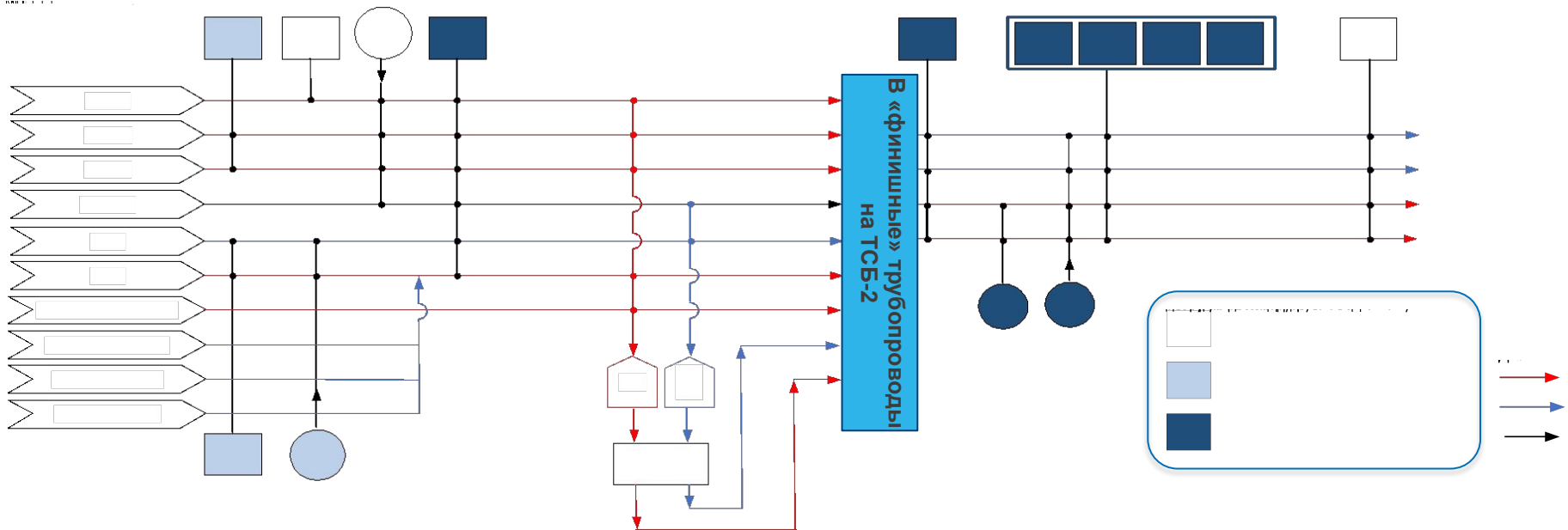
Антистатическая присадка (АСП)

- Применяется для увеличения удельной электрической проводимости топлив с целью минимизации риска электростатического разряда и возгорания во время транспортировки, смешения, перекачки и фильтрации топлив.

Присадки различного функционального назначения взаимно влияют при их совместном присутствии на характеристики дизельного топлива, причем достоверно оценить степень их влияния на качественные характеристики топлива возможно только опытным путем.

Автоматизированная станция смешения дизельных топлив

В настоящее время на ОНПЗ наблюдается большой запас по качеству параметров паспортизируемой продукции дизельных топлив. Отсутствие возможности оперативного автоматического регулирования расхода добавления присадок в зависимости от состава компонентов ДТ и соотношения их объемов приводит к значительному запасу по качеству и нерациональному расходу присадок.



С учетом ввода в эксплуатацию новых крупных проектов АВТ, УЗК, КГПН, ГОДПДТ и увеличивающегося в связи с этим объемом производства дизельных топлив необходимо проведение оптимизации потоков технологической схемы ДТ насосной тит.1100 с реализацией проекта автоматической станции смешения дизельных топлив (АССД).

С учетом полного развития «ГПН-ОНПЗ» в приготовлении дизельного топлива предполагается задействовать до 10 компонентов

Прогнозный план производства ДТ на 2023 г.



№	Компонент	Содержание компонента от общего объема приготовления ДТ, %	Объем вовлекаемого компонента за год, тыс. тонн
1	Керосин ГИДП	0,0	1,3
2	ДТЗ ГК	8,8	452,7
3	ДТЛ ГК	0,7	38,1
4	ДТЛ Л-24/9	11,7	600,8
5	ДТЛ ГОДТ	52,0	2 678,8
6	ДТЗ ГО ДТДП	26,5	1 365,9
7	Масла II гр. ССТ	0,3	14,0
ИТОГО			5 151,5



№	Компонент	Содержание компонента от общего объема приготовления ДТ, %	Объем вовлекаемого компонента за год, тыс. тонн
1	ДТЗ ГК	1,1	19,9
2	ДТЛ Л-24/9	81,1	1 493,3
3	ДТЛ ГО ДТ	15,9	290,3
4	Фр. С10 С900В КПА	1,2	22,0
ИТОГО			1 825,5

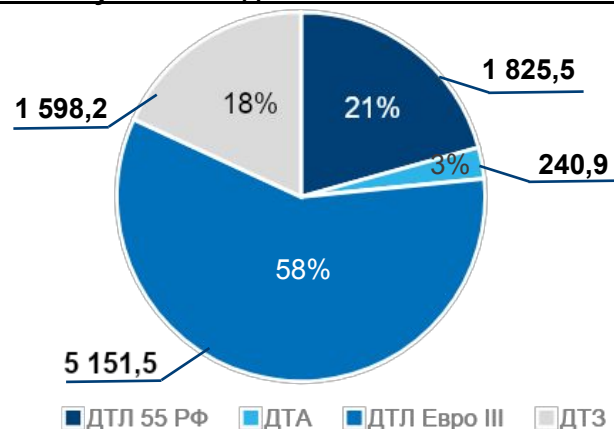


№	Компонент	Содержание компонента от общего объема приготовления ДТ, %	Объем вовлекаемого компонента за год, тыс. тонн
1	Растворитель 1	0,2	2,8
2	Керосин ГИДП	0,0	0,3
3	ДТЗ ГК	36,8	588,3
4	ДА ГК	2,6	41,2
5	ДТЗ ГО ДТДП	60,4	965,5
ИТОГО			1 598,2



№	Компонент	Содержание компонента от общего объема приготовления ДТ, %	Объем вовлекаемого компонента за год, тыс. тонн
1	ДА ГК	100,0	240,9
ИТОГО			240,9

Распределение пула ДТ на 2023 год (тыс. тонн в год) общий объем выпускаемого ДТ составит 9025 тыс. тонн в год



Компоненты участвующие в приготовлении ДТ 2020-2023 гг

2020 год

№	Компонент
1	ДТЛ Л-24/7
2	ДТЗ Л-24/7
3	ДА Л-24/7
4	ДТЗ Л-24/6
5	ДА Л-24/6
6	ДТЛ ГО ДТ
7	ДТЛ Л-24/9
8	Фр. С10 С900В КПА

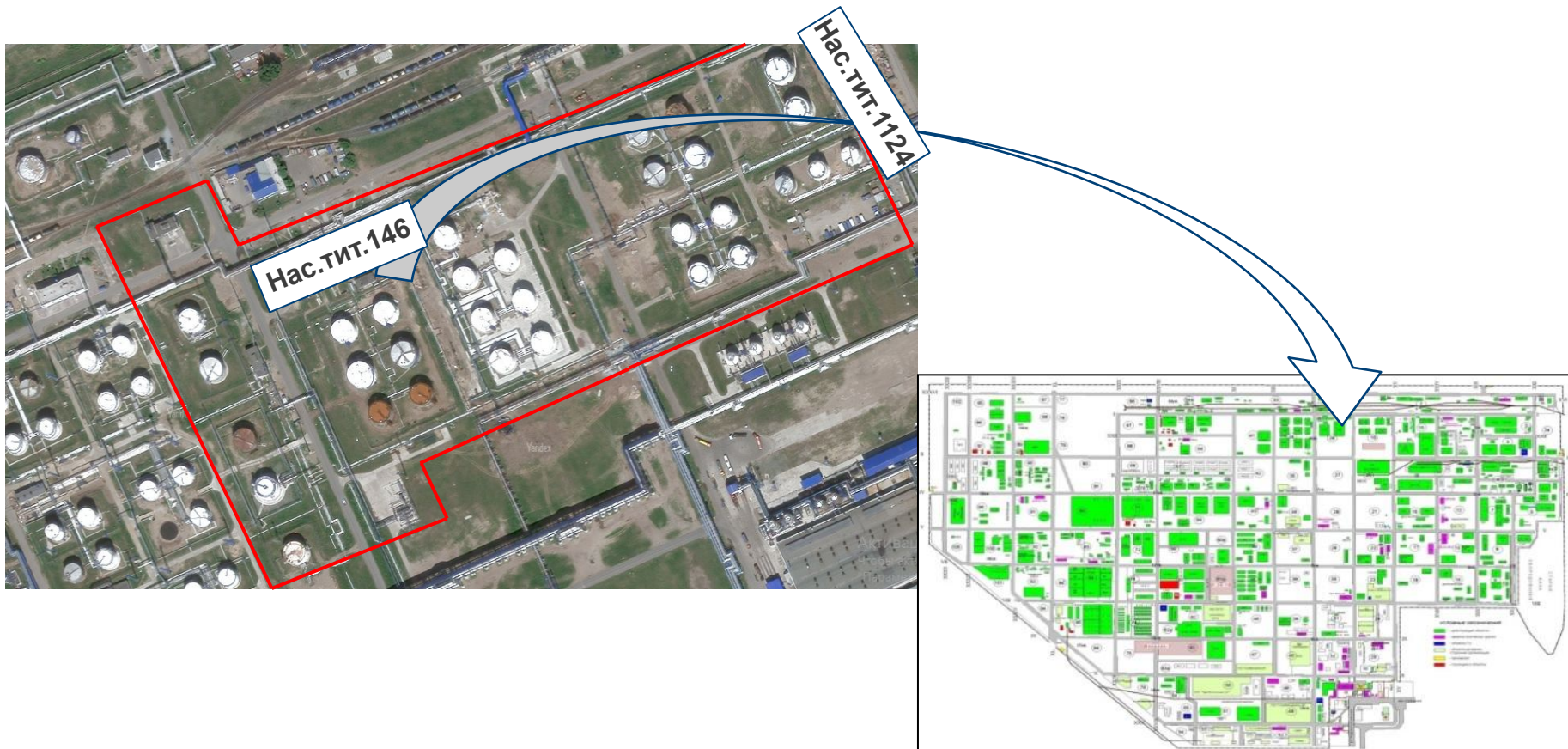


№	Компонент
1	ДТЛ ГК
2	ДТЗ ГК
3	ДА ГК
4	ДТЗ ГО ДТ ДП
5	ДТЛ ГО ДТ
6	ДТЛ Л-24/9
7	Фр. С10 С900В КПА
8	Растворитель 1 ГИДП
9	Керосин ГИДП
10	Масла II гр. ССТ ДТ ГИДП

Узлы приготовления «тёмных нефтепродуктов».

Насосные титул 146 и титул 1124

с резервуарными парками предназначены для приёма, приготовления, хранения и откачки нефтепродуктов, поступающих с технологических установок ОАО «Газпромнефть-ОНПЗ», ООО «Газпромнефть-ОЗСМ» и насосной тит. 1100.



Насосная титул 146/1124

Компаундирование котельного топлива осуществляется на узле смешения, оснащённом статическим смесителем фирмы «SULZER» (для полной гомогенизации смеси компонентов) и поточным вискозиметром «SOLORTRON» (для определения вязкости потока котельного топлива на выходе с узла смешения).



Топливо котельное (мазут) по ТУ 38.401-58-74-2005
 Топливо для судовых установок по СТО 00148725-004-2011
 Топливо технологическое для собственных нужд по СТО 7.401405-2001
 Сырьё для производства пропиточных и покровных кровельных нефтяных битумов по ТУ 38.301-19-139-2003



В приготовлении тех. топлива, котельных топлив, топлив для судовых установок могут использоваться компоненты:

Мазут прямогонный установок АВТ производства № 1. Гудрон установок АВТ и секции 001 КТ-1/1.

Компонент котельного топлива, получаемый при висбрекинге гудрона на КТ-1/1.

Газойль тяжёлый установок к. кр. 43/103 и секции 200 КТ-1/1, установки замедленного коксования 21-10/3М.

Продукты установок деасфальтизации. Рафинаты и экстракты установок селективной очистки масел.

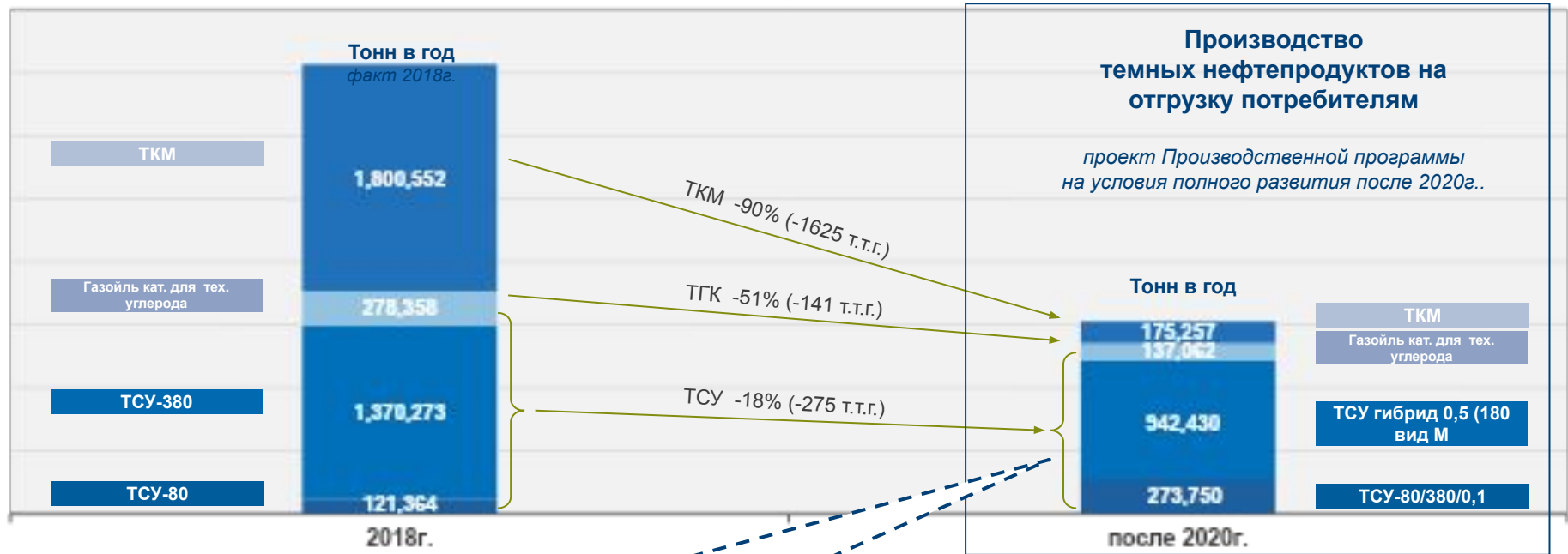
Гач, петролатум установок депарафинизации. Нефтяная фаза, получаемая при переработке нефтяного шлама.

Продукт ловушечный – буферный продукт (отход производства), образующийся при очистке промышленных стоков тех. установок.

Остатки нефтяные тяжёлые (сульфонатный шлам, сульфошлам с иловых карт) образуются в процессе производства сульфонатных присадок.

Газойль лёгкий каталитического крекинга и коксования. Продукты производства битумов. Другие остаточные продукты.

ИЗМЕНЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВА ТЕМНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ после ввода в эксплуатацию основных проектов (КГПН, УЗК, ГО ДП ДТ), направленных на увеличение «глубины переработки».



В результате пуска углубляющих процессов выработка ТКМ будет практически прекращена. Существующие Резервуарные парки будут использоваться для различных марок ТСУ.



Ввиду ограниченного объёма хранения и большого ассортимента ТСУ (ТСУ-80 вид Э, ТСУ-180 вид М, ТСУ-380, ТСУ-380 спец.) с разными показателями качественных характеристик. существуют проблемы с хранением Росрезерва

СУЩЕСТВУЮЩАЯ СИТУАЦИЯ ПРИ РАЗМЕЩЕНИИ ТЕМНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ ТОВАРНОГО ПРОИЗВОДСТВА АО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ОНПЗ»



В настоящее время под прием, приготовление, хранение и отгрузку мазута (ТКМ-16) используется 7 вертикальных стальных резервуаров (РВС) из них:

3 РВС объемом 3000 м³, используются для хранения **РОСРЕЗЕРВА – 5 000 тыс.мн.;**

4 РВС объемом 3000 м³ рез. парков тит.1113, используются для приема, хранения и отгрузки на эстакаду налива тит.379

Условные обозначения:

РВС Прием, хранение, отгрузка **ТКМ-16;**

РВС Прием, хранение, отгрузка: **ТСУ-0,5 (180 вид М), ТСУ-80 (вид Э), ТСУ-380 (вид 1);**

РВС Прием, хранение, отгрузка **ТСУ-380 (Спец. вид 1);**

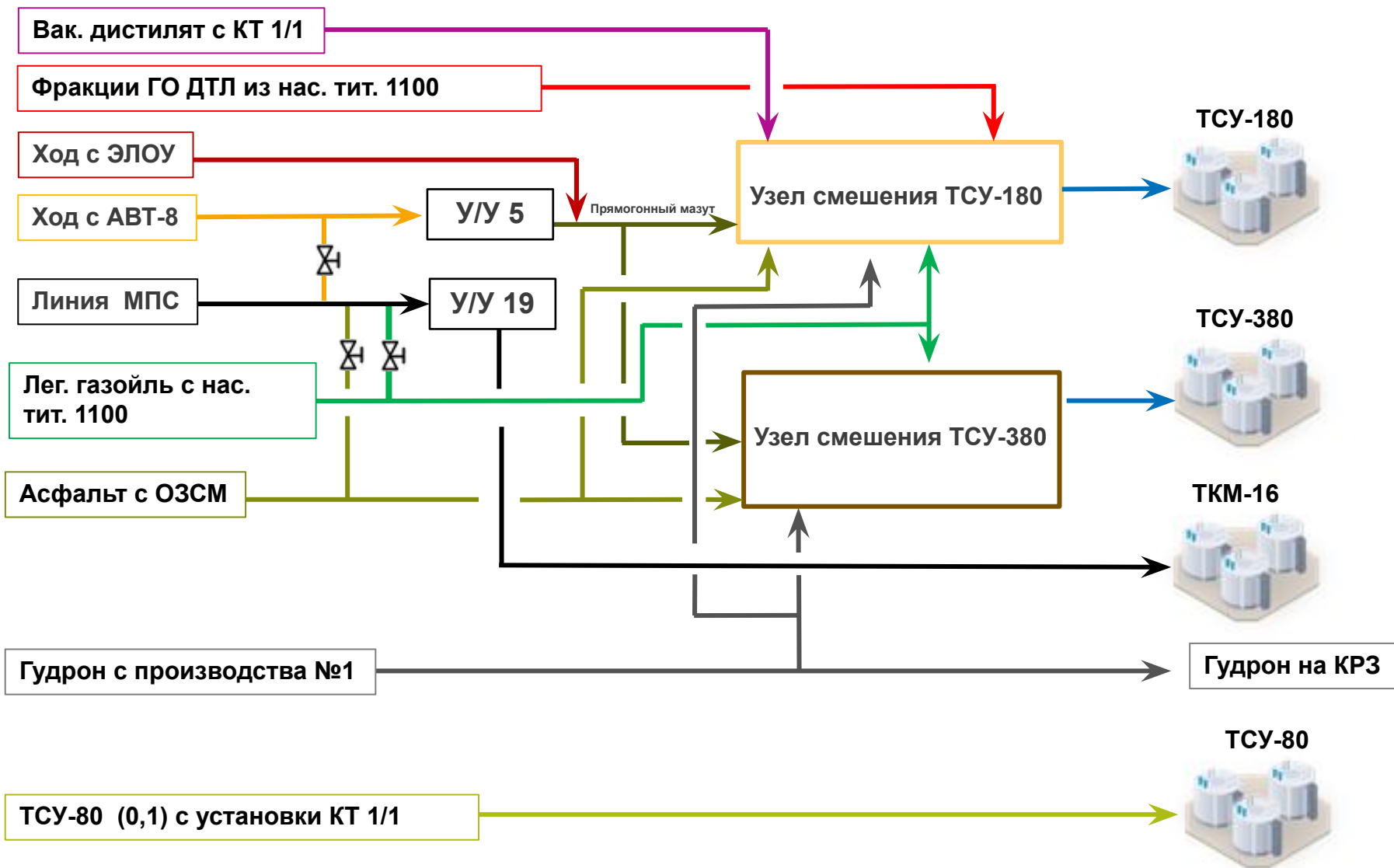
РВС Переоборудование под прием, хранение и отгрузку сырья для тех. углерода, ремонт, модернизация*

* Проведение капитальных ремонтов, замены РВС, модернизации и развитие резервуарных парков Товарного производства проводятся согласно утвержденным программам по выполнению предписаний надзорных органов, замене морально-устаревшего оборудования, Стратегии развития объектов Товарного производства, АО «Газпромнефть-ОНПЗ».

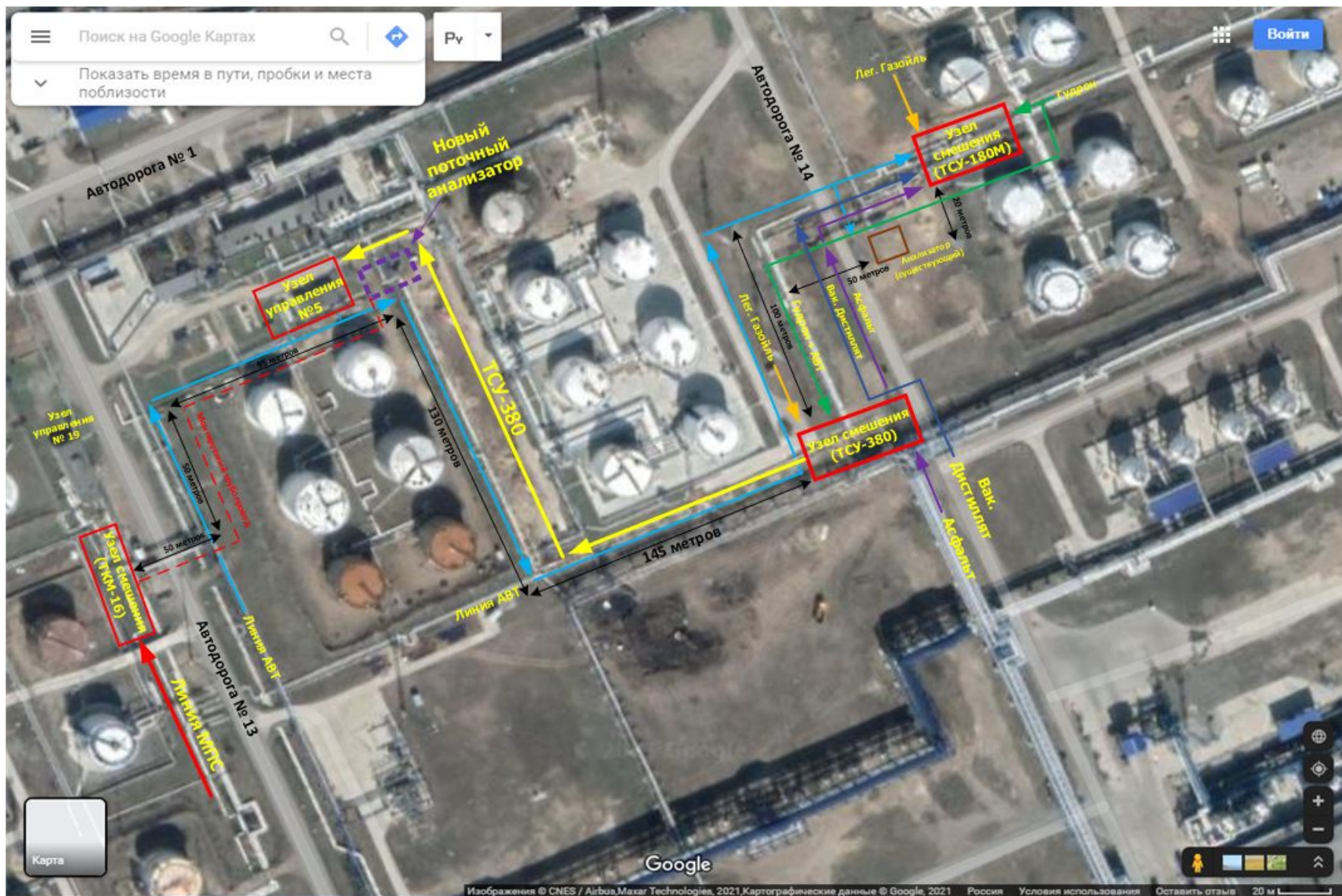
После ввода в эксплуатацию новых комплексов АО «Газпромнефть-ОНПЗ», а именно: **КГПН, УЗК, ГО ДП ДТ, возможен демонтаж резервуарных парков тит.1113/1,2,3 (ТКМ-16).**

В настоящее время РВС №69 - демонтирован

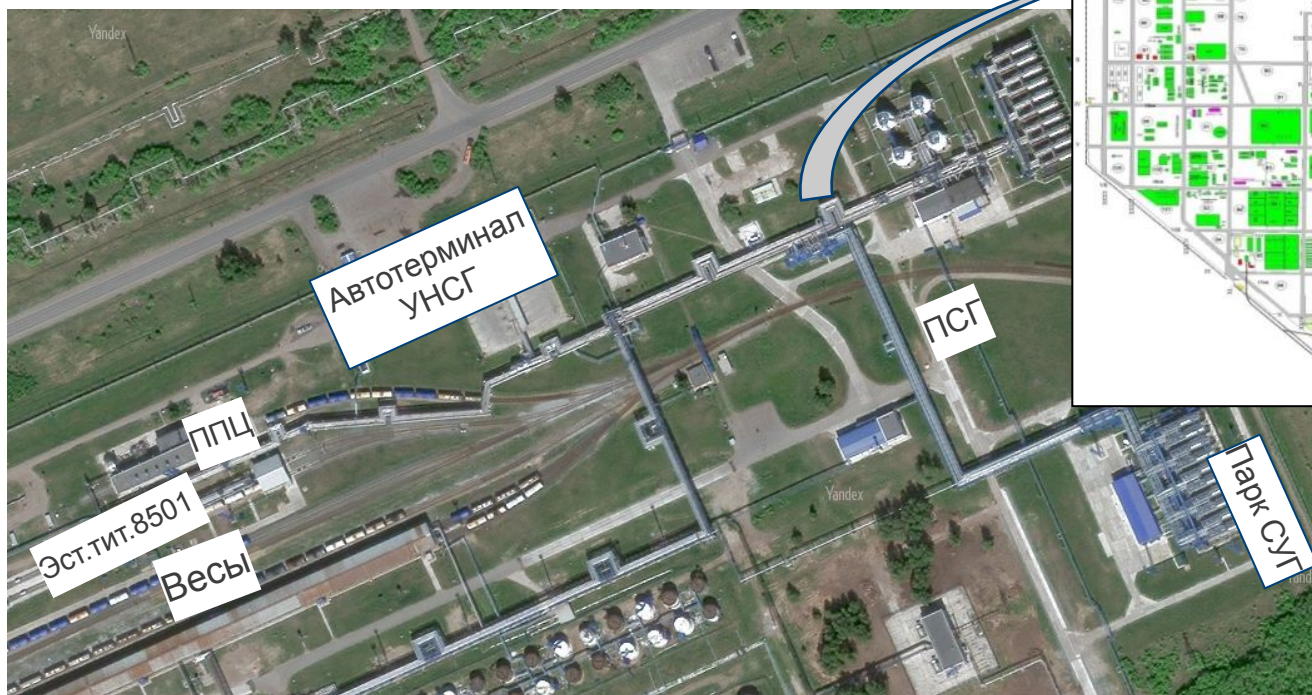
СХЕМА НАПРАВЛЕНИЯ ПОТОКОВ НА СМЕШЕНИЕ



ТРАССИРОВКА ТРУБОПРОВОДОВ В ПРИГОТОВЛЕНИИ ТСУ



Парк сжиженных газов (ПСГ)



Проект парка разработан институтом «ОМСКНЕФТЕХИМПРОЕКТ».

1. Узел налива сжиженных углеводородных газов (далее - УНСУГ) предназначен для отгрузки сжиженных углеводородных газов в автоцистерны для обеспечения коммунальных нужд.

Годовая производительность УНСУГ – 120 тыс. тонн в год.

Год ввода в действие – декабрь 1999 года.

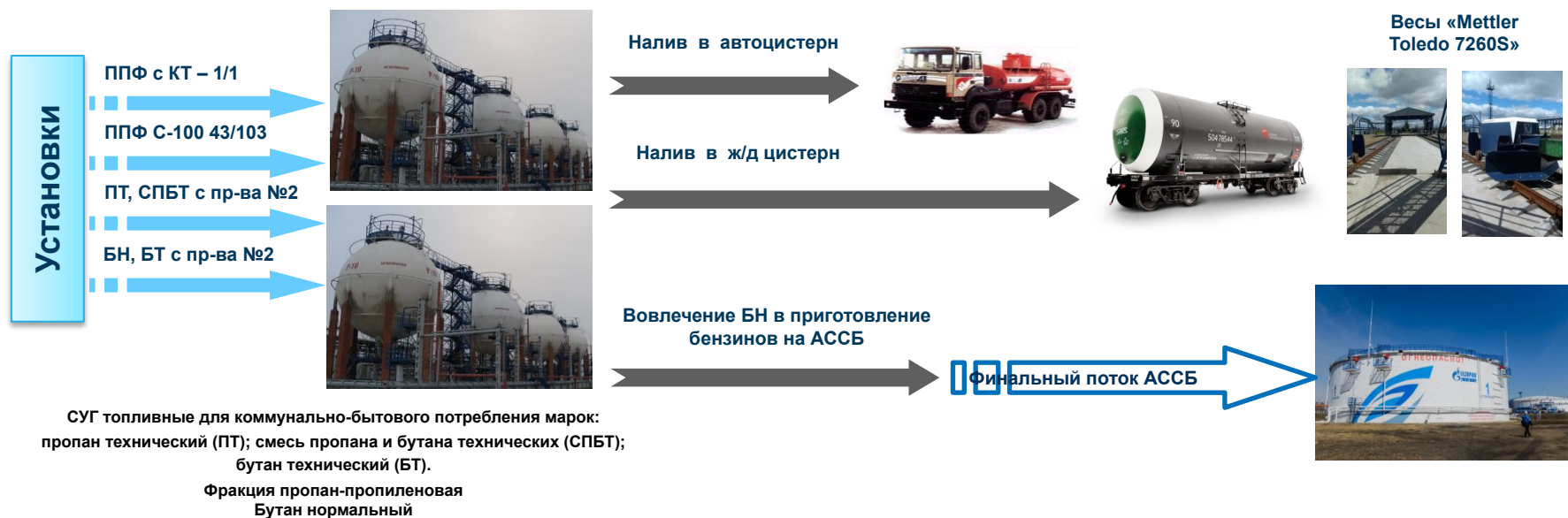
Проект узла налива разработан ПКО ОАО «Сибнефть-ОНПЗ».

2. Парк состоит из следующих основных технологических блоков:

- товарного парка сжиженных газов т. 8206, предназначенного для приема, хранения и отгрузки пропан-пропиленовой фракции (ППФ) и бытового газа (БГ);
- товарного парка сжиженных газов т. 8216, предназначенного для приема, хранения и отгрузки бутана технического и бутана нормального;
- товарной насосной сжиженных газов т. 8217, предназначенной для откачки из парков т. 8206, т. 8216 товарных сжиженных газов на эстакаду налива т. 8501 в железнодорожные цистерны и узел налива в автоцистерны;
- эстакады налива т. 8501, предназначенной для налива товарных сжиженных газов в железнодорожные цистерны;
- двух вагонных весов марки «Mettler Toledo 7260S» на эстакаде налива титул 8501, предназначенных для взвешивания железнодорожных четырехосных вагонов (цистерн со сжиженным углеводородным газом).
- двух маневровых устройств марки «Vollert» обеспечивающего перемещение железнодорожных цистерн по путям эстакады (каждый путь оборудован собственным устройством);
- узла налива (шесть наливных колонок), предназначенного для отгрузки СУГ в автоцистерны; в составе узла налива, для взвешивания порожних и гружёных автоцистерн, имеются весы марки «СКАЛЕКС-1000» грузоподъемностью 60 т, размером 18,54 x 3,54 м.

Парк сжиженных газов (ПСГ)

прием, хранение, отгрузка в железнодорожные цистерны и автоцистерны сжиженных углеводородных газов (Год ввода в действие 1995).



На ПСГ и в парке СУГ получают следующие марки товарных СУГ:

БН – бутан нормальный;

БТ – бутан технический;

ПА – пропан автомобильный (зимняя марка с 01.11 по 31.03)

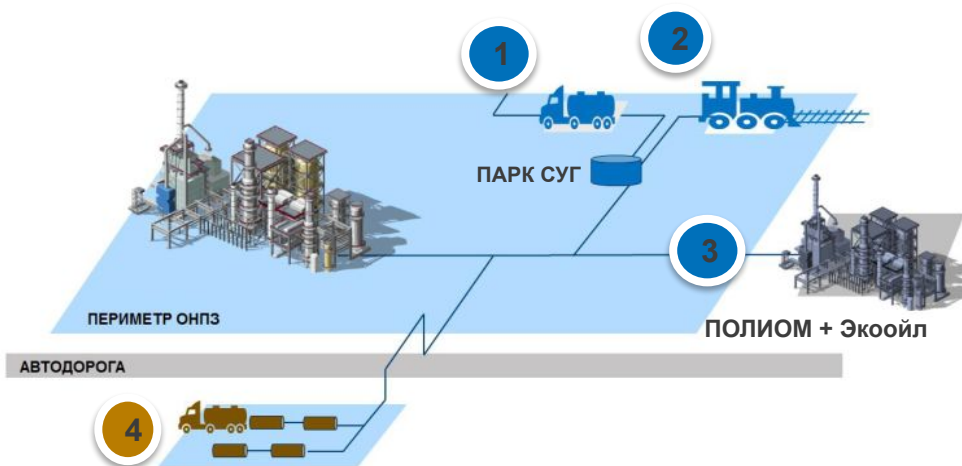
ПБА – пропан-бутан автомобильный (летняя марка с 01.04 по 31.10)

ПТ – пропан технический (зима)

ПБТ – пропан-бутан технический (лето)

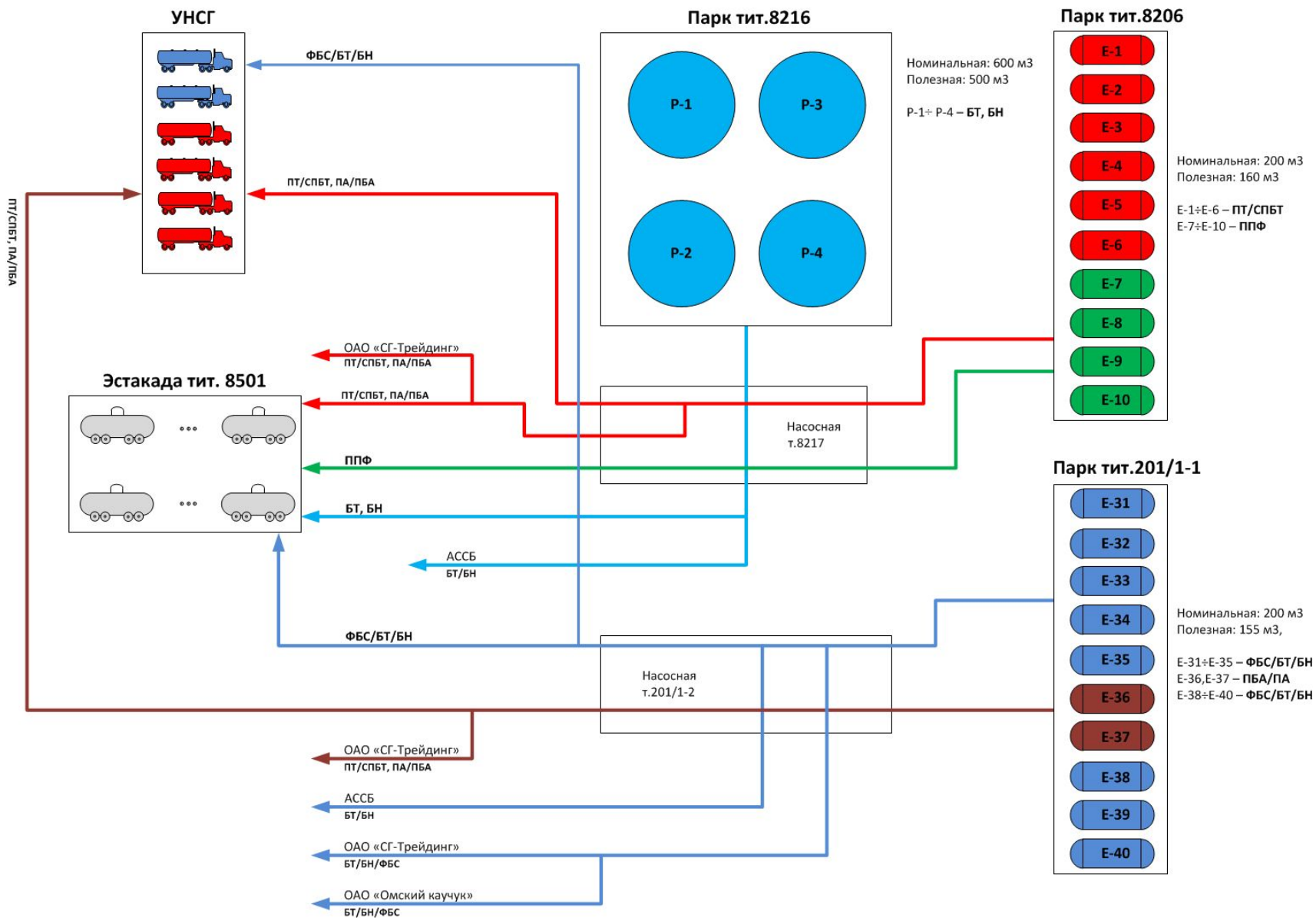
ППФ м. А

Логистическая схема отгрузки СУГ

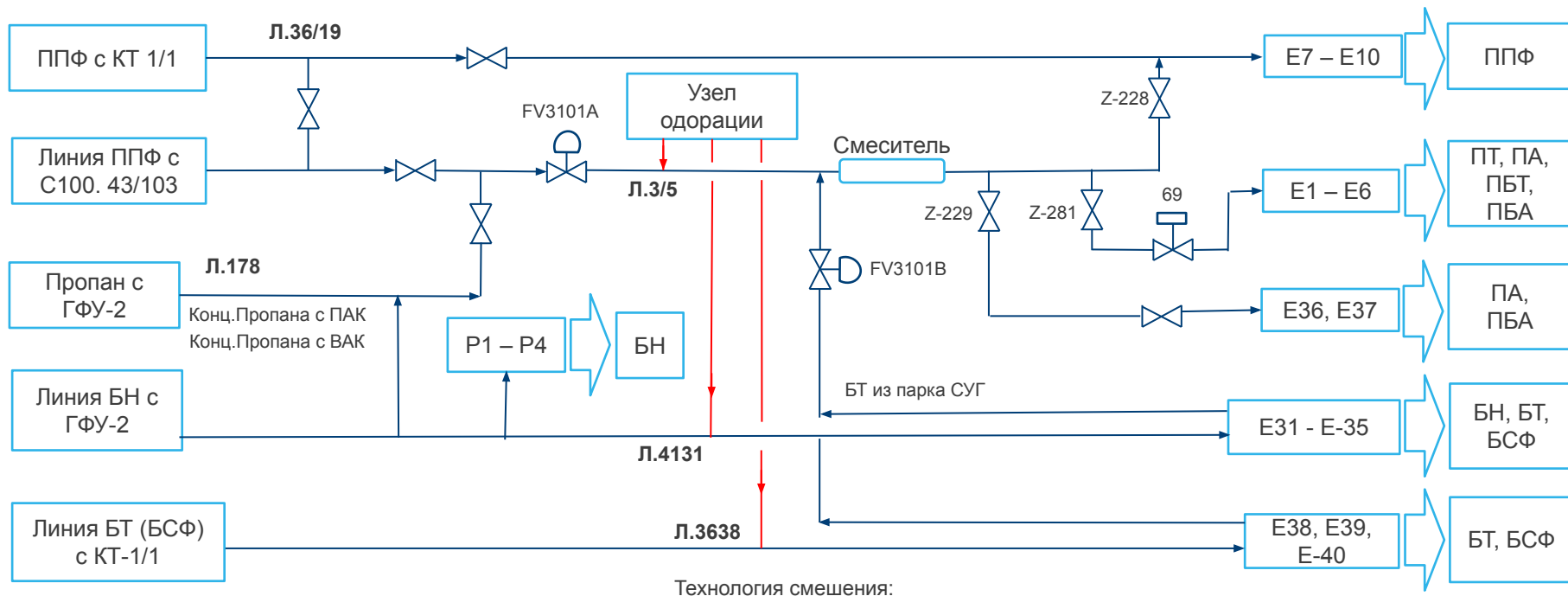


- 1 Отгрузка на Автотерминал УНСГ (ПА/ПБА; ПТ/СПБТ; БТ/БН).
- 2 Отгрузка на Ж/д эстакаду тит.8501 (ПТ/СПБТ; БТ/БН; ППФ).
- 3 Трубопроводная прокачка на ПОЛИОМ и базу ЭКОИЛ (БТ/БН; ППФ).
- 4 Трубопроводная прокачка на СГ-Трейдинг (ПА/ПБА; ПТ/СПБТ; БТ/БН).

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ОТГРУЗКИ И ХРАНЕНИЯ СУГ



Смешение СУГ



Смешением получают марки ПБА и ПБТ !

ПБА возможно получение как в парке СУГ так и ПСГ.

При смешении в парке СУГ (емкости Е-36,37): смешение происходит в трубопроводе 3/5 (пропан с ГФУ-2 и 25/12 в парк СУГ). При этом бутан/ББФ подается насосом Н-43 (н.т. 201/1-2) из емкостей Е-31-35(бутан), Е-38-40(ББФ) в трубопровод 3/5. Расход бутана в линию задается на АРМ и поддерживается с помощью регулирующего клапана 2FV3101 на узле управления.

При смешении на ПСГ (емкости Е-1-6) смешение аналогично происходит в линии 3/5, отличие от схемы приготовления в Е-36,37 в отсутствии регулирующего клапана.

В обоих случаях расчет количества подаваемого бутана на смешение производит оператор ПСГ с учетом: остатка в емкости (количества и концентрации), концентрации пропана в газе поступающего с ГФУ-2 (по поточному и виртуальному анализатору на ГФУ-2 PI), задания ЦУП.

ПБТ получают только в емкостях Е-1-6 аналогично марке ПБА.

Одоризация СУГ:

В блоке одоризации установлены 3 мембранных дозировочных насоса обеспечивающих подачу одоранта марки СПМ-1 с производительность до 1500 мл/ч каждый. Линии от насосов узла одоризации подключены в 3 ходовые линии с установок в парки участка - №4131/1 (бутан), №3638 (ББФ), №3/5 (пропан).

Одорируются следующие марки СУГ: ПА,ПБА,ПТ,ПБТ,БТ.

Подача одоранта при наборе газов в парке СУГ производится в автоматическом режиме. На АРМ оператора задается норма подачи 70 гр/тону в связке с расходомерами установленными на линиях в парк СУГ.

При смешении в парке ПСГ количество подаваемого одоранта рассчитывается оператором и выдается в линию насосом на максимальной производительности.

АНАЛИЗ ОБЪЕМОВ И МОЩНОСТЕЙ ОТГРУЗКИ СУГ

Паспортные данные ПСГ

Проект ПСГ разработан институтом «Омскнефтехимпроект»

Год ввода в эксплуатацию – 1995.

Эстакада имеет 20 мест погрузки, по 10 в/ц с каждой стороны.

Парк т.8216 – 4 шаровых резервуара общей вместимостью **2400 м³**

Р-1 по Р-4 (БТ, БН)

Парк т.8206 – 10 емкостей общей вместимостью **2000 м³**

Е-1 по Е-6 (ПТ зима, СПБТ лето)

Е-7 по Е-10 (ППФ)

Паспортные данные парка СУГ

Проект парка СУГ разработан институтом «НПК» Кедр-89»

Год ввода в эксплуатацию – 2016.

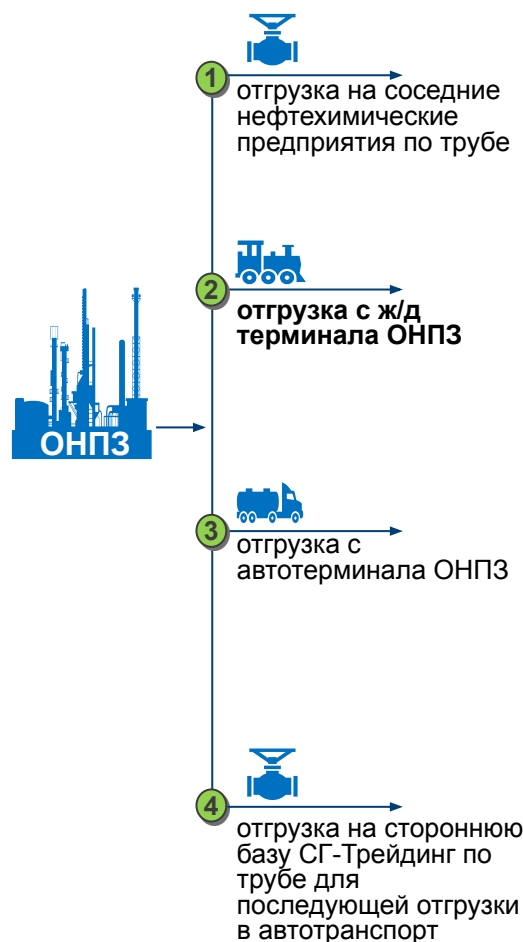
Парк т.201/1-1 – 10 емкостей общей вместимостью **2000 м³**

Е-31 по Е-35 (ФБС/БТ/БН)

Е-36, Е-37 (ПБА зима, ПА лето)

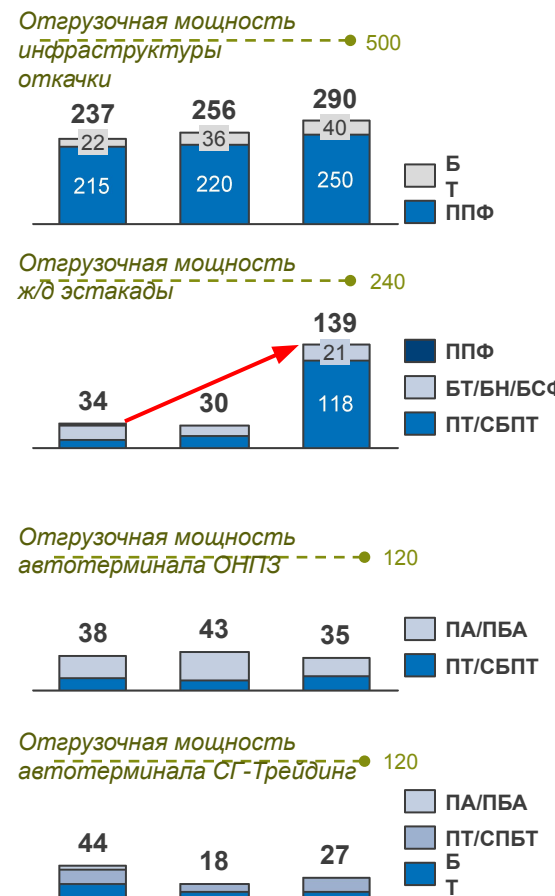
Е-38 по Е-40 (ФБС/БТ/БН)

Логистические каналы отгрузки СУГ с ОНПЗ



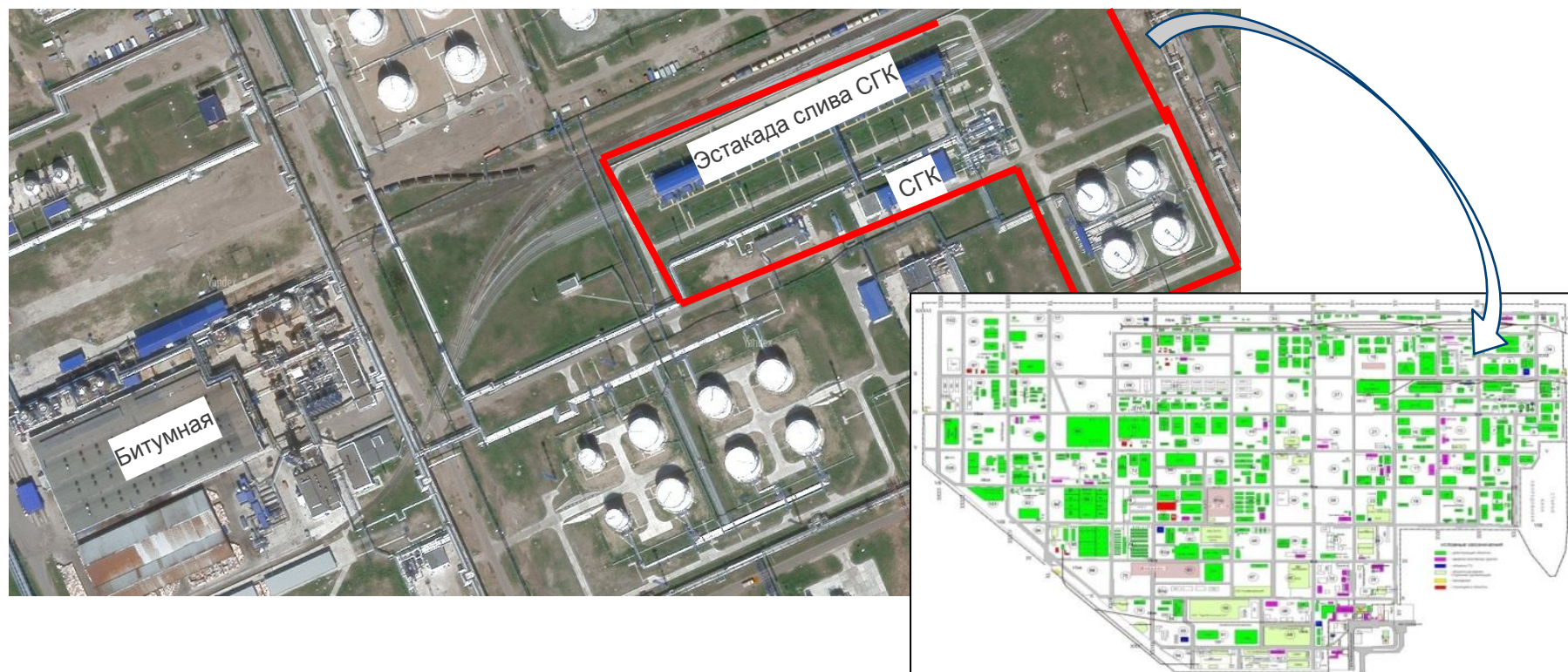
Анализ объёмов и мощностей отгрузки СУГ

Объём отгрузки, тыс.тн/год
2017г 2019г с 2021г



Источник – ДЭИИ, ОНПЗ, Анализ ДЛит

Терминал слива, хранения и закачки в переработку стабильного газового конденсата (СГК) предназначен для приёма, хранения и закачки в трубопровод нефти стабильного газового конденсата.



Терминал обеспечивает приём, хранение и закачку в трубопровод нефти стабильного газового конденсата в объеме 1,2 млн. тонн в год.
Год ввода в эксплуатацию – 2015 г.

Проектная и рабочая документация разработаны ОАО «Омскпроект».

В состав технологического объекта входит:

- 2-х сторонняя ж.д. эстакада слива СГК на 36 постов (2x18, включая два поста слива неисправных вагон-цистерн) с технологическим оборудованием для обеспечения слива;
- производственное здание с открытой насосной;
- резервуарный парк СГК, включающий 4 резервуара РВСП объемом 5000 м³ каждый с узлом управления;
- узел управления и регулирования закачки СГК в нефть;
- трансформаторная подстанция ТП-17. Оборудование терминала расположено на планшете №4 предприятия



Эстакада

•Стабильный газовый конденсат поставляется на предприятие в железнодорожных вагон – цистернах. Слив осуществляется на двусторонней эстакаде, рассчитанной на одновременный слив 36 четырехосных вагон – цистерн, по 18 вагонов с каждой стороны. Для слива применяется закрытая схема нижнего слива с применением верхних крышек с устройством поджатия, для предотвращения попадания паров в атмосферу. Для предотвращения вакуума в цистерне на крышках предусмотрены вакуум – прерыватели. Также предусмотрены два стояка для осуществления «верхнего» аварийного слива.

Резервуарный парк

•Резервуарный парк включает в себя четыре вертикальных резервуара, объёмом 5000 тон каждый. Внутри резервуаров смонтирована система размыва с использованием трёх веерных сопел СВК . Для усреднения плотности продукта каждый резервуар имеет в своём оснащении пропеллерную мешалку Тайфун – 20. Для исключения потерь продукта при испарении в атмосферу каждый резервуар оборудован понтоном «Ультрафлоут» с комплектом клапанов «Ультравент».

Насосная и узел регулирования закачки СГК

•Насосная обеспечивает:

- слив продукта из вагон цистерн через буферные ёмкости, работающие параллельно на каждую сторону коллектора слива;
- подачу разогретого через теплообменник СГК на систему размыва в вагон - цистерны через УСН в систему гидромониторинга;
- откачку СГК в трубопроводы сырой нефти через узел закачки. (50 тыс.тонн нефти/2,160 тыс. тонн СГК, 4-5% СГК вовлекается в нефть)

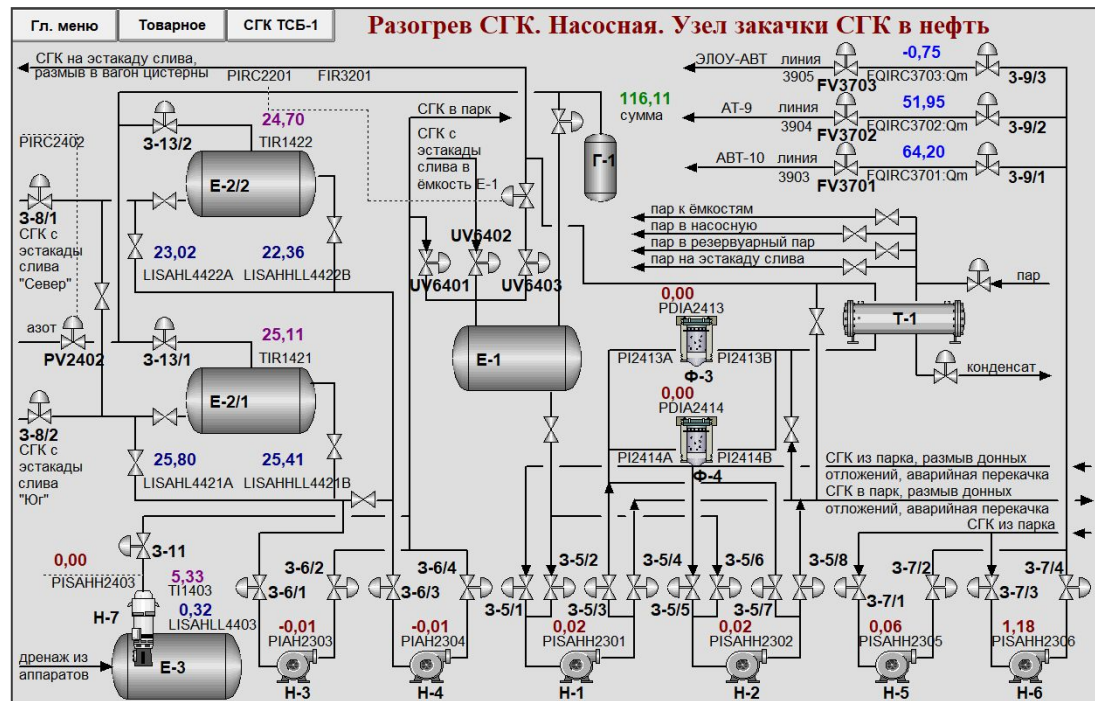
Стабильный газовый конденсат поставляется на предприятие в железнодорожных вагон-цистернах.

Слив СГК осуществляется на двухсторонней эстакаде, рассчитанной на одновременный слив 36 четырехосных вагон - цистерн, по 18 вагон-цистерн с каждой стороны. В торце эстакады дополнительно предусмотрены два стояка для верхнего аварийного слива СГК.

Технологической схемой предусмотрен нижний слив вагон-цистерн через буферные емкости слива СГК E-2/1,2, работающие параллельно на каждую сторону (коллектор) слива.

Из емкостей E-2/1,2 СГК поступает на прием насосов для слива СГК с эстакады Н-3,4, которые откачивают слившийся СГК в резервуары №1÷4.

Из резервуара №1÷4 СГК поступает на прием насосов для перекачивания СГК в нефть Н-5,6, которые подают СГК в трубопровод сырой нефти для переработки на установках первичной переработки нефти.



Технологическая схема предусматривает:

- слив СГК из вагон-цистерн непосредственно на прием насосов Н-3,4 с последующей перекачкой в резервуарный парк;
- слив СГК из вагон-цистерн через одну из буферных емкостей E-2/1,2 с перекачкой насосами Н-3,4 в резервуарный парк;
- аварийный верхний слив неисправных цистерн;
- аварийную перекачку из резервуара в резервуар насосами Н-1,2;
- подачу СГК на размыв донных отложений в резервуары насосами Н-1,2;
- подачу теплого СГК на размыв в цистерну из емкости E-1 насосами Н-1,2 через теплообменник Т-1 при сливе (в зимнее время);
- циркуляция теплого СГК, с разогревом трубопроводов слива;
- для охлаждения насосов применена схема циркуляции охлаждающей жидкости (водный раствор пропиленгликоля ХНТ-40);
- освобождение оборудования и трубопроводов от продукта в дренажную емкость E-3.
- В продукте содержатся парафины, температура плавления которых от 20 °С. При транспортировке СГК в холодный период времени, парафин оседает на дно цистерны и создает серьезные проблемы для стартовых операций по его сливу. Поэтому при сливе СГК в зимнее время применена схема размыва теплым продуктом через гидромонитор.

Резервуарный парк ароматических углеводородов

приём, хранение и откачка ароматических углеводородов, поступающих с товарно-реагентного хозяйства (ТРХ) производства № 4



Насосная титул 210 с резервуарным парком титул 208 предназначены для приёма, приготовления, хранения и откачки ароматических углеводородов, поступающих с товарно-реагентного хозяйства (ТРХ) производства № 4 предприятия.

В состав насосной титул 210 входит:

1. Резервуарный парк титул 208, включающий 6 вертикальных цилиндрических резервуаров для размещения ароматических углеводородов:

№ 1649, 1650 – объёмом 5000 м3 каждый (с понтоном) для бензола,

№ 1651, 1652 объёмом 5000 м3 каждый для орто-ксилола,

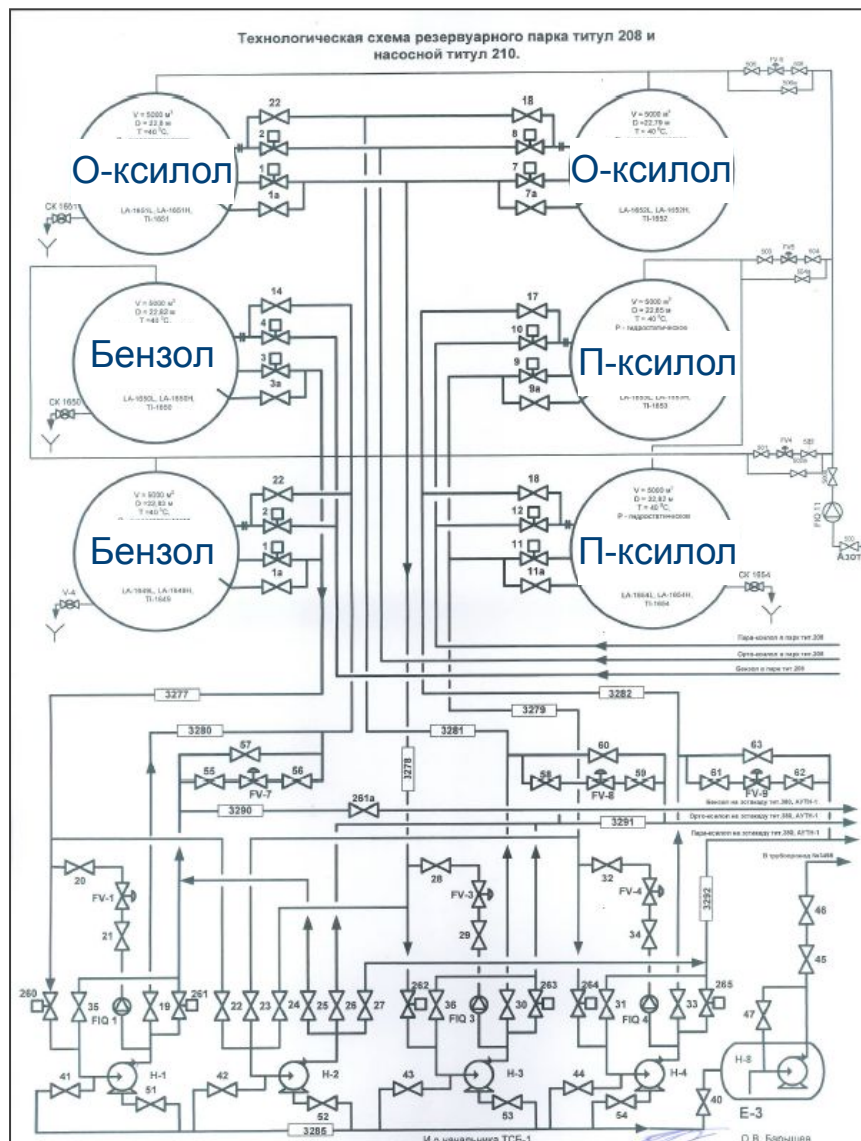
№ 1653, 1654 объёмом 5000 м3 каждый (с понтоном) для пара-ксилола.

Насосная титул 210:

- насосы Н-1, 2, 3, 4 для откачки товарных ароматических углеводородов на эстакаду налива титул АУТН-1, а также внутриваровых перекачек;

- система закрытого дренирования, состоящая из заглубленной ёмкости Е-3, подключенная к обвязке насосов Н-1, 2, 3, 4 и полупогружного насоса Н-8, подключенного трубопроводом нагнетания к межцеховому трубопроводу № 3498 («Компоненты бензинов с КПА на АССБ»).

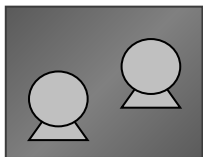
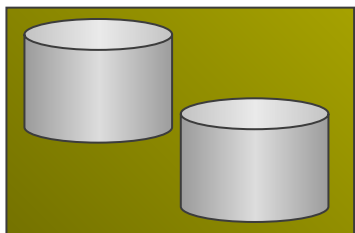
Технологическая схема РП нас.тит.210



«ТСБ-2 и Причал»

Нефтепродукты – бензины, дизельное топливо, ТС-1 – после смешения поступают в резервуары ТСБ-2. После отбора проб, выполнения анализов и получения сертификата качества производится отгрузка потребителю.

Резервуарные парки светлых нефтепродуктов и насосная.



Резервуары АО «Транснефть –
Западная Сибирь»



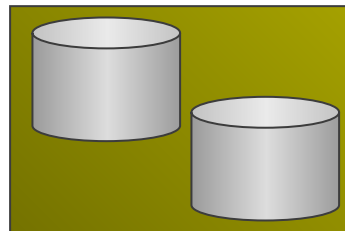
Резервуары АО
«Газпромнефть-Терминал»



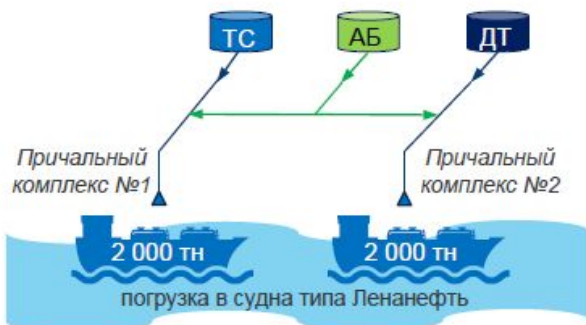
Эстакады налива светлых нефтепродуктов, АУТН-2.



Участок «Причал»



Принципиальная схема работы причального комплекса



Нагрузка на причальные комплексы, тыс. т/год



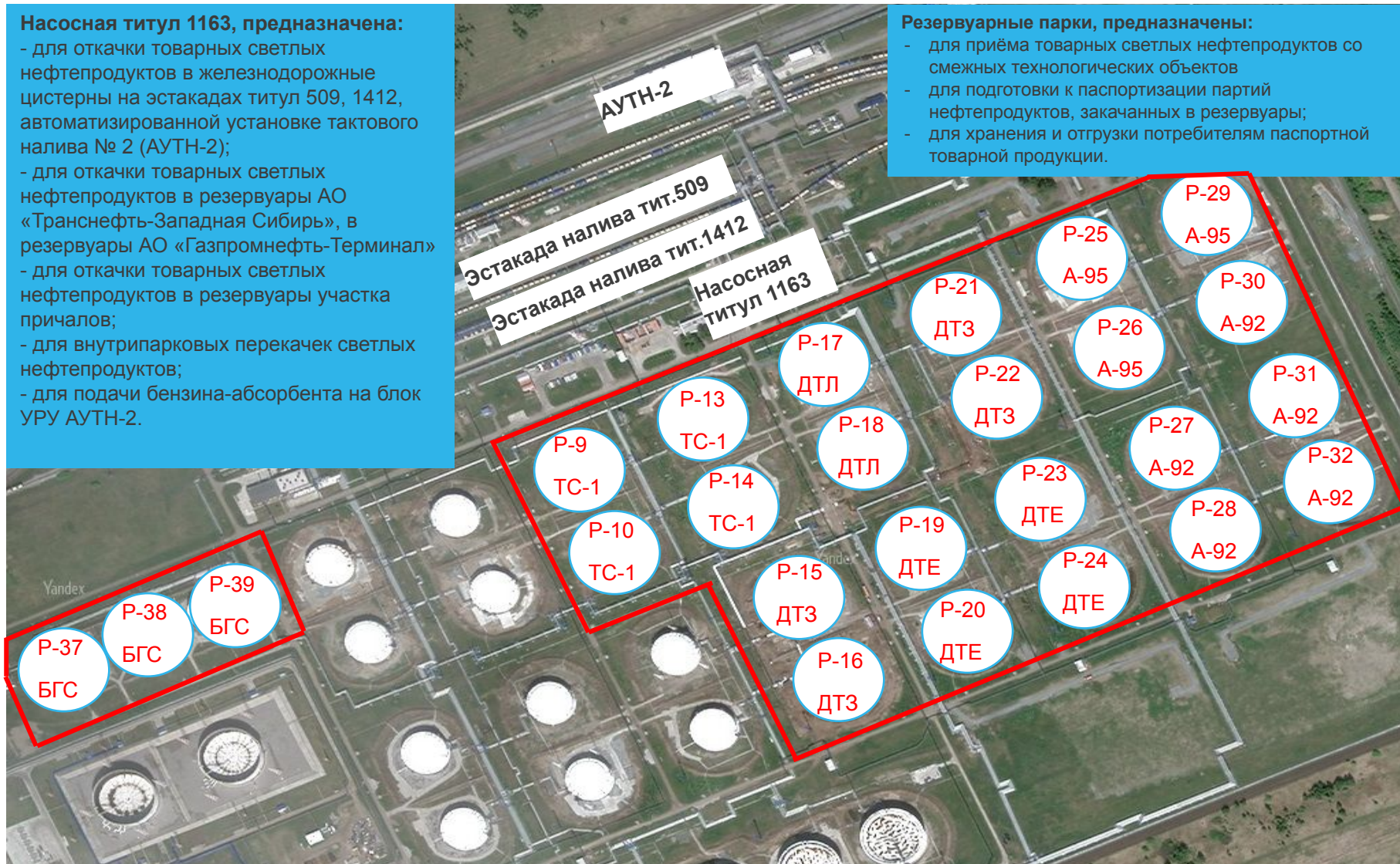
Насосная титул 1163

Насосная титул 1163, предназначена:

- для откачки товарных светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны на эстакадах титул 509, 1412, автоматизированной установке тактового налива № 2 (АУТН-2);
- для откачки товарных светлых нефтепродуктов в резервуары АО «Транснефть-Западная Сибирь», в резервуары АО «Газпромнефть-Терминал»
- для откачки товарных светлых нефтепродуктов в резервуары участка причалов;
- для внутрипарковых перекачек светлых нефтепродуктов;
- для подачи бензина-абсорбента на блок УРУ АУТН-2.

Резервуарные парки, предназначены:

- для приёма товарных светлых нефтепродуктов со смежных технологических объектов
- для подготовки к паспортизации партий нефтепродуктов, закачанных в резервуары;
- для хранения и отгрузки потребителям паспортной товарной продукции.



Наименование готовой продукции:

Топливо для реактивных двигателей марки ТС-1: Топливо арктическое «Омскфьюел А»: Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное: Топливо дизельное летнее и зимнее: Топливо дизельное ЕВРО: Неэтилированный бензин марки Регуляр-92: Неэтилированный бензин Премиум Евро-95: Бензин газовый стабильный Марка А,Б

Автоматизированная установка тактового налива (АУТН)

Общее назначение АУТН - обеспечение автоматизированного герметизированного налива жидких нефтепродуктов (светлых и ароматических) на одном из двух загрузочных путей в железнодорожные цистерны различных типов, а также в танк-контейнеры, установленные на железнодорожных платформах.

В состав автоматизированной установки тактового налива входят:

- наливная площадка в виде металлоконструкции с навесом над двумя железнодорожными путями, на которой установлены узлы наливной механики, технологических трубопроводов и вспомогательных систем;
- система взвешивания отгружаемых нефтепродуктов, представляющая собой вагонные весы для статического взвешивания. Весами оснащаются оба выше указанных железнодорожных пути, проходящие внутри сооружения;
- наружная установка рекуперации паров (УРУ);
- система для слива неисправных цистерн и для дренажа трубопроводов;
- система сжатого воздуха для подачи в пневмоприводы вспомогательных устройств, расположенная в помещении производственного здания;
- маневровое устройство - 2 единицы (по одному на каждом пути)

Номенклатура и грузооборот АУТН-1 по отгружаемым нефтепродуктам в железнодорожные цистерны

№ п/п	Вид топлива	Суточная отгрузка продукта, т/сут	Годовая отгрузка продукта, т/год
1	Параксиллол нефтяной высшей очистки	305	105 225
2	Ортоксиллол нефтяной высшей очистки	197	67 965
3	Бензол нефтяной высшей очистки	308	106 260
4	Концентрат толуольной марки А	66	22 770
5	Бензин Супер Евро-98	270	93 150
6	Бензин Нормаль-80	391	134 895
7	Авиатопливо РТ	959	330 855
8	Эфир метил-третбутиловый (МТБЭ)	115	39 675
9	Судовое маловязкое топливо СМТ (DMA) вид Э	329	113 505
10	Судовое маловязкое топливо СМТ (DMA) вид 1	611	210 795
11	Дизтопливо «А»	82	28 290



Узел рекуперации паров

Пары нефтепродуктов, вытесняемые при наливе, с наливных позиций поступают в УРУ через систему паросборных трубопроводов.

Каждая линия системы паросборных трубопроводов оснащается противодетонационными устройствами (огнепреградителями).

Для предотвращения попадания конденсата из паропровода в угольные колонны на входе паров в УРУ предусмотрен каплеотбойник с возможностью слива и удаления конденсата персоналом. На случай вывода установки рекуперации из эксплуатации, имеется аварийный выпуск паров.

В состав установки УРУ входят: два адсорбера поз. V-110, V-130 с активированным углем. Пока один адсорбер находится «в режиме адсорбции», второй – на регенерации за счёт создания вакуума. По отношению к своему объёму активированный уголь обладает чрезвычайно большой поверхностью адсорбции, на которой и адсорбируется тонкий слой у/в. Однако, адсорбирующая способность активированного угля не безграничная, и в какой-то момент наступает его насыщение. Для восстановления адсорбирующей способности активированного угля он регенерируется, чтобы при следующем цикле пары углеводородов опять могли адсорбироваться. В противном случае, пары будут проходить через адсорбер «необработанными». Продолжительность рабочего цикла угольных адсорберов - 15 мин.

Регенерация адсорберов происходит в три этапа.

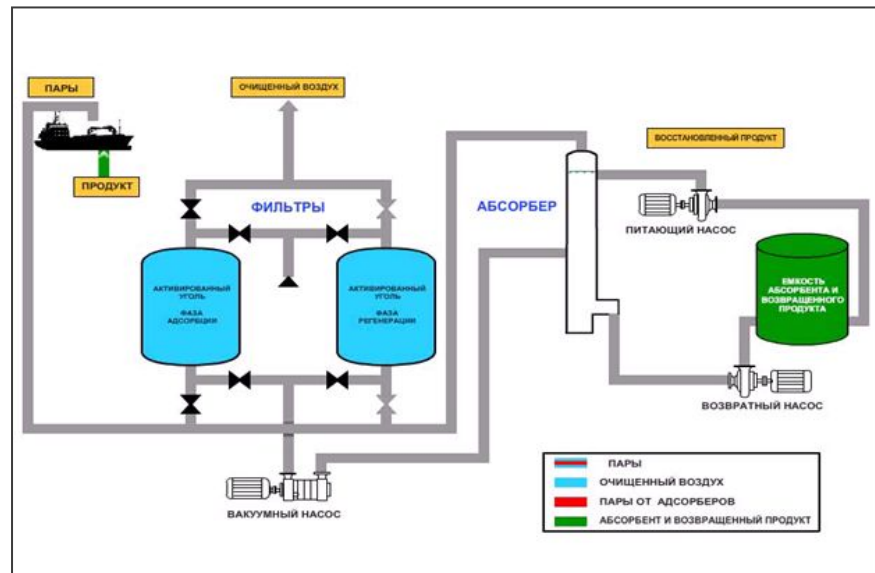
- На первом этапе пары выводятся из парового пространства адсорбера.
- На втором этапе происходит падение давления до значения, при котором углеводороды начинают десорбироваться из поверхности активированного угля. Большинство углеводородов на этом этапе выводятся.
- На протяжении третьего этапа небольшой поток сжатого азота пропускается через адсорбер, для того чтобы полностью удалить остатки углеводородов и таким образом закончить период регенерации.

В качестве абсорбента на УРУ предусмотрено использование бензина ката-литического риформинга.

Десорбированные пары углеводородов поступают в абсорбционную колонну УРУ снизу. Проходя через колонну, пары углеводородов контактируют с потоком абсорбента, подаваемым через верх колонны.

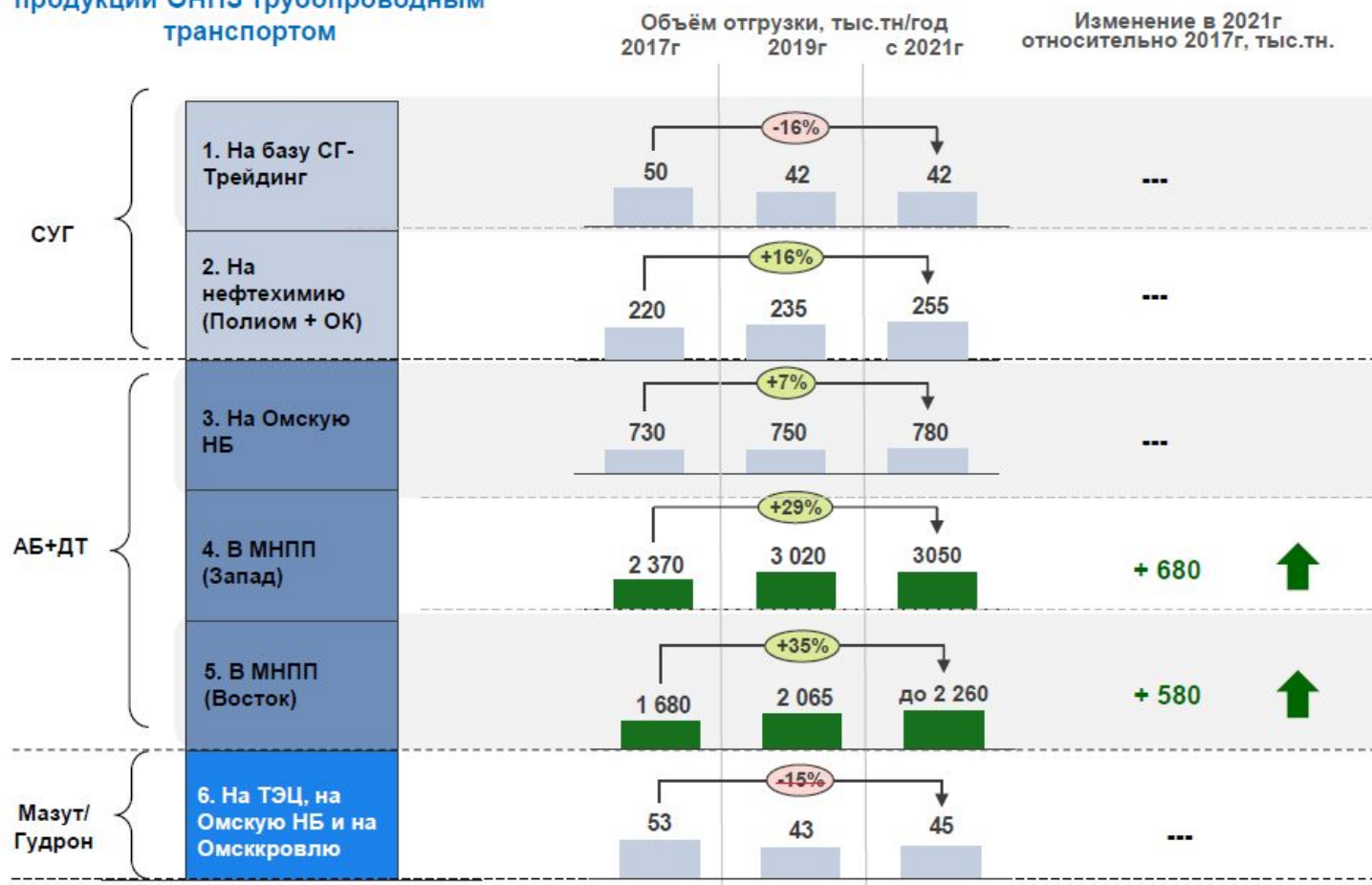
Процесс абсорбции заключается в поглощении углеводородов в потоке газо-воздушной смеси абсорбентом, с последующей откачкой насыщенного абсорбента в резервуары ТСБ-1. Очищенная газозоудная смесь выходит через верхнюю часть аппарата.

Для подачи абсорбента из резервуарного парка ТСБ-1 на УРУ установлены два центробежных насоса поз. Н-1, Н-2 (рабочий и резервный) производительностью 35 м³/ч.



Направления отгрузки товарной продукции ОНПЗ трубопроводным транспортом

Анализ объёмов и мощностей отгрузки трубопроводным транспортом





Принципиальная схема сдачи ДТ, производимого на ОНПЗ, в МНПП западного направления



Принципиальная схема сдачи АБ+ДТ, производимого на ОНПЗ, в МНПП восточного направления



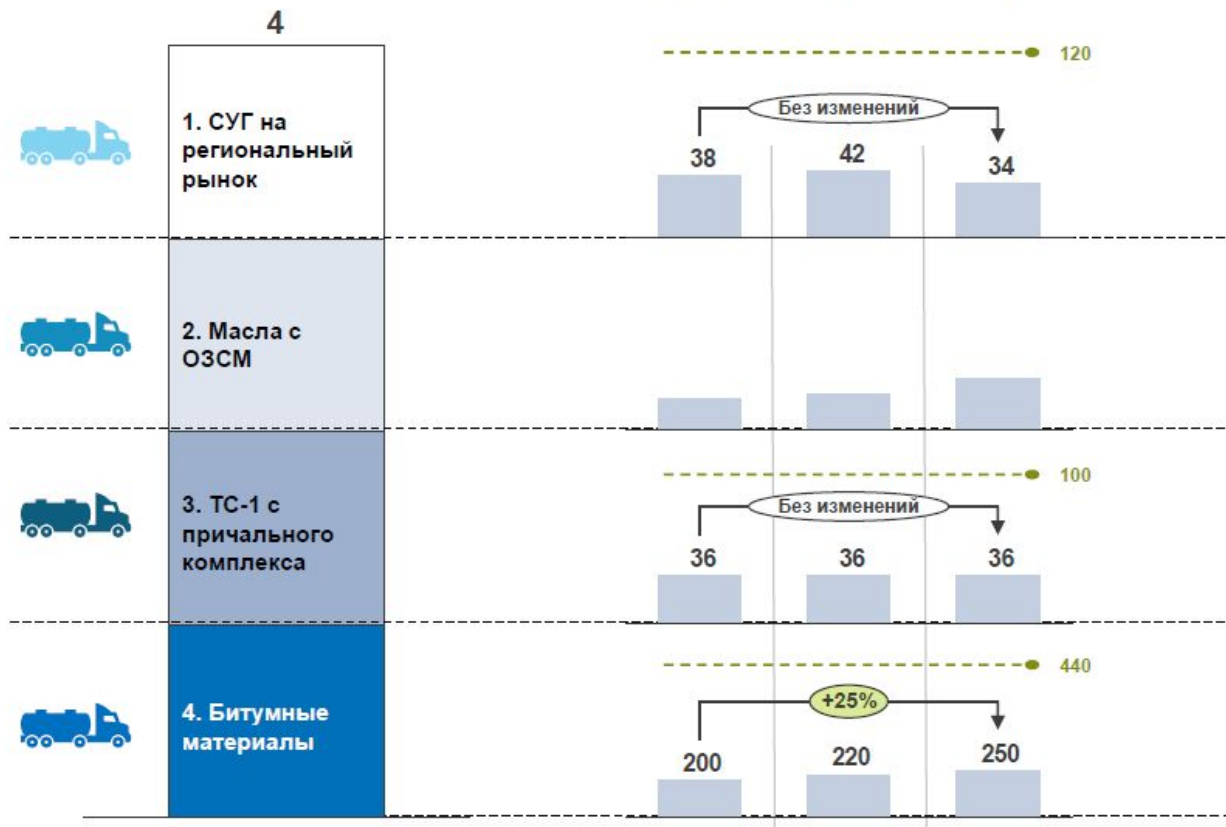
- На восточном направлении ОНПЗ является фактически «монополистом» в части физической сдачи нефтепродуктов в МНПП;
- На восточном направлении МНПП сдача н/пр осуществляется на три собственные нефтебазы ГПН-Терминала и на перевалочный пункт ЛПДС Сокур, принадлежащий Транснефти, на котором осуществляется погрузка продукции в ж/д транспорт для последующей транспортировки по железной дороге

С площадки Омского НПЗ осуществляется отгрузка автомобильным транспортом 4-х видов товарной продукции: СУГ, Масла, ТС, Битумы. С развитием ОНПЗ существенных изменений в объёмах отгрузки автотранспортом не планируется.

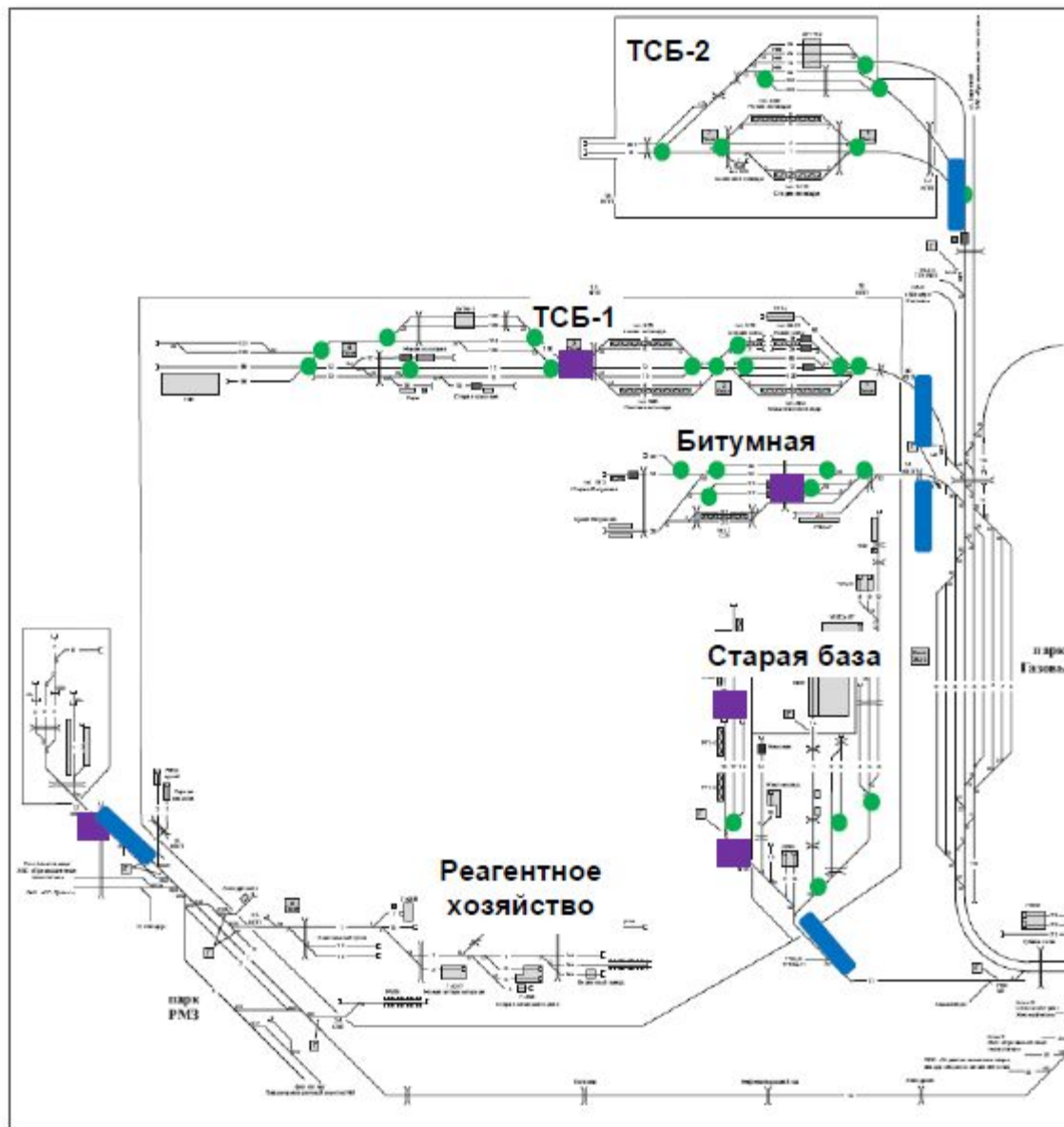
Направления отгрузки товарной продукции ОНПЗ автомобильным транспортом

Анализ объёмов и мощностей отгрузки автомобильным транспортом

Объём отгрузки, тыс.тн/год
2017г 2019г с 2021г



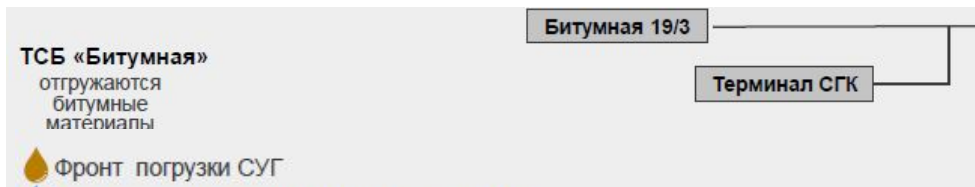
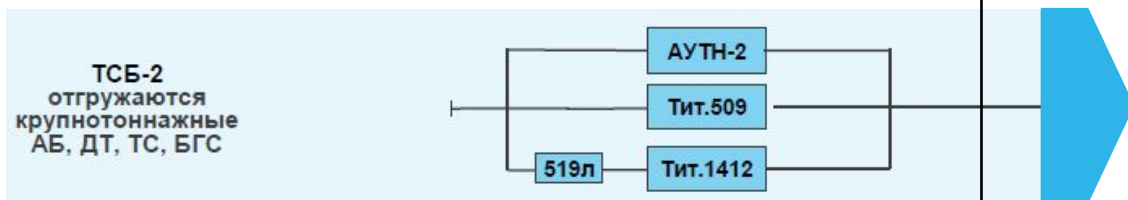
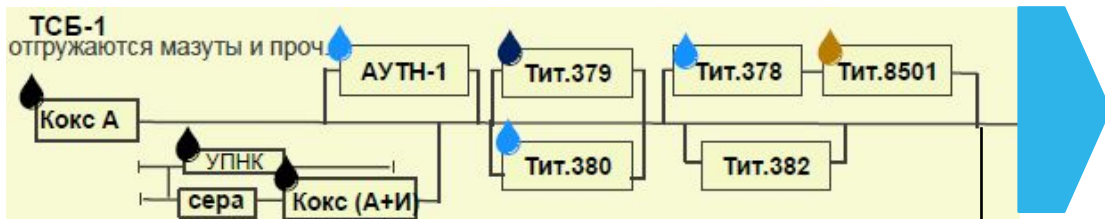
Принципиальная схема ж/д путей ОНПЗ





Схемы Ж/Д терминалов отгрузки АО «ГПН-ОНПЗ»

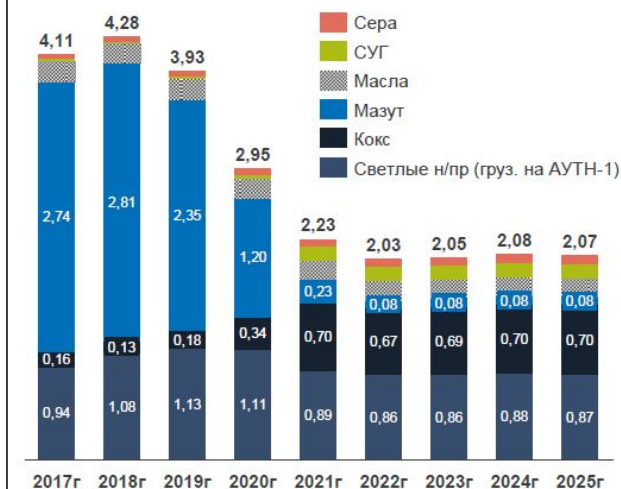
Отгрузка Ж/Д транспортом



- Фронт погрузки СУГ
- Фронты погрузки светлых нефтепродуктов
- Фронт погрузки мазута
- Фронты погрузки кокса

Объёмы отгрузки товарной продукции с ТСБ-1, млн.тн/год

Пропускная отгрузочная мощность путевой инфраструктуры ТСБ-1 7,0



Объёмы отгрузки товарной продукции с ТСБ-2, млн.тн/год

