

СОГЛАСОВАНО
Главный инженер
ОАО «Славнефть-ЯНОС»


Е.Н. Карасев
«06» _____ 2014 г.

УТВЕРЖДАЮ
Директор
по капитальному строительству
ОАО «Славнефть-ЯНОС»


А.С. Кесарев
«06» _____ 2014 г.

Задание на проектирование № 1-3059

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Характеристика основных данных и требований
1.	Наименование работы	Модернизация схемы теплообмена установки АВТ-4 по результатам проведения ПИНЧ-анализа
2.	Объект	Основная производственная площадка ОАО «Славнефть-ЯНОС» Планшет № 12 Цех №1 Установка АВТ-4 Титул 11/4
3.	Вид строительства	Повышение энергоэффективности производства и сокращения расхода технологического топлива
4.	Статья финансирования	Инвестиционная программа «2017-2021г.»
5.	Номер СПП-элемента	<u>8.39-01-11-06</u>
6.	Ориентировочный срок ввода объекта в эксплуатацию и период проведения СМР	Ввод объекта - июнь 2020г. Проведение СМР в кап. ремонт 2020г.
7.	Ориентировочные сроки разработки документации по этапам и разделам. Окончательные сроки выполнения каждого этапа работ указываются в требованиях к предмету закупки (Календарном плане).	1. Окончательная документация – январь 2019г. 2. Заказная документация на оборудование через 2 месяца после заключения договора. 3. Технический проект на оборудование через 4 месяца после заключения договора. 4. Разработка схем ТХ через 2 месяца после заключения договора.
8.	Режим работы производства, межремонтный пробег	Режим работы производства – непрерывный. Межремонтный пробег – 3 года.
9.	Объем проектирования по этапам и разделам	Проектирование во всех разделах, необходимых для выполнения СМР и получения положительного заключения экспертизы.
10.	Границы проектирования	В границах установки АВТ-4 планшета № 12
11.	Исходные данные по объекту проектирования	1. Технологический регламент установки АВТ-4 по запросу проектной организации в электронном виде. 2. Финальный отчет № IMPA02-P1601-1-ТР4 «Проведение пинч-анализа с целью улучшения теплообмена установки АВТ-4 цеха № 1».
12.	Требования к проекту, общие и по разделам проекта:	1. В объем работ Подрядчика по настоящему заданию входят все работы, сопровождающие процесс проектирования: сбор дополнительных исходных данных (не указанных в задании), проведение инженерных изысканий (с восстановлением покрытия после проведения изысканий), обследование строительных конструкций. Не позднее 15 дней со дня заключения договора Подрядчик обязан составить и передать Заказчику перечень разделов проекта.
	- технологическая часть	1. Монтажно-технологические схемы выполнить в соответствии со следующими документами, передаваемыми Заказчиком: – Требования к разделам ТХ (технологические схемы) – Схемы типовой обвязки технологического и динамического обо-

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Характеристика основных данных и требований
		<p>рудования с указанием схем автоматизации, а также с указанием функций СБ и ПАЗ</p> <p>Монтажно-технологические схемы должны быть выполнены на формате, не превышающем размеры листа А2.</p>
	- автоматизация технологического процесса	<p>Раздел выполнить в соответствии со следующими документами:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Типовые Технические условия по проектированию систем управления (часть АТХ) на установках ОАО «Славнефть-ЯНОС» – Типовые Технические условия по проектированию части АТХ и на средства КИП и А для объектов ОАО «Славнефть-ЯНОС» – Основные технические решения по проектированию и монтажу средств КИПиА для объектов ОАО «Славнефть-ЯНОС» <p>Заказную документацию на средства автоматизации и систему управления (опросные листы и запросы на техническое предложение) выполнить по форме, передаваемой Заказчиком.</p> <p>В случае необходимости предусмотреть расширение существующей системы управления для подключения новых сигналов.</p> <p>Подключение к системе управления и применяемое оборудование согласовать с Заказчиком.</p> <p>Идентификация точек подключения к системе управления производится проектировщиком на основании анализа собранных исходных данных.</p>
	- электротехническая часть	<p>Раздел выполнить в соответствии с Техническими условиями, выдаваемыми ОГЭ по запросу проектной организации после предоставления исходных данных по потреблению электроэнергии.</p> <p>Выполнить оценку технических характеристик указанной в ТУ сети электроснабжения, в том числе кабеля до потребителя, аппаратуры для подключения данного потребителя, сборные шины и вводной АВ распределительного щита (РЩ), кабеля от ГРЩ до РЩ, отходящего АВ на ГРЩ.</p> <p>В состав проекта включить ведомость пусконаладочных работ для всего электротехнического оборудования в границах проектирования, исходя из требований нормативной документации.</p> <p>При подключении новых электропотребителей замена распределительного щита и элементов сети, находящихся между распределительным щитом и источником электроснабжения</p> <p><input type="checkbox"/> не требуется по данному заданию</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> требуется</p>
	- строительная часть	<p>В рамках выполнения проекта провести необходимые инженерные изыскания. При необходимости использования существующих строительных конструкций провести обследование и выдать заключение об их техническом состоянии с определением несущей способности.</p> <p>В случае необходимости прокладки инженерных сетей, трубопроводов либо устройства новых фундаментов ближе 30 м от существующих сетей либо сооружений разрабатывать документацию на основании запрошенных от владельца объекта (сетей, трубопроводов и т.п.) технических условий с целью обеспечения безопасного производства работ.</p> <p>Раздел выполнить согласно техническим условиям на архитектурно-строительную часть, выдаваемым Заказчиком.</p>
	- механизация ремонтных работ	Предусмотреть ГПМ для обслуживания вновь монтируемых насосов.
	- сметная часть	– Сметы должны быть составлены в программном комплексе «Багира» с учетом выходящих обновлений базы ГЭСН, ФЭР 2001 г. и

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Характеристика основных данных и требований
		<p>программного комплекса.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Сметы должны быть разработаны ресурсным методом в текущих ценах на дату начала проектирования. – Сметы должны быть переданы Заказчику в формате сметной программы smt, в формате MS Excel, в формате pdf (отсканированные с подписями), а также на бумажном носителе в 3 экземплярах не позднее двух недель с момента передачи соответствующего раздела проекта. – В сметах в обязательном порядке должна быть указана рыночная стоимость оборудования и материалов по всем разделам проекта. – Затраты на проведение пусконаладочных работ технологического оборудования, электротехнического оборудования, оборудования КИПиА, а также пусконаладочных работ, связанных с подготовкой к эксплуатации слаботочных, контрольных и питающих электрических кабелей, должны быть предусмотрены в отдельных сметах. – В сводных сметных расчетах в главе 10 «Содержание службы заказчика-застройщика» отдельной строкой указывать размер затрат Заказчика на осуществление строительного контроля, рассчитанный в соответствии с п. 15 «Положения о проведении строительного контроля при осуществлении строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов капитального строительства», утвержденного Постановлением РФ от 21.06.2010 №468. – В сметной документации указывать номера МТР из справочника SAP ERP, предоставляемого Заказчиком, отдельной графой, либо примечанием в соответствующих графах.
13.	Требования к обогреву трубопроводов, аппаратов, приборов КИПиА	Предусмотреть электрообогрев новых приборов КИПиА.
14.	Обеспечение энергоресурсами (теплоснабжение, воздухоснабжение, инертный газ), точки подключения	В соответствии с Техническими условиями, выдаваемыми ОГЭ по запросу проектной организации после предоставления исходных данных по потреблению энергоресурсов.
15.	Водоснабжение и канализация, точки подключения	Точки подключения к сетям подлежат уточнению Заказчиком после получения проектных решений.
16.	Требования к новому оборудованию и применяемым материалам	<p>1. В спецификациях всех разделов проекта должно присутствовать примечание следующего содержания: «По данной спецификации допускается использование эквивалентного по техническим характеристикам оборудования, изделий и материалов других типов и марок, применение оборудования, изделий и материалов, изготовленных по другим стандартам или техническим условиям, а также другого исполнения при условии соблюдения принятых в проекте технических решений и согласования с проектировщиком. При этом внесение изменений в данную спецификацию не требуется».</p> <p>В заказной документации указывать номера МТР из справочника SAP ERP, предоставляемого Заказчиком, отдельной графой, либо примечанием в соответствующих графах.</p> <p>Оборудование и материалы выбираются при проектировании. Все технические устройства, включая импортные, до начала применения должны соответствовать требованиям ст.7 Федерального закона № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».</p> <p>Разработать «Обоснование безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» на вновь монтируемое оборудование (трубопроводы) согласно техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работа-</p>

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Характеристика основных данных и требований
		<p>ющего под избыточным давлением».</p> <p>2. Выполнить окраску поставляемого оборудования в цветовую гамму в соответствии с дизайн проектом ОАО «Славнефть-ЯНОС» (приложение №4).</p>
17.	Порядок разработки заказной документации и технических проектов на оборудование	<p>Заказная документация на насосы, оборудование КИП, внутренние устройства колонн К-1, К-2, теплообменное оборудование должна быть разработана</p> <p><input type="checkbox"/> в виде запроса на техническое предложение и опросного листа (насосы, оборудование КИП, внутренние устройства колонн К-1, К-2);</p> <p><input type="checkbox"/> в виде технического проекта с указанием необходимых параметров для привязки в рабочей документации (теплообменное оборудование).</p> <p><input type="checkbox"/> в виде технического проекта на врезку/переврезку штуцеров в колонны К-1, К-2 (при необходимости).</p> <p>Технический проект должен быть выполнен в соответствии с ГОСТ 2.120-73.</p> <p>Заказная документация на проектируемое оборудование должна быть разработана:</p> <p><input type="checkbox"/> в двуязычном варианте (на русском и английском языках).</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> на русском языке.</p>
18.	Исходные данные для привязки и подключения нового оборудования	—
19.	Необходимость демонтажа, переноса внутренних инженерных сетей и сооружений, а также демонтажа оборудования и трубопроводов.	<p>В проекте предусмотреть демонтаж действующих сетей, перенос действующих внутренних инженерных сетей и сооружений, а также демонтаж действующего оборудования и трубопроводов, попадающих в границы проектирования. Возможность демонтажа сооружений, изменения конфигурации существующих инженерных сетей и трубопроводов проектная организация должна согласовать с их владельцами.</p> <p>При необходимости уточнения расположения (наличия) подземных коммуникаций в границах проектирования выполнить инженерные изыскания.</p> <p>После демонтажа выведенных из эксплуатации подземных трубопроводов и оборудования предусмотреть рекультивацию и благоустройство земельного участка.</p>
20.	Мероприятия по защите окружающей среды	—
21.	Требования к благоустройству территории и озеленения	Предусмотреть в проекте мероприятия и материалы на восстановление объектов благоустройства, покрытия после производства строительно-монтажных работ.
22.	Дополнительные условия проектирования	<p>1. Проектная организация обязана предоставлять отчет о ходе выполнения проектных работ дважды в месяц, начиная с момента заключения договора. Форма отчета утверждается Заказчиком и прилагается к Договору.</p> <p>В соответствии со ст.8 Федерального закона № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектная организация осуществляет авторский надзор.</p> <p>2. Предусмотреть проектом подключение вновь монтируемого насосного оборудования к существующему контуру охлаждения насосов.</p> <p>3. Предусмотреть проектом дренирование с вновь монтируемых аппаратов в существующую дренажную схему.</p>
23.	Требования по согласованию отдельных разделов и проектных решений.	Вся разработанная документация предварительно должна быть направлена Заказчику в электронном виде со статусом «Для согласования».

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Характеристика основных данных и требований
24.	Экспертиза документации	Выполнить экспертизу промышленной безопасности документации, предоставить положительное заключение, внесенное в реестр Ростехнадзора.

Приложение:

1. Дизайн-Проект на окраску технологического оборудования, трубопроводов зданий и сооружений ОАО «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез».
2. Схема трубопровода 1/343.
3. Схема трубопровода № 3182к.
4. Схема трубопровода № 228, 229.
5. Схема трубопровода № 383.
6. Финальный отчет № IMPAO2-P1601-1-ТРЧ «Проведение ПИНЧ-анализа с целью Улучшения теплообмена установки АВТ-4 цеха №1 (в эл. виде)».
7. Протокол технического совещания по итогам проведенного ПИНЧ-анализа установки АВТ-4

Главный специалист по процессу




А.В. Пискунов

Зам. главного инженера по ОП и ТБ



Д.В. Кириллов

Зам. главного инженера по производственному контролю



А.В. Лозинский

Главный метролог



С.И. Кравец

Главный энергетик



С.Л. Егоров

Главный механик



В.Ю. Боруруев

Руководитель направления



П.П. Рябов

Главный инженер службы директора по капитальному строительству



К.А. Михайлов

Ведущий инженер-технолог ОПНР



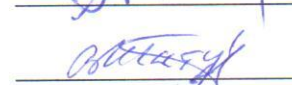
А.Н. Спиридонов

Начальник цеха №15



А.В. Григорьев

Начальник ОИП

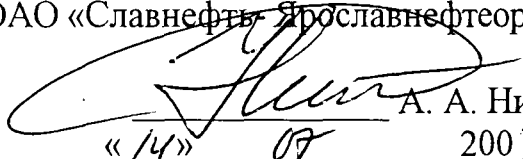


О.В. Приходько
В.В. Шатунов

Заказчик: начальник цеха №1



М.П. Фещенко

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер
 ОАО «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»

 «14» 07 2007 г. А. А. Никитин

ДИЗАЙН-ПРОЕКТ
 на окраску технологического оборудования, трубопроводов
 зданий и сооружений ОАО «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез».

№ п/п	ОБЪЕКТ	Цвета окраски	RAL
1	Колонны	Серебристый Светло-серый	9006 7035
2	Реактора, печи, газоходы	Серебристый Светло-зеленый* Шаровый	9006 - 7047
3	Емкости, резервуары	Белый Светло-бежевый	9003 1015
4	Трубопроводы	Согласно ГОСТ 14202-69	-
5	Ограждения	Желтый	1028
6	Лестничные марши	Зеленый	6029
7	Вентиляционные установки, воздуховоды	Синий	5010
8	Насосное оборудование	Темно-серый	7046
9	Электродвигатели	Голубой +красный	5012+3020
10	Воздушные холодильники		
10.1	Диффузор	синий	5010
10.2	Секции	Серебристый Светло-зеленый* Шаровый	9006 - 7047
11	Теплообменники	Серебристый Светло-зеленый* Шаровый	9006 - 7047
12	Стойки эстакад	Светло-серый	7047
13	Фундаменты	Темно-серый	7046
14	Опорные несущие металло- конструкции	Зеленый	6029
15	Пожарные трубопроводы, лест- ницы, штурвалы запорной ар- матуры, ограждения вращаю- щихся частей	Красный	3020

16	Фасады зданий	Светло-бежевый Светло-голубой* Светло-бирюзовый* Светло-зеленый*	1013
17	Цоколь фасада	Красно-коричневый Темно-серый	3011 7046

* - не колеруется по каталогу RAL CLASSIC

Главный механик ОАО

Начальник ЛТН и ДО

Инженер ЛТН и ДО

Бордурев Б.Ю.
А. Ю. Никитин

А. В. Устинов

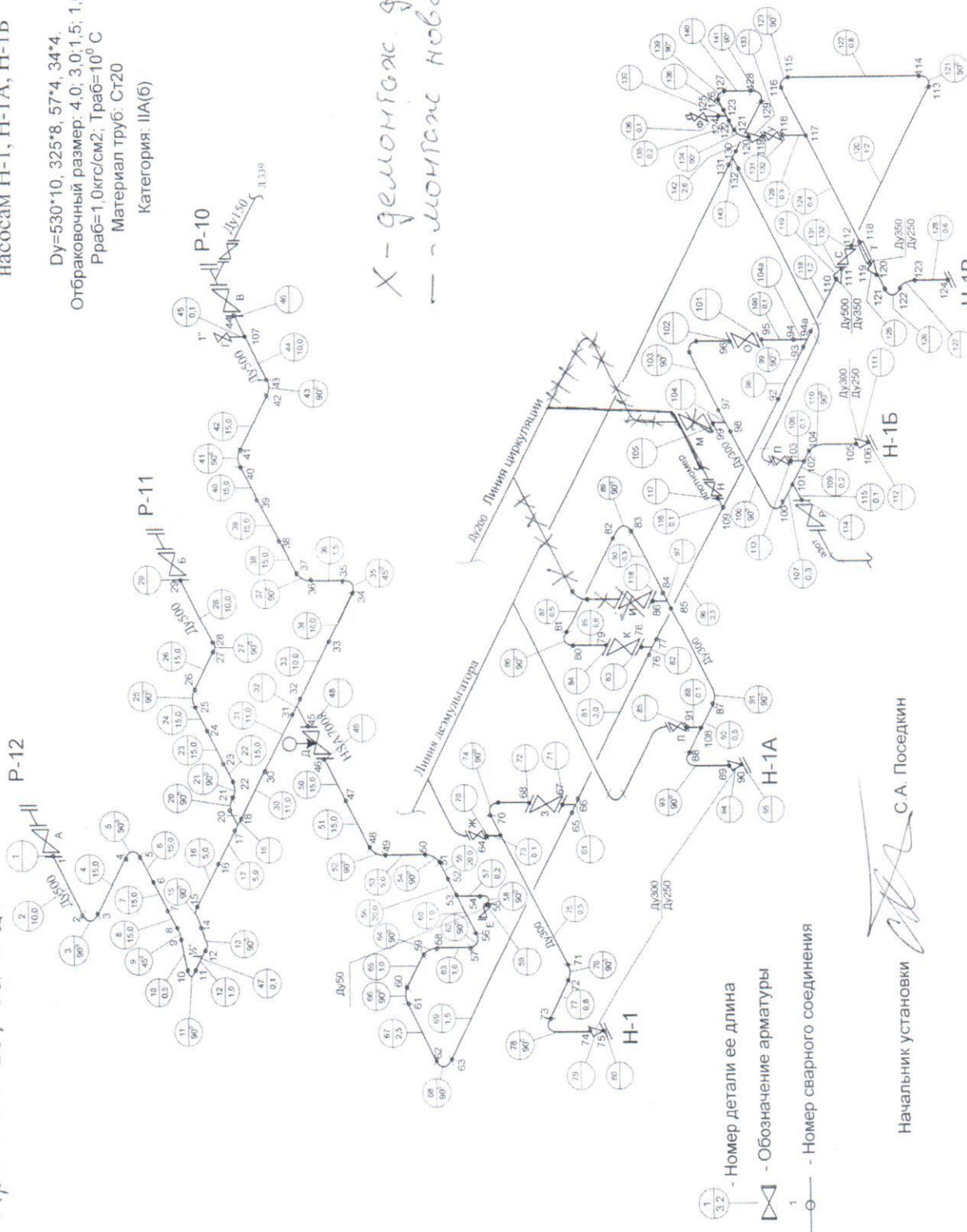
И. Е. Тополов

Приложение 2.

Линия №1/343 Сырая нефть из резервуаров 10, 11, 12 к насосам Н-1, Н-1А, Н-1Б

$D_u=530 \times 10, 325 \times 8, 57 \times 4, 34 \times 4$.
 Отражочный размер: 4.0; 3.0; 1.5; 1.0.
 $P_{раб}=1,0 \text{ кгс/см}^2$, $T_{раб}=10^0 \text{ C}$
 Материал труб: Ст20
 Категория: IIА(Б)

X - демонтаж действ.
 --- монтаж новый



Приложение 3

Цех №1. Установка АВТ-4

Линия № 3182к. Фракция 40-180 °С от Н-6к. 6м/1 в теплообменник Т-1/5

Dy = 219x7; 108x6; 57x4; 25x3

Отражательный размер 2,5; 2,0; 1,5; 1,0

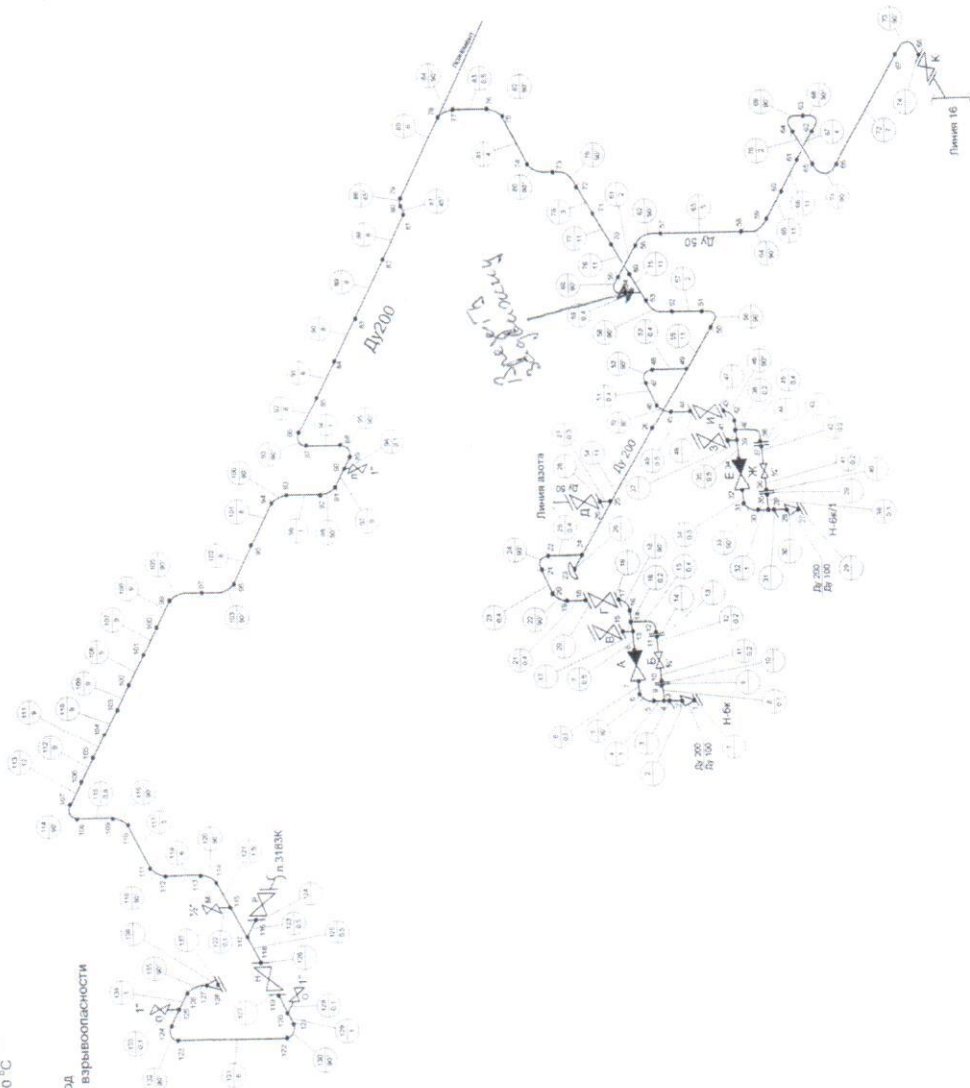
P_{рас} = 16,0 кг/см²; T_{жид} = 160 °С

Материал труб: Ст 20

Категория: II Б(б)

Скорость коррозии 0,1 мм/год

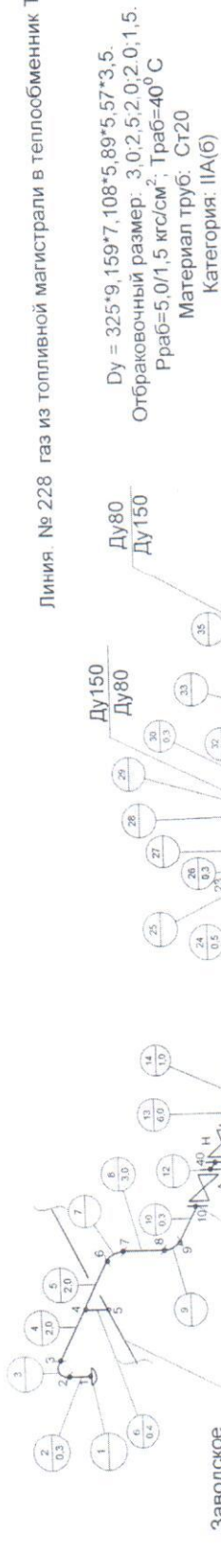
Трубопровод относится к блоку 1 категории взрывоопасности



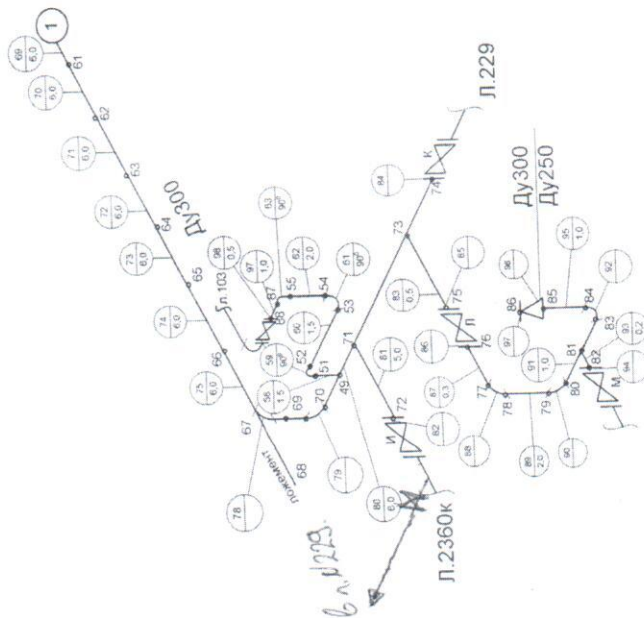
Начальник установки  С.А. Поселкин

Приложение 4

Линия № 228 газ из топливной магистрали в теплообменник Т-30.



$D_y = 325 \times 9,159 \times 7,108 \times 5,89 \times 5,57 \times 3,5$
 Отбраковочный размер: $3,0; 2,5; 2,0; 1,5$
 $P_{раб} = 5,0/1,5 \text{ кгс/см}^2$; $T_{раб} = 40^\circ \text{C}$
 Материал труб: Ст20
 Категория: IIA(Б)

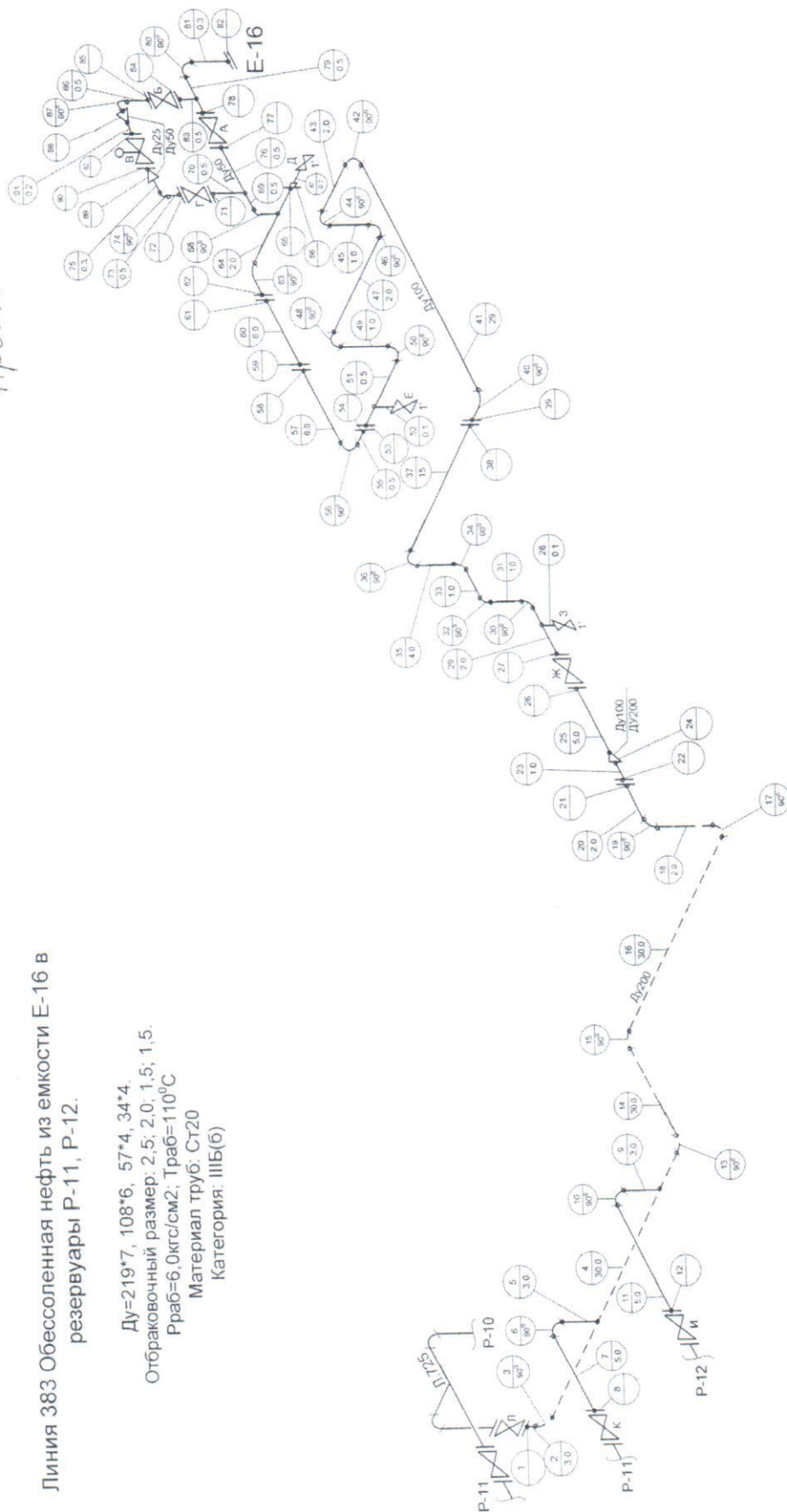


Начальник установки С.А. Поседкин

Приложение 5

Линия 383 Обессоленная нефть из емкости E-16 в резервуары P-11, P-12.

Ду=219*7, 108*6, 57*4, 34*4.
Отбрасывочный размер: 2,5; 2,0; 1,5; 1,5.
Рраб=6,0кг/см², Траб=110°С
Материал труб: Ст20
Категория: IIIB(б)



Начальник установки

С.А. Поседкин

**ПРОВЕДЕНИЕ ПИНЧ-АНАЛИЗА
С ЦЕЛЬЮ УЛУЧШЕНИЯ ТЕПЛООБМЕНА
УСТАНОВКИ АВТ-4 ЦЕХА № 1**

**ФИНАЛЬНЫЙ ОТЧЕТ
№ IMPA02-P1601-1-TP4**

по договору № 13Д00864/16 от 30.09.2016 г.

Редакция № 1 от 21 декабря 2016 г.

Заказчик:	ОАО “Славнефть-ЯНОС”
Подрядчик:	ООО “ИМПА Инжиниринг”
Наименование работ по договору:	Проектно-изыскательские работы в соответствии с техническим заданием № 1-2968 на работы по проведению ПИНЧ-анализа с целью улучшения теплообмена установки АВТ-4 цеха № 1

Интв. № подл.	Подп. и дата	Интв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

- | | |
|---|-----------------|
| 1. Заместитель технического директора, к.т.н. | М.Н. Миннуллин |
| 2. Ведущий инженер, к.т.н. | А.А.Осинцев |
| 3. Ведущий инженер-технолог, к.т.н. | И.Д. Нестеров |
| 4. Начальник технологического отдела, к.т.н. | Р.Г. Зиганшин |
| 5. Начальник конструкторского отдела | А.А. Рыцев |
| 6. Руководитель технологической группы | Н.В. Фаизова |
| 7. Инженер-конструктор | Е.В. Апсадыкова |

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № обл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Отчёт № IMPA02-P1601-1-TP4							
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № обл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Разраб.	Фаизова	<i>Фаиз</i>	21.12.16	Проведение ПИНЧ-анализа с целью улучшения теплообмена установки АВТ-4 цеха №1 Финальный отчет	Лит	Лист	Листов
					Пров.	Нестеров	<i>Нестер</i>	21.12.16			2	209
					Пров.	Миннуллин	<i>Миннул</i>	21.12.16		ООО "ИМПА Инжиниринг"		
					Н. контр.	Апсадыкова	<i>Апсады</i>	21.12.16				
					Утв.	Зиганшин	<i>Зиган</i>	21.12.16				

СОСТАВ ОТЧЕТА

Финальный отчет по договору № 13Д00864/16 от 30.09.2016 г., заключенному с ОАО «Славнефть-ЯНОС», «Выполнение проектно-изыскательских работ в соответствии с техническим заданием № 1-2968 на работы по проведению ПИНЧ-анализа с целью улучшения теплообмена установки АВТ-4 цеха № 1» состоит из 4 глав, соответствующих этапам календарного плана выполнения работы:

Этап 1 – Проведение стартового совещания. Сбор исходных данных.

Этап 2 – Проведение ПИНЧ-анализа. Проведение энерготехнологического обследования блока подогрева нефти. Определение эффективности работы ректификационных колонн. Определение эффективности работы конденсационного оборудования колонн. Проведения анализа степени загрязненности поверхностей теплообмена.

Отчет 3 – Разработка вариантов технического перевооружения установки. Определение экономической эффективности предлагаемых вариантов. Определение приоритетных вариантов.

Отчет 4 – Разработка заказной документации на заменяемое оборудование.

В финальном отчете приведены результаты технологических расчетов основного оборудования установки АВТ-4, технологическая схема переобвязки теплообменников обеспечивающая повышение энергоэффективности. Предложены три варианта технического перевооружения установки АВТ-4 и в результате технико-экономического анализа рекомендован приоритетный вариант технического перевооружения установки АВТ-4.

По договорам № 13Д00864/16 и №06Д00865/16 от 30.09.2016 г. ООО «ИМПА Инжиниринг» составлены, представлены и переданы Заказчику:

- финальный отчет;
- презентация о проделанной работе;
- модель предмета анализа установки АВТ-4;
- программное обеспечение для проведения ПИНЧ-анализа с проведением обучения персонала ОАО «Славнефть-ЯНОС».

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	вающая повышение энергоэффективности. Предложены три варианта технического перевооружения установки АВТ-4 и в результате технико-экономического анализа рекомендован приоритетный вариант технического перевооружения установки АВТ-4.					
					По договорам № 13Д00864/16 и №06Д00865/16 от 30.09.2016 г. ООО «ИМПА Инжиниринг» составлены, представлены и переданы Заказчику:					
					– финальный отчет;					
					– презентация о проделанной работе;					
Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	– модель предмета анализа установки АВТ-4;					
					– программное обеспечение для проведения ПИНЧ-анализа с проведением обучения персонала ОАО «Славнефть-ЯНОС».					
					Отчёт № IMPA02-P1601-1-TP4					Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						3

**ПРОВЕДЕНИЕ ПИНЧ-АНАЛИЗА
С ЦЕЛЮ УЛУЧШЕНИЯ ТЕПЛООБМЕНА
УСТАНОВКИ АВТ-4 ЦЕХА № 1**

Отчет № IMPA02-P1601-1-TP1

по этапу №1 договора № 13Д00864/16 от 30.09.2016 г.

Редакция № 1 от 01 октября

Заказчик:

ОАО “Славнефть-ЯНОС”

Подрядчик:

ООО “ИМПА Инжиниринг”

Наименование
работ по договору:

Проектно-изыскательские работы в соответствии с техниче-
ским заданием № 1-2968 на работы по проведению ПИНЧ-
анализа с целью улучшения теплообмена установки АВТ-4 це-
ха № 1

Наименование
работ по этапу № 1

Проведение стартового совещания. Сбор исходных данных.

Имп. № подл.	Подп. и дата	Имп. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

- | | |
|---|-----------------|
| 1. Заместитель технического директора, к.т.н. | М.Н. Миннуллин |
| 2. Ведущий инженер, к.т.н. | А.А. Осинцев |
| 3. Ведущий инженер-технолог, к.т.н. | И.Д. Нестеров |
| 4. Начальник технологического отдела, к.т.н. | Р.Г. Зиганшин |
| 5. Начальник конструкторского отдела | А.А. Рыцев |
| 6. Руководитель технологической группы | Н.В. Фаизова |
| 7. Инженер-конструктор | Е.В. Апсадыкова |

Подп. и дата		Взам. инв. №		Инв. № дубл.		Подп. и дата		Инв. № подл.							
Отчёт № IMPA02-P1601-1-TP1															
Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div> <p>Проведение ПИНЧ-анализа с целью улучшения теплообмена установки АВТ-4 цеха № 1.</p> <p>Этап №1</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;"> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%;">Лит</td> <td style="width: 33%;">Лист</td> <td style="width: 33%;">Листов</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">2</td> <td style="text-align: center;">21</td> </tr> </table> <p>ООО «ИМПА Инжиниринг»</p> </div> </div>					Лит	Лист	Листов		2	21
Лит	Лист	Листов													
	2	21													
Разраб.	Фаизова	Рам	01.10.16												
Пров.	Нестеров	Исст	01.10.16												
Пров.	Миннуллин	Исст	01.10.16												
Н. контр.	Апсадыкова	Исст	01.10.16												
Утв.	Зиганшин	Исст	01.10.16												

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 4

1	Общая характеристика установки АВТ-4	5
2	Порядок проведения сбора исходных данных по фактической работе установки.....	6
3	Исходное сырьё установки АВТ-4	6
4	Качество продуктов, получаемых на установке АВТ-4	7
Приложение А		9
Приложение Б		10
Приложение В.....		12
Приложение Г		20

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата							
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP1	Лист 3

Введение

Объектом исследования является существующая установка АВТ-4 цеха №1 ОАО «Славнефть-ЯНОС».

Наименование работы.

Проведение ПИНЧ-анализа с целью улучшения теплообмена установки АВТ-4 цеха № 1 ОАО “Славнефть-ЯНОС” с поставкой программного обеспечения и обучением персонала Заказчика.

Наименование работ по этапу №1:

1. Проведение стартового совещания.
2. Сбор исходных данных по фактической работы установки АВТ-4.

Документы, на основании которых выполнен этап №1:

1. Договор № 13Д00864/16 от 30.09.2016 г.
2. Техническое задание № 1-2968 работы по проведению ПИНЧ-анализа с целью улучшения теплообмена установки АВТ-4 цеха №1.
3. Протокол № 1 стартового совещания от 19 сентября 2016 г. (Приложение А).

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP1	Лист
						4

1 Общая характеристика установки АВТ-4

Установка АВТ-4 цеха №1 ОАО «Славнефть-ЯНОС» построена по типовому проекту А-12/9, разработанному институтом «Гипроазнефть», и введена в эксплуатацию в 1967 году. За время эксплуатации технологическая схема установки АВТ-4 была дополнена блоками ЭЛОУ и ГДМ, а блок вакуумной перегонки мазута был исключен из технологической схемы. Часть оборудования этого блока использована для других целей, остальное оборудование демонтировано. Установка АВТ-4 предназначена для переработки смесей сернистых нефтей, а также других нефтей, поступающих на НПЗ, и допущенных в производство в установленном порядке.

Генеральный проектировщик ОАО «Славнефть-ЯНОС» – ЗАО «Нефтехимпроект».

Максимальная загрузка установки АВТ-4 по сырью – 719 м³/ч, минимальная – 420 м³/ч.

Установка АВТ-4 состоит из следующих основных блоков:

1. Блока сырьевых парков тит. 55/5.
2. Блока ЭЛОУ и подачи реагентов, где происходит двухступенчатое электрообессоливание и электрообезвоживание нефти.
3. Блока атмосферной перегонки, где происходит первичная переработка обессоленной нефти и осуществляется выработка светлых нефтепродуктов: прямогонной бензиновой фракции, керосиновой фракции (140-240 °С), фракций для производства дизельного топлива, а также мазута.
4. Блока гидродемеркаптанизации фракции 140-240 °С, где осуществляется снижение содержания меркаптановой серы в керосине.
5. Блока абсорбции углеводородного газа и стабилизации бензиновой фракции, где из прямогонной бензиновой фракции происходит выделение сжиженного газа с получение стабильной бензиновой фракции.
6. Блока вторичной ректификации стабильной бензиновой фракции, где осуществляется выделение узких бензиновых фракций, являющихся сырьем установок каталитического риформинга и изомеризации.
7. Блока защиты оборудования от коррозии, состоящего из следующих узлов:
 - а) узла защелачивания, предназначенного для подщелачивания нефти с подачей 1,5-2,0 % раствора щелочи в линию приема нефти к насосам Н-20, Н-20А, Н-20Б);
 - б) узла подачи ингибитора и нейтрализатора, предназначенного для подачи реагентов в шлемовые линии колонн К-1, К-2, К-4, К-9.
8. Блока утилизации тепла отходящих газов трубчатых печей, предназначенного для выработки водяного пара, используемого на установке АВТ-4 с выдачей излишка в общезаводскую линию.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP1					Лист 5
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

2 Порядок проведения сбора исходных данных по фактической работе установки

Для сбора исходных данных по фактической работе установки АВТ-4 19.09.2016 г. проведено стартовое совещание. По результатам совещания составлен протокол №1, в котором приведен порядок и сроки проведения сбора исходных данных на установке АВТ-4.

Сбор исходных данных фактической работы установки АВТ-4 выполнен в период с 19.09.2016 г. по 23.09.2016 г.

В ходе сбора исходных данных были проведены замеры переносным пирометром значений температур стенок всех трубопроводов, по которым в теплообменники и холодильники поступают потоки нефти и продукты ее переработки.

Сводный материальный баланс установки АВТ-4 был передан за 21.09.2016 г. Скан-копия сводного материального баланса приведена в Приложении Б. Для сбора исходной информации по установке АВТ-4 фактический технологический режим переработки нефти был зафиксирован в 9-00 21 сентября 2016 года путем копирования основных мнемосхем из системы АСУТП установки, которые приведены в Приложении В. Значения основных параметров фактического технологического режима работы установки АВТ-4 представлены на этих мнемосхемах.

В период сбора исходной информации (21.09.2016 г.) на установке АВТ-4 был осуществлен отбор разовых проб исходной сырой нефти, обессоленной нефти и всех получаемых на установке продуктов. Для отобранных проб был выполнен лабораторный анализ в соответствии с программой обследования.

Были собраны актуальные конструкции и копии паспортов аппаратов установки АВТ-4. Фотокопии чертежей колонн К-1 и К-2 представлены в приложении Г.

3 Исходное сырьё установки АВТ-4

В качестве исходного сырья на установку АВТ-4 поступала сырая нефть. Основные физико-химические свойства сырой и обессоленной нефти, которая фактически перерабатывалась 21 сентября 2016 году на установке АВТ-4, приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Основные физико-химические свойства сырой нефти

Наименование показателя	Значение
Плотность при 20 °С, кг/м ³	870,65
Содержание общей серы, % масс.	1,41
Содержание хлористых солей, мг/л	16

Таблица 2 – Основные физико-химические свойства обессоленной нефти

Наименование показателя	Значение
Плотность при 20 °С, кг/м ³	871,74
Содержание хлористых солей, мг/л	3,3

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP1					6

4 Качество продуктов, получаемых на установке АВТ-4

Основные физико-химические свойства сырья и продуктов, получаемых на установке АВТ-4, приведены в таблице 3. Качество всех вырабатываемых продуктов соответствует требованиям СТП.

Инв. № подл	Подп. и дата				Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP1			Лист
								7

Изм.		Таблица 3 – Основные физико-химические свойства сырья и продуктов установки АВТ-4													
Лист		Показатель	Нефть сырая	Нефть обессоленная	Фракция НК – 62 °С из емкости Е-18	Фракция 62 – 105 °С из емкости Е-17	Фракция 105 – 180 °С	Бензин из емкости Е-2	Гидроочищенная керосиновая фракция	Фракция из стриппинга К-3/2	Фракция из стриппинга К-3/3	Стабильный бензин	Суммарное ДТ	Мазут	
№ докум.		Плотность при 20 °С, кг/м³	871	872	631	702	748	739	786	831	857	716	839	950	
Подп.		Кинематическая вязкость, сСт:													
		- при 20 °С	22,07	-	-	-	-	-	1,389	3,777	10,37	0,641	5,14	-	
		- при 40 °С	9,98	-	-	-	-	-	1,054	2,472	5,60	0,532	3,18	-	
		- при 80 °С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67,98	
		- при 100 °С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31,96	
		Вязкость условная при 80 °С, ВУ сек	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,25
Дата		Содержание общей серы, % масс.	1,41	-	-	-	-	-	-	0,66	1,07	0,03	0,77	2,19	
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP1		Содержание меркаптановой серы, % масс.	-	-	-	-	-	-	0,0029	-	-	-	-	-	
		Содержание хлористых солей, мг/л	16,0	3,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Температура вспышки в закрытом тигле, °С							45	75	94	-	83	-	
		Температура вспышки в открытом тигле, °С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	198	
		Температура помутнения, °С	-	-	-	-	-	-	-	-21,1	6,5	-	-6	-	
		Предельная температура фильтруемости, °С	-	-	-	-	-	-	-	-22	8	-	-	-	-
		Фракционный состав (по ГОСТ 2177-99):													
		Температура начала кипения, °С	47	46	29	58	108	85	149	182	201	49	191	276*	
		5% об. перегоняется при температуре, °С	94	92	32	58	114	97	159	211	251	65	214	345*	
		10% об. перегоняется при температуре, °С	123	126	32,5	70	116	99	162	226	271	70	229	367*	
		20% об. перегоняется при температуре, °С	184	186	33,5	73	119	103	167	240	290	79	245	399*	
		30% об. перегоняется при температуре, °С	244	243	34	76	122	107	171	248	304	87	255	439*	
		40% об. перегоняется при температуре, °С	295	293	35	79	126	110	176	255	314	96	266	475*	
		50% об. перегоняется при температуре, °С	-	-	36	82	130	112	181	263	322	104	277	510*	
		60% об. перегоняется при температуре, °С	-	-	38	86	135	116	187	269	331	112	288	-	
		70% об. перегоняется при температуре, °С	-	-	40	90	140	120	193	277	339	122	300	-	
		80% об. перегоняется при температуре, °С	-	-	42	96	148	126	200	287	348	133	316	-	
		90% об. перегоняется при температуре, °С	-	-	47	104	160	134	210	303	361	149	337	-	
		95% об. перегоняется при температуре, °С	-	-	55	112	170	141	217	314	370	163	353	-	
		Температура конца кипения, °С	-	-	59	119	185	149	225	323	376	175	363	-	
		Выход, %	-	-	97	98	98	98	98	98	98	98	98	98	-
		Остаток, %	-	-	0,25	0,50	-	-	-	-	-	-	-	1,6	-
		* – разгонка по ASTM D 1160													
8	Лист														

Приложение А
(обязательное)
Протокол №1 стартового совещания

Протокол № 1

стартового совещания от 19 сентября 2016 г.
по проведению ПИНЧ-анализа с целью улучшения теплообмена
установки АВТ-4 цеха № 1 ОАО "Славнефть-ЯНОС"

Присутствовали:

От ОАО "Славнефть-ЯНОС": Пискунов А.В., Фещенко М.П., Евдакушин А.Ю.,
Морозов А.Л., Спиридонов А.Н.

От ООО "ИМПА Инжиниринг": Нестеров И.Д., Осинцев А.А.

Повестка совещания:

1. Начало работ по проекту и сбор исходных данных по установке АВТ-4 цеха № 1.
2. Организация отбора разовых проб нефти и получаемых продуктов с выполнением лабораторных анализов в соответствии с программой обследования, приведенной в письме № IMPA-02-OC16-11 от 7.09.2016 г.
3. Обсуждение технологических особенностей работы установки АВТ-4 и основных направлений совершенствования технологии фракционирования для обеспечения наиболее рациональных схем повышения эффективности теплообмена.

Обсудили и решили:

- 1) Установка АВТ-4 работает на плановой загрузке по нефти на стабильном технологическом режиме. Сбор исходных данных по работе установки провести на текущем технологическом режиме согласно программы. Отбор разовых проб нефти и получаемых продуктов провести 21 сентября 2016 г. с 9-00.
- 2) Данные по актуальной конструкции аппаратов установки уточнить и получить в цеху № 1, необходимые дополнительные данные запросить из архива.
- 3) Для выполнения расчетов по ПИНЧ-методу принять температуру сырой нефти для зимнего режима работы 10 °С, для летнего режима работы 20 °С.
- 4) В презентацию и отчет по результатам работы включить схемы, результаты расчетов, параметры технологического режима, данные по материальному балансу, энергопотреблению, оценку экономической эффективности предлагаемых вариантов модернизации установки. В прорабатываемых вариантах технического перевооружения рассмотреть возможности технологического совершенствования и повышения фракционирующей способности колонных аппаратов для обеспечения технологической гибкости работы установки.
- 5) Расчетные работы выполнить с учётом планируемой замены печей П-1 и П-2 на новую печь П-2к.
- 6) Передаваемая информация по установке АВТ-4 для выполнения работ по ПИНЧ-анализу является конфиденциальной.

От ОАО "Славнефть-ЯНОС":



А.В.Пискунов



М.П.Фещенко

От ООО «ИМПА Инжиниринг»:



И.Д.Нестеров



А.А.Осинцев

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP1	Лист
						9

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

Оперативный материальный баланс установки АВТ-4 за 21.09.2016 г.

Оперативный материальный баланс - Установка первичной переработки нефти АВТ-4АВТ-4 за 21.09.2016

Лист: 1

№	Наименование продукта	Измерение		Расход				Сутки	
		един.	погр.	0-6	6-14	14-22	22-24	итого	%
Входы									
1	Нефть сырая	т		3755.3	5005.5	5013.1	1247	15020.9	100
2	Фракция 140-240°С с ЭЛОУ-АТ-4	т		60.4	80.5	80.4	20.1	241.4	
3	Бензин из парка АВТ-4	т		96	128	128	32	384	
4	ВСГ	т		2.5	3.3	3.3	0.8	9.9	
5	Всего	т		3914.2	5217.3	5224.8	1299.9	15656.2	104.23
Выходы									
1	Газ с АВТ-3,4,ЭЛОУ-АТ-4	т		14.2	18.2	18.4	5	55.8	0.37
2	Фр. головная с АВТ-3,4, ЭЛОУ-АТ-4	т		49.9	67.1	68.8	17.2	203	1.35
3	Бензин из К-4 в К-9	т		358.9	476.4	475	118.7	1429	9.51
4	Избыток бензина из К-4	т		99.8	133.1	134.8	34.4	402.1	2.68
5	Бензин п/г, всего	т		458.7	609.5	609.8	153.1	1831.1	12.19
6	Фр. НК-62 °С (верх К-9)	т		43.6	59.1	57.2	14.4	174.3	1.16
7	Фр. 62-105 °С (верх К-10)	т		191.4	252.5	252.2	63.2	759.3	5.05
8	в т.ч. Фр. 62-105 °С на Л-35/6	т		35.8	46.1	55.9	13.5	151.3	1.01
9	Фр. 105-180 °С (низ К-10)	т		201.8	269.5	268.9	67.1	807.3	5.37
10	в т.ч. Фр. 105-180 °С на Л/ЛГ-35/11	т		200.3	265.2	262	65.8	793.3	5.28
11	Фр. 140°-240°С (суммарный с К-3/1)	т		373.1	496.9	499.8	125.1	1494.9	
12	Фр. 140°-240°С (с АВТ-4)	т		312.7	416.4	419.4	105	1253.5	8.35
13	Фракция стриплинг-секции К-3/2	т		534.1	709.6	714	179.9	2137.6	14.23
14	в т.ч. Фр. стрипл. К-3/2 на Л-24/6	т		534.1	709.6	714	179.9	2137.6	
15	в т.ч. Фр. стрипл. К-3/2 на ЛЧ-24/7	т		0	0	0	0	0	
16	в т.ч. Фр. стрипл. К-3/2 на ГОДТ	т		0	0	0	0	0	
17	Фракция стриплинг-секции К-3/3	т		283	378.4	379	95	1135.4	7.56
18	в т.ч. Фр. стрипл. К-3/3 на Л-24/6	т		283	378.4	379	95	1135.4	
19	в т.ч. Фр. стрипл. К-3/3 на ЛЧ-24/7	т		0	0	0	0	0	
20	в т.ч. Фр. стрипл. К-3/3 на ГОДТ	т		0	0	0	0	0	
21	Дизельное топливо в п.277	т							
22	Сумма ДТ	т		817.1	1088	1093	274.9	3273	21.79
23	Сумма светлых	т		1588.5	2113.9	2122.2	533	6357.6	42.33
24	Отбор светлых с АВТ-4	%		42.3	42.2	42.3	42.7		
25	Мазут в Т-22	т		1008	1343.9	1342.6	340.9	4035.4	26.87
26	Мазут в Т-27	т		1053	1406.7	1394.6	346.4	4200.7	27.97
27	Сумма мазутов	т		2061	2750.6	2737.2	687.3	8236.1	54.83
28	ВСГ	т		2.5	3.3	3.3	0.8	9.9	0.07
29	Газ из Е-3	т		0	0	0	0	0	
30	Итого продуктов	т		3713.6	4949.8	4946.6	1242.5	14852.5	
31	Отклонения	т		41.7	55.7	66.5	4.5	168.4	1.12
32	Отклонения	%		1.1	1.1	1.3	0.4		
Топливо									
1	Газ на КУ	т		14.21	18.22	18.38	4.96	55.77	
2	Бутан. фр. перед Е-1К	т		20.22	27	27.05	6.73	81	
3	Газ к печам из заводской линии	т		7.02	9.26	8.35	1.88	26.51	
4	Газообразное топливо	т		41.45	54.48	53.78	13.57	163.28	
8	Газообразное топливо	т.у.т.		65.28	85.82	84.63	21.33	257.06	
9	Жидкое топливо с установки	т		16.96	22.63	22.63	5.66	67.88	
10	Жидкое топливо к печам	т		36.32	49.05	49.52	12.34	147.23	
13	Жидкое топливо	т		19.36	26.42	26.89	6.68	79.35	
14	Жидкое топливо	т.у.т.		27.49	37.52	38.18	9.49	112.68	
Дополнительные данные									
1	Загрузка АВТ-4	т/ч		625.9	625.7	626.8	623.6		
2	Загрузка АВТ-4 втор.	т/ч		75.8	75.6	75.4	75.4		
3	Загрузка АВТ-4 с ЭЛОУ-АТ-4	т/ч		10.1	10.1	10.1	10.1		
4	Фр. 140-240°С (К-3/1)	т/ч		62.2	62.1	62.5	62.5		
5	Фр. 240-300°С (К-3/2)	т/ч		89	88.7	89.2	89.9		
6	Фр. 300-350°С (К-3/3)	т/ч		47.2	47.3	47.4	47.5		
7	Фр. 180-360°С (К-3/3) на деп.	т/ч		0	0	0	0		
8	Фр. 160-300°С (К-3/2) на деп.	т/ч		0	0	0	0		
9	Мазут на ЯЗТУ	т		0.1	0.1	0.1	0	0.3	
Хозрасчетные показатели									
1	Острый пар на установку	т		0	0	0	0	0	
2	Острый пар с установки	т		50.5	67.4	65.8	16.5	200.2	

Подп. и дата

Взам. инв. №

Инв. № дубл.

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

Отчет № IMPA02-P1601-1-TP1

Лист

10

Лист: 2

: С.А. Поседкин

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP1	Лист
						11

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

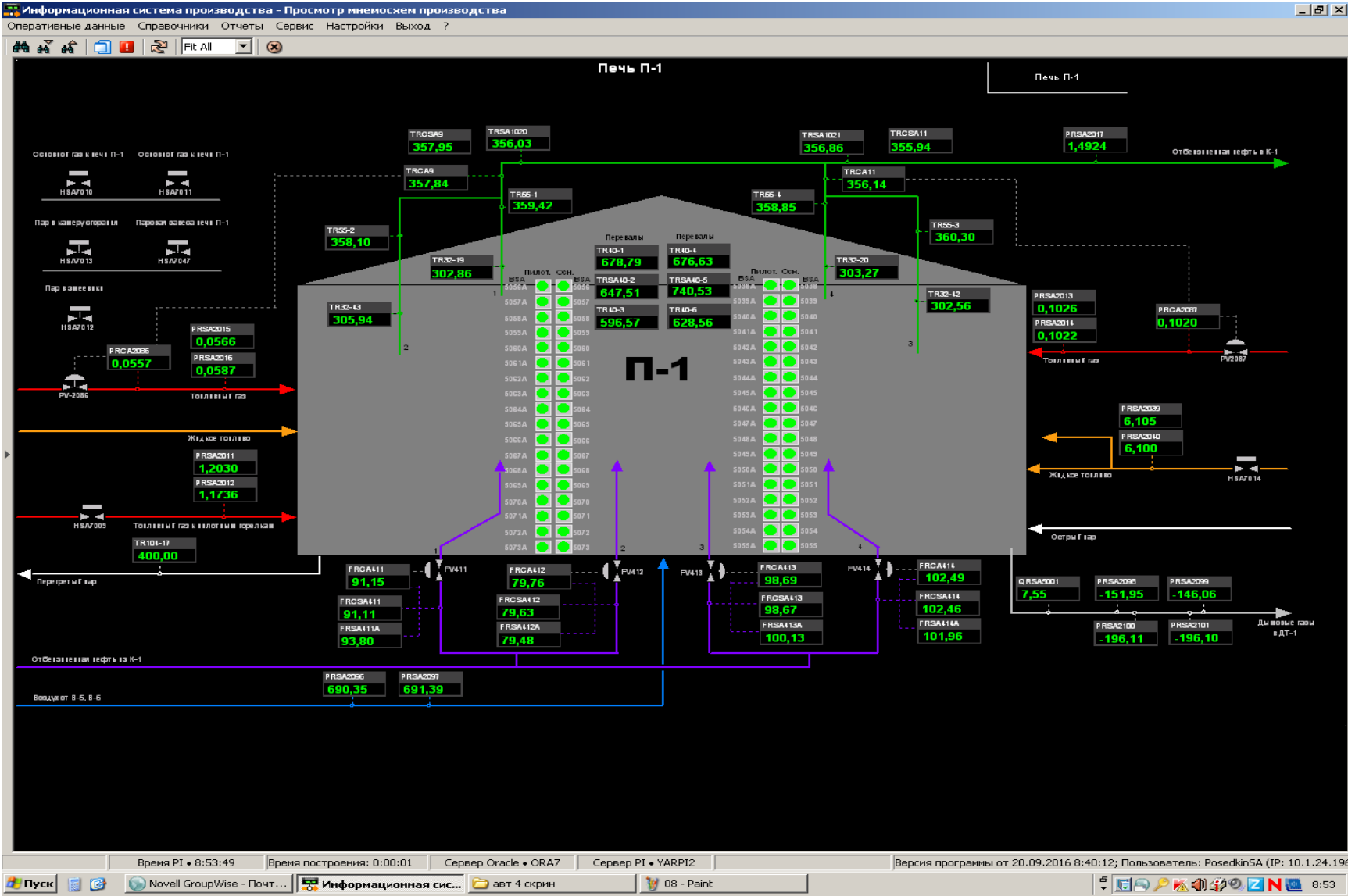
Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

Отчет № IMPA02-PI601-1-TP1
Лист
12

Приложение В

(обязательное)

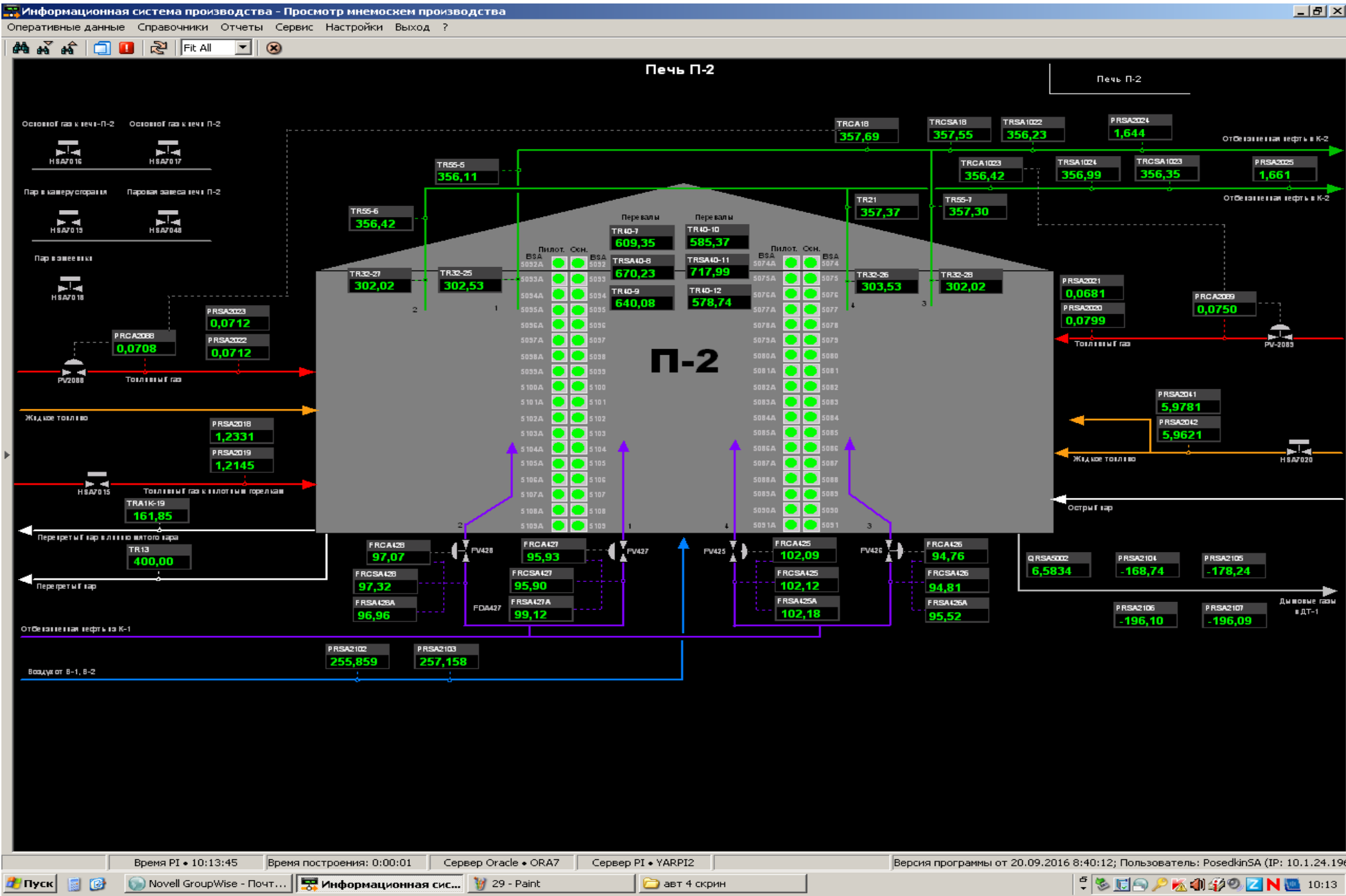
Мнемосхемы установки АВТ-4 за 21.09.2016 г.



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

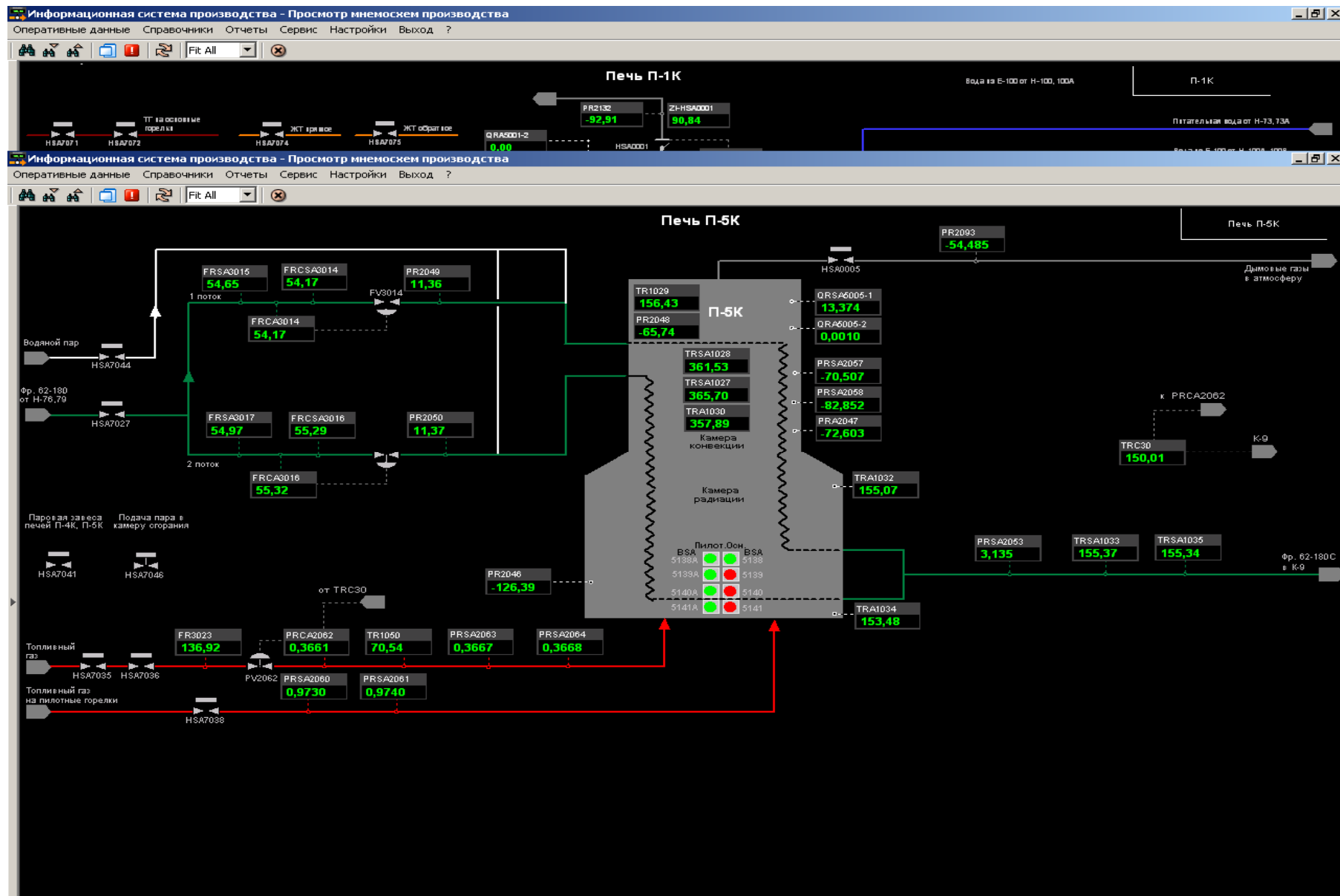
Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

Отчет № IMPA02-P1601-1-TP1	Лист
13	



					Отчет № IMPA02-P1601-1-TP1	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

					Отчет № IMPA02-P1601-1-TP1	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

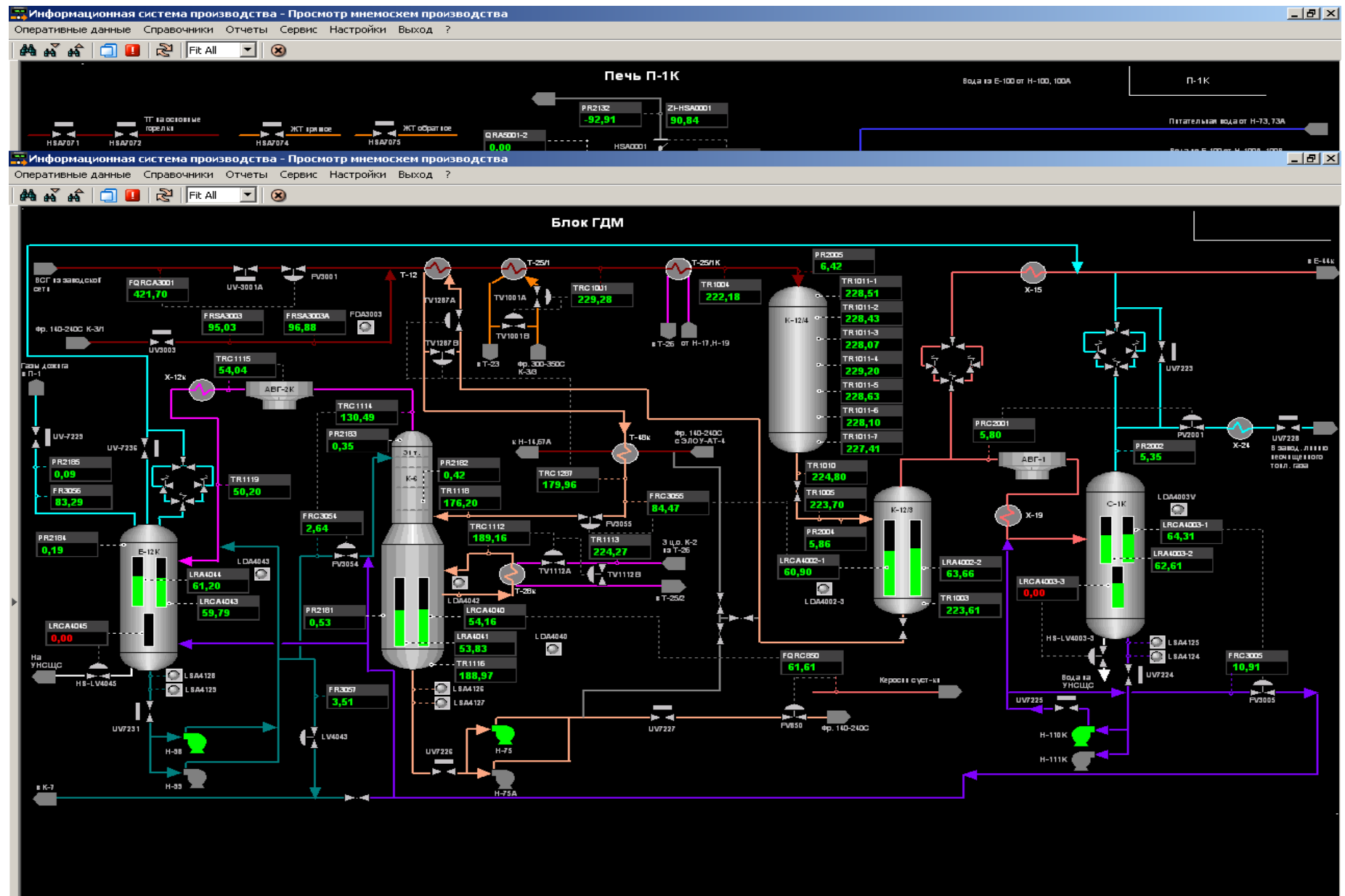
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Отчет № IMPA02-PI601-1-TP1	Лист
16	



Балансы АВТ-4 часть 2						Показания объемных счетчиков					
Сброс	Позиция	Наименование позиции	Ед. измерения	Счетчик	Ед. измерения	Сброс	Позиция	Наименование позиции	Ед. измерения	Счетчик	Ед. измерения
Сброс	FQR117-1 318,98	Сырая нефть на установку	т/ч	Счетчик 6 634 388	т	Сброс	FQR3010 0,02	Откачка ТКГ на ЯЗТУ	т/ч	Счетчик 290 173	т
Сброс	FQR117-2 306,90	Сырая нефть на установку	т/ч	Счетчик 6 459 744	т	Сброс	FQR3K-29 244,72	Расход воды пром. теплофиз. контура	т/ч	Счетчик 24 924	т
Сброс	FQYR117 628,60	Суммарный расход сырой нефти на установку	т/ч	Счетчик 3 094 102	т	Сброс	FQR3K-27 0,02	Расход раствора сл. щелоч на прием Н-20	м3/ч	Счетчик 10 240	м3
Сброс	FQYR117-3 722,35	Нефть на установку (сумма)	м3/ч	Счетчик 4 954 249	м3	Сброс	FQRC816 15989,5	Стабильный бензин из парков в К-9	кг/ч	Счетчик 8 492 766	кг
Сброс	FQR429 2147,25	Газ из К-7	т/ч	Счетчик 5 367 522	т	Сброс	FQR609A 21,94	Бензин из Е-2	м3/ч	Счетчик 393 683	м3
Сброс	FQR616A 8650,7	ПФБ из Е-3 с установки	кг/ч	Счетчик 5 055 176	кг	Сброс	FQR617A 25,70	Стабильный бензин из К-4 в X-7 с установки	м3/ч	Счетчик 720 128	м3
Сброс	FQR864 17627,3	Стабильный бензин из К-4 с установки	кг/ч	Счетчик 982 976	кг	Сброс	FQRC608A 95,36	Фр. 140-240C из К-3/1 с установки	м3/ч	Счетчик 2 437 112	м3
Сброс	FQRC442 59,75	Стабильный бензин из К-4 в К-9	т/ч	Счетчик 1 170 856	т	Сброс	FQR607A 135,79	Фр. 105-180C из К-3/2 с установки	м3/ч	Счетчик 2 485 478	м3
Сброс	FQRC850 61,62	Фр. 140-240C из К-3/1 с установки	т/ч	Счетчик 148 404	т	Сброс	FQR608A 64,50	Фр. 300-350C из К-3/3 с установки	м3/ч	Счетчик 1 778 635	м3
Сброс	FQR851 90,60	Фр. 240-300C из К-3/2 с установки	т/ч	Счетчик 706 543	т	Сброс	FQR822 38,78	Расход мазута в л. 277,277А	м3/ч	Счетчик 2 985 323	м3
Сброс	FQR852 47,24	Фр. 300-350C из К-3/3 с установки	т/ч	Счетчик 1 305 051	т	Сброс	FQR635A 47,10	Фр. 62-105C из верха К-10 с установки	м3/ч	Счетчик 935 126	м3
Сброс	FQRC520 168,56	Избыток мазута из К-2 с установки	т/ч	Счетчик 361 922	т	Сброс	FQR634A 54,41	Фр. 105-180C из К-10 с установки	м3/ч	Счетчик 1 197 329	м3
Сброс	FQR821 176,03	Расход 1 потока мазута после Т4/1	т/ч	Счетчик 4 013 350	т	Сброс	FQRC473 6892,65	Фр. НК-62 из К-9 с установки	кг/ч	Счетчик 1 289 327	кг
Сброс	FQR857 6955,75	Фр. 62-105C из К-10 с установки	кг/ч	Счетчик 9 635 154	кг	Сброс	FQR3029 3296,22	Топливный газ к основным горелкам П-1К	нм3/ч	Счетчик 8 809 677	нм3
Сброс	FQR856 33,50	Фр. 105-180C из К-10 с установки	т/ч	Счетчик 495 453	т	Сброс	FQR3024 0,00	Фр. 240-300C из К-3/2 с установки	кг/ч	Счетчик 72 405 952	кг
Сброс	FQR3052 10033,81	Керосин ЗЛОУ-АТ на АВТ-4	кг/ч	Счетчик 7 680 411	кг	Сброс	FQR3025 5,02	Фр. 300-350C из К-3/3 с установки	кг/ч	Счетчик 97 612 832	кг

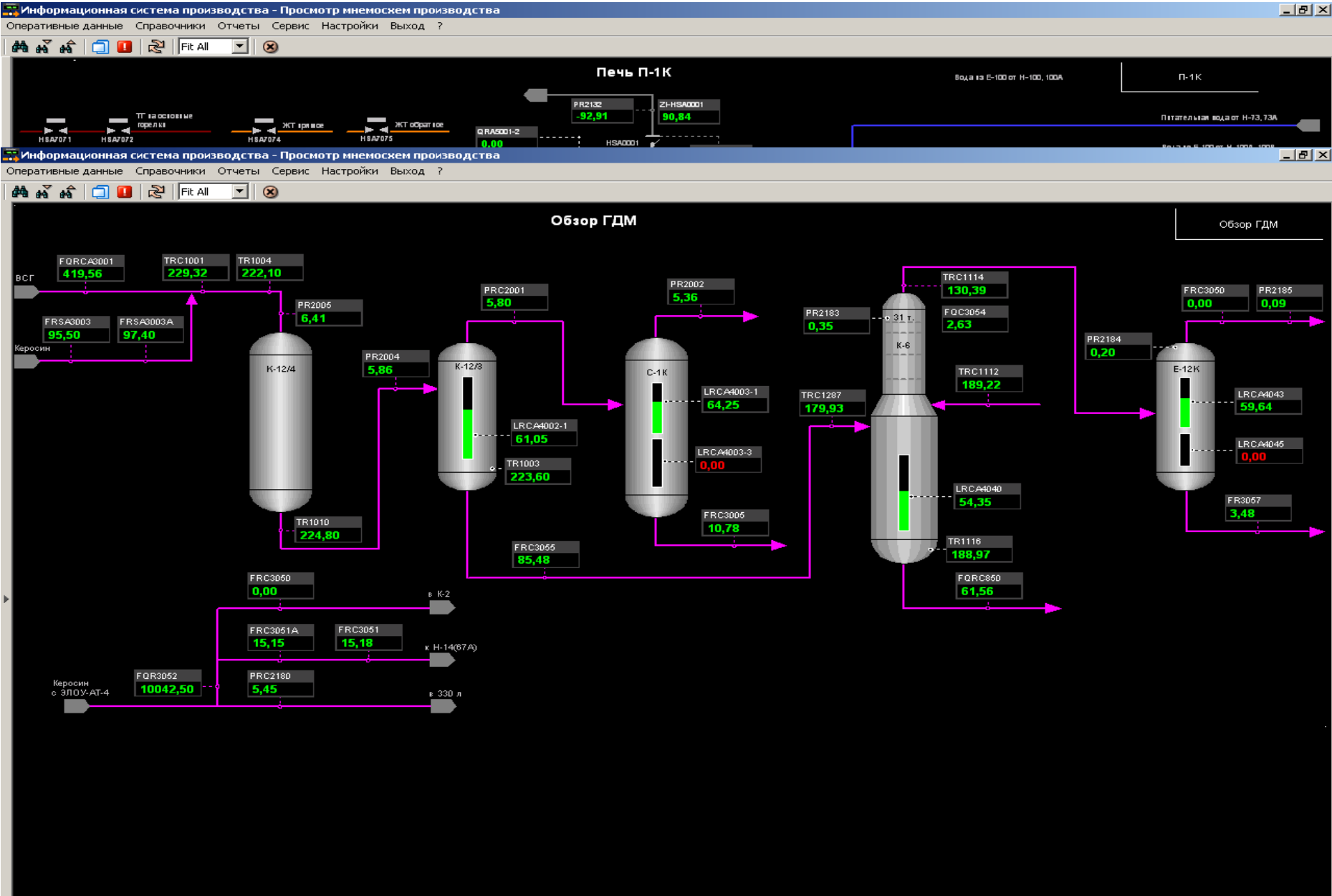
					Отчет № IMPA02-P1601-1-TP1	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

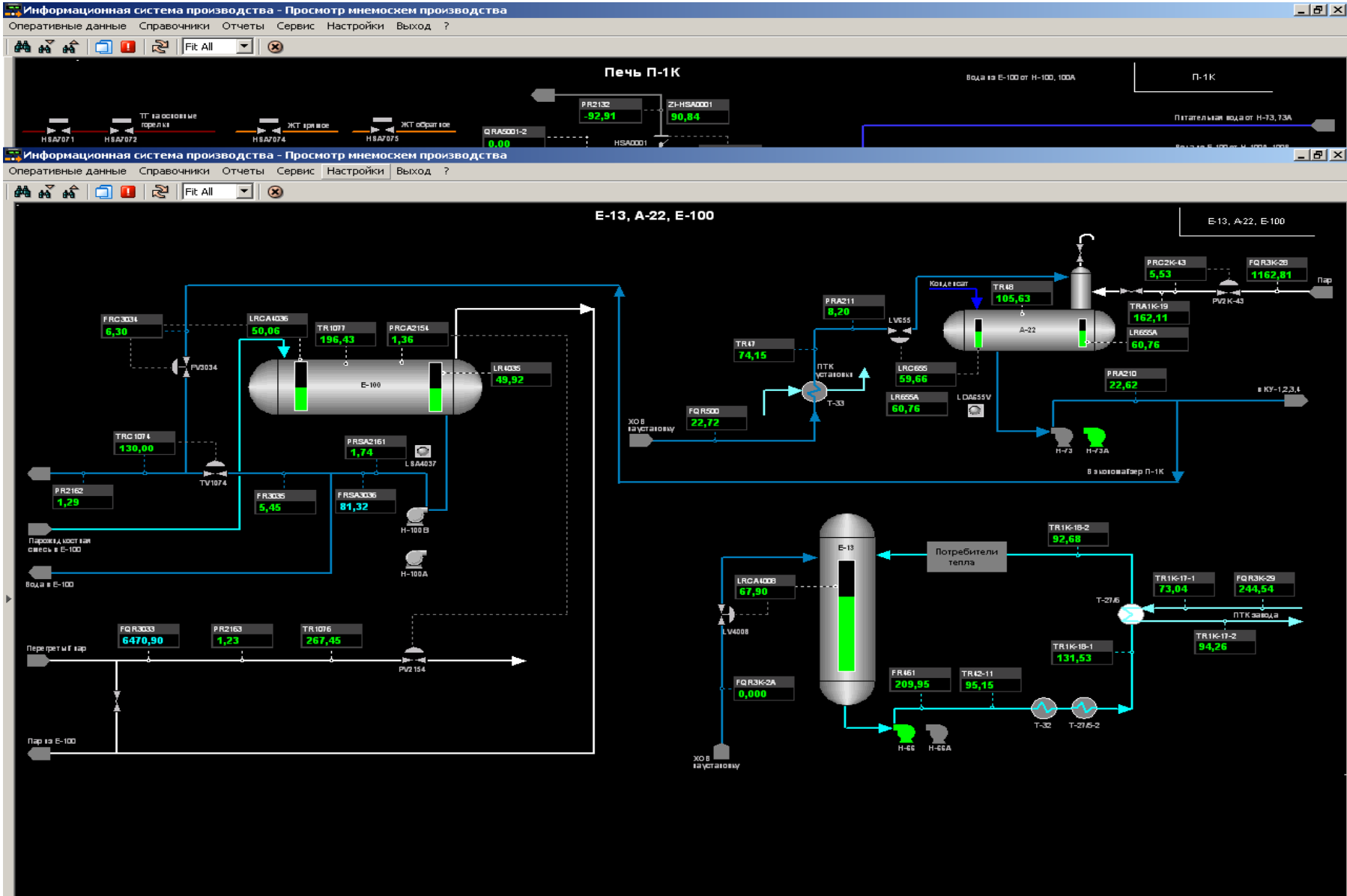
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP1



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

Отчет № IMPA02-P1601-1-TP1	Лист
19	



Колонна К-1



**ПРОВЕДЕНИЕ ПИНЧ-АНАЛИЗА
С ЦЕЛЮ УЛУЧШЕНИЯ ТЕПЛООБМЕНА
УСТАНОВКИ АВТ-4 ЦЕХА № 1**

Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2

по этапу №2 договора № 13Д00864/16 от 30.09.2016 г.

Редакция № 1 от 15 ноября 2016 г.

Ив. № подл.	Подп. и дата
Ив. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Ив. № дубл.
Взам. инв. №	Подп. и дата

Заказчик:	ОАО “Славнефть-ЯНОС”
Подрядчик:	ООО “ИМПА Инжиниринг”
Наименование работ по договору:	Проектно-изыскательские работы в соответствии с техническим заданием № 1-2968 на работы по проведению ПИНЧ-анализа с целью улучшения теплообмена установки АВТ-4 цеха № 1
Наименование работ по этапу № 2	Проведение ПИНЧ-анализа. Проведение энерготехнологического обследования блока подогрева нефти. Определение эффективности работы ректификационных колонн. Определение эффективности работы конденсационного оборудования колонн. Проведения анализа степени загрязненности поверхностей теплообмена.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

- | | |
|---|-----------------|
| 1. Заместитель технического директора, к.т.н. | М.Н. Миннуллин |
| 2. Ведущий инженер, к.т.н. | А.А.Осинцев |
| 3. Ведущий инженер-технолог, к.т.н. | И.Д. Нестеров |
| 4. Начальник технологического отдела, к.т.н. | Р.Г. Зиганшин |
| 5. Начальник конструкторского отдела | А.А. Рыцев |
| 6. Руководитель технологической группы | Н.В. Фаизова |
| 7. Инженер-конструктор | Е.В. Апсадыкова |

Подп. и дата		Взам. инв. №		Инв. № дубл.		Подп. и дата						
Инв. № подл.		Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчёт № IMPA02-P1601-1-TP2					
	Разраб.	Фаизова	<i>Фаиз</i>	15.11.16	Проведение ПИНЧ-анализа с целью улучшения теплообмена установки АВТ-4 цеха № 1. Этап №2		Лит	Лист	Листов			
	Пров.	Нестеров	<i>Нестер</i>	15.11.16				2	103			
	Пров.	Миннуллин	<i>Мин</i>	15.11.16		ООО «ИМПА Инжиниринг»						
	Н. контр.	Апсадыкова	<i>Апс</i>	15.11.16								
	Утв.	Зиганшин	<i>Зиг</i>	15.11.16								

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 5

Перечень принятых сокращений	6
1. Исходные данные	7
1.1 Краткое описание принципиальной технологической схемы установки АВТ-4.....	7
1.1.1 Подогрев сырой нефти перед блоком ЭЛОУ	7
1.1.2 Блок ЭЛОУ.....	8
1.1.3 Подогрев обессоленной нефти перед колонной К-1.....	8
1.1.4 Блок атмосферной перегонки обессоленной нефти.....	9
1.1.5 Блок стабилизации бензиновой фракции.....	13
1.1.6 Блок вторичной перегонки бензиновой фракции	14
1.1.7 Блок ГДМ	15
1.1.8 Подогрев теплофикационного контура (ПТК) установки.....	17
1.2 Материальный баланс установки АВТ-4	18
1.3 Фактический технологический режим работы установки АВТ-4.....	19
1.4 Качество нефти, перерабатываемой на установке АВТ-4.....	21
1.5 Качество продуктов, получаемых на установке АВТ-4	22
1.6 Выводы по главе 1	24
2.1 Определение эффективности работы ректификационных колонн	25
2.1.1 Эффективность работы ректификационной колонны К-1	25
2.1.2 Эффективность работы ректификационной колонны К-2	30
2.1.3 Эффективность работы ректификационной колонны К-4	37
2.1.4 Эффективность работы ректификационной колонны К-9	40
2.1.5 Эффективность работы ректификационной колонны К-10	44
2.1.6 Выводы.....	49
2.2 Энерготехнологическое обследование блока подогрева нефти установки АВТ-4 ..	51
3. Высокоуровневый анализ степени загрязненности поверхностей теплообмена	68
4 ПИНЧ-анализ фактической работы установки АВТ-4	72
5 Анализ эффективности работы конденсационного оборудования колонн	74
5.1 Анализ эффективности конденсационного оборудования колонны К-1.....	74

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	<div>Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2</div>					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						3

5.2	Анализ эффективности конденсационного оборудования колонны К-2.....	75
5.3	Анализ эффективности конденсационного оборудования колонны К-4.....	77
5.4	Анализ эффективности конденсационного оборудования колонн К-9	77
5.5	Анализ эффективности конденсационного оборудования колонн К-10	79
5.6	Анализ существующей схемы обвязки конденсаторов-холодильников паров ректификационных колонн К-9, К-10	80
5.7	Вывод.....	81
6	Оптимизация схемы теплообмена для технического перевооружения установки АВТ-4 82	
	Заключение	94
	Приложение А	95
	Приложение Б.....	103

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата						
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2					Лист
										4

Введение

Объектом исследования является существующая установка АВТ-4 цеха №1 ОАО «Славнефть-ЯНОС».

Наименование работы.

Проведение ПИНЧ-анализа с целью улучшения теплообмена установки АВТ-4 цеха № 1 ОАО «Славнефть-ЯНОС» с поставкой программного обеспечения и обучением персонала Заказчика.

Наименование работ по этапу №2:

- проведение ПИНЧ-анализа;
- проведение энерготехнологического обследования блока подогрева нефти;
- определение эффективности работы ректификационных колонн;
- определение эффективности работы конденсационного оборудования колонн;
- проведение высокоуровневого анализа степени загрязненности поверхностей теплообмена.

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата						
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2					Лист
										5

Перечень принятых сокращений

АВТ	—	атмосферно-вакуумная трубчатка
Блок ГДМ	—	блок гидродемеркаптанзации
ГФУ	—	газофракционирующая установка
ВСТ	—	водородсодержащий газ
ВЦО	—	верхнее циркуляционное орошение
КИП и А	—	контроль измерительные приборы и автоматизация
КПД	—	коэффициент полезного действия
НК	—	начало кипения
НПЗ	—	нефтеперерабатывающий завод
ПБФ	—	бутановая фракция
ПТК	—	промтеплофикационный контур
ЦО	—	циркуляционное орошение
ЭЛОУ	—	электрообессоливание нефти
F_s	—	фактор паровой нагрузки на сечение колонны, $\text{Па}^{0,5}$
L_v	—	жидкостная нагрузка на периметр слива, $\text{м}^3/(\text{м} \cdot \text{ч})$

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата						
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2					Лист
										6

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Для подготовки краткого описания принципиальной технологической схемы установки АВТ-4 использован технологический регламент установки АВТ-4.

Принципиальная технологическая схема установки АВТ-4, разбитая на отдельные блоки, фактическую работу которых необходимо подвергнуть расчетному анализу, заимствована из технологического регламента этой установки и приведена в Приложении А.

Сырьевыми насосами Н-1 (Н-1А, Н-1Б, Н-1В) сырая нефть тремя параллельными потоками подается в теплообменники Т-1 – Т-11.

1 поток сырой нефти проходит последовательно по трубному пространству теплообменников:

- Т-1/1, Т-1/2, Т-1/3, где нагревается за счет тепла потока фракции 140-240°C, откачиваемой или из стриппинга К-3/1 (при работе без блока гидродемеркаптанизации (ГДМ)), или с низа отпарной колонны К-6 (при работе с блоком ГДМ);
- Т-2, Т-3/1, Т-3/2, где нагревается за счет тепла потока 1 ЦО колонны К-2.

Затем из Т-3/2 нагретый поток нефти поступает в общий коллектор подачи сырой нефти в электродегидраторы 1 ступени Э-1, Э-3, Э-5.

2 поток сырой нефти проходит последовательно по трубному пространству теплообменников:

- Т-4/1, где нефть нагревается за счет тепла 1 потока мазута из Т-5;
- Т-4/2, где нефть нагревается за счет тепла потока 1 ЦО колонны К-2 из Т-2;
- Т-5, где нефть нагревается за счет тепла 1 потока мазута из Т-27/4;
- Т-6/1, Т-6/2 и Т-7/1, где нефть нагревается за счет тепла потока фракции 300-350 °С из Т-21;

Затем из Т-7/1 нагретый поток нефти поступает в общий коллектор подачи сырой нефти в электродегидраторы 1 ступени Э-1, Э-3, Э-5.

- Т-7/2, где нефть нагревается за счет тепла потока фракции 300-350 °С из Т-6/1;
- Т-8, где нефть нагревается за счет тепла 1 потока фракции 240-300 °С из Т-17;
- Т-9/1, Т-9/2, Т-10/1, Т-10/2, Т-11, где нефть нагревается за счет тепла 2 потока мазута из теплообменника Т-27/2.

В теплообменниках Т-1 ÷ Т-11 общий поток сырой нефти нагревается до температуры не выше 140 °С.

Нагретая в теплообменниках сырая нефть тремя потоками через смесители 1-ой ступени А-19/1,3,5 поступает, соответственно, в горизонтальные электродегидраторы 1 ступени Э-1, Э-3, Э-5. Затем тремя потоками нефть из электродегидраторов Э-1, Э-3, Э-5 смешивается с промывной водой и проходит электродегидраторы Э-2, Э-4, Э-6, расположенные на второй ступени обессоливания.

Из емкости Е-15 нефть забирается насосами Н-20 (Н-20А, Н-20Б), с выкида которых прокачивается через трубное пространство теплообменника Т-1/5, где нагревается за счет тепла потока ЦО колонны К-1 и далее делится на 4 потока. Три параллельных потока прокачиваются через теплообменники, предназначенные для нагрева обессоленной нефти, и затем подаются на тарелку №16 колонны К-1. Четвертый поток обессоленной нефти, не нагревается в теплообменниках и подается на тарелку №22 колонны К-1 в качестве нефтяного орошения.

Первый поток обессоленной нефти проходит последовательно теплообменники:

- трубное пространство Т-17, Т-18/1, Т-18/2, где нагревается за счет тепла 1 потока фракции 240-300°С, откачиваемой из стриппинга К-3/2;
- трубное пространство Т-22/4, межтрубное пространство Т-22/5, где нагревается за счет тепла 1 потока мазута, который поступает из теплообменника Т-22/6;
- межтрубное пространство Т-27/1, где нагревается за счет тепла 2 потока мазута, откачиваемого из колонны К-2.

[illegible]

- трубное пространство Т-19, где нагревается за счет тепла потока 2 ЦО, откачиваемого из колонны К-2;
- трубное пространство Т-20, где нагревается за счет тепла потока 3 ЦО колонны К-2;
- трубное пространство Т-21, Т-23, где нагревается за счет тепла потока фракции 100 °С из Т-25/1;
- межтрубное пространство Т-22/6, где нагревается за счет тепла 1 потока мазута, откачиваемого из колонны К-2.

- межтрубное пространство Т-22/1, Т-22/2, Т-22/3, где нагревается за счет тепла 1 потока мазута из Т-22/4;
- трубное пространство Т-24, Т-25/2, где нагревается за счет тепла потока 3 ЦО колонны К-2 из Т-28К;
- трубное пространство Т-26, где нагревается за счет тепла потока 3 ЦО колонны К-2 из Т-25/1К.

Нагретая в этих теплообменниках обессоленная нефть объединяется в один поток и поступает в колонну К-1 на тарелку №16.

С верха колонны К-1 отбираются пары бензиновой фракции и воды, которые последовательно проходят аппарат воздушного охлаждения АВЗ-3 и группу конденсаторов-холодильников Х-1/3, Х-1/4, Х-1/5 (включенных параллельно), после которых образовавшаяся газожидкостная смесь поступает в емкость Е-1. В трубопровод между АВЗ-3 и конденсаторами-холодильниками Х-1/3, Х-1/4, Х-1/5 от насоса Н-7, Н-7А подается бензиновая фракция из емкости Е-2.

Из емкости Е-1 нестабильная бензиновая фракция забирается насосами Н-6 (Н-6А) и подается на верхнюю тарелку колонны К-1 в качестве острого орошения, а балансовый избыток направляется на тарелки №15 и №23 колонны стабилизации бензина К-4.

С тарелки №26 колонны К-1, которая выполнена «глухой» по жидкости поток фракции 40-180°С забирается насосами Н-6К (Н-6К/1). С выкида насоса часть этого потока прокачивается через теплообменник Т-1/5 (межтрубное пространство), где охлаждается обессоленной нефтью от Н-20 (Н-20А, Н-20Б) и возвращается на тарелку №28 колонны К-1 в качестве циркуляционного орошения. Заданное количество фракции 40-180°С с выкида насоса Н-6К

Подп. и дата	<p>С верха колонны К-1 отбираются пары бензиновой фракции и воды, которые последовательно проходят аппарат воздушного охлаждения АВЗ-3 и группу конденсаторов-холодильников Х-1/3, Х-1/4, Х-1/5 (включенных параллельно), после которых образовавшаяся газожидкостная смесь поступает в емкость Е-1. В трубопровод между АВЗ-3 и конденсаторами-холодильниками Х-1/3, Х-1/4, Х-1/5 от насоса Н-7, Н-7А подается бензиновая фракция из емкости Е-2.</p> <p>Из емкости Е-1 поток газа поступают на тарелку №9 газосепаратора К-7.</p> <p>Из емкости Е-1 нестабильная бензиновая фракция забирается насосами Н-6 (Н-6А) и подается на верхнюю тарелку колонны К-1 в качестве острого орошения, а балансовый избыток направляется на тарелки №15 и №23 колонны стабилизации бензина К-4.</p> <p>С тарелки №26 колонны К-1, которая выполнена «глухой» по жидкости поток фракции 40-180°С забирается насосами Н-6К (Н-6К/1). С выкида насоса часть этого потока прокачивается через теплообменник Т-1/5 (межтрубное пространство), где охлаждается обессоленной нефтью от Н-20 (Н-20А, Н-20Б) и возвращается на тарелку №28 колонны К-1 в качестве циркуляционного орошения. Заданное количество фракции 40-180°С с выкида насоса Н-6К</p>				
Взам. инв. №					
Инв. № дубл.					
Подп. и дата					
Инв. № подл					

					Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		9

(Н-6К/1) подается на загрузку колонны К-4 вместе с потоком нестабильной бензиновой фракции, поступающей на тарелку №15 колонны К-4.

При работе колонны К-1 без циркуляционного орошения весь поток бензиновой фракции забирается из емкости Е-1 насосами Н-6 (Н-6А) и частично подается на орошение колонны К-1, а его избыток направляется в колонну стабилизации бензина К-4 на тарелки №15 и №23. В этом случае фракция 40-180 °С с тарелки №26 колонны К-1 не отбирается, а схема ее вывода отсекается задвижками.

Подвод дополнительного тепла в низ колонны К-1 осуществляется циркулирующим потоком частично отбензиненной нефти, который нагревается по следующей схеме:

Из печи П-1к частично отбензиненная нефть выводится четырьмя потоками, которые затем объединяется в два потока и через два штуцера поступают в низ колонны К-1.

В настоящее время работы колонны К-1 осуществляется без подачи водяного пара в нижнюю часть колонны К-1, который может использоваться для лучшей отпарки из нефти легкой бензиновой фракции. Перегрев водяного пара осуществляется в пароперегревателях печей П-1 и П-2

Балансовый избыток частично отбензиненной нефти с низа колонны К-1 поступает на прием насосов Н-2 (Н-2А, Н-2Б), Н-3 (Н-3А, Н-3Б), четырьмя потоками подается в печь П-1 и четырьмя потоками в печь П-2, где нагревается до температуры не более 365°С, и поступает в ректификационную колонну К-2 на тарелку №6.

Пары бензиновой фракции 85-180°С и водяные воды с верха колонны К-2 проходят параллельными потоками через секции аппаратов воздушного охлаждения АВЗ-4 и АВЗ-5, где частично конденсируются. Затем объединенный парожидкостной поток поступает в конденсаторы-холодильники Х-2/3, Х-2/4, Х-2/5, включенные параллельно, где происходит полная конденсация паров, и весь поток жидкости поступают в емкость Е-2.

Из емкости Е-2 фракция 85-180°С забирается насосами Н-7(Н-7А), и с выкида насоса часть потока подается на верхнюю тарелку колонны К-2 в качестве острого орошения. Балансовый избыток фракции 85-180°С откачивается с выкида насосов Н-7 (Н-7А) в трубопровод дистиллята колонны К-1 после АВЗ-3. Также предусмотрена подача фракции 85-180°С на прием насосов Н-6, Н-6А и далее общий поток бензиновой фракции направляется, как на загрузку стабилизационной колонны К-4, так и на орошение на верх колонны К-1.

Предусмотрена возможность сброса воды из емкости Е-2 в канализацию.

Конденсация паров по высоте колонны К-2 происходит за счет теплосъема тремя циркулирующими орошениями.

С тарелки №32 колонны К-2 поток 1 ЦО забирается насосами Н-12 (Н-12А) и после охлаждения в теплообменниках Т-3/2, Т-3/1, Т-2, Т-4/2 (межтрубное пространство), предназначен-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2					10	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

240-300°С используется для подвода тепла в испарителе Т-1К, для испарения жидкого бутана, используемого в качестве топлива.

Второй поток фракции 240-300°С прокачивается через межтрубное пространство теплообменника Т-27/7, где охлаждается жидким топливом, поступающим на форсунки печей установки и через трубное пространство теплообменника Т-30, где охлаждается топливным газом, также поступающим на форсунки печей установки.

Выходящие потоки фракции 240-300°С из Т-30 и Т-1К объединяются с потоком фракции 240-300°С, выходящим из Т-8. Объединенный поток фракции 240-300°С поступает в межтрубное пространство холодильника Х-18/3, где охлаждается речной водой – потоком промывной воды для блока ЭЛОУ, далее поступает в межтрубное пространство холодильников Х-8/1, Х-8/2, где охлаждаются оборотной водой 1 системы и откачиваются с установки. Имеется возможность подать в холодильник Х-18/3 в качестве хладагента оборотную воду 1 системы. Пары с верха стриппинга К-3/2 возвращаются под 26 тарелку К-2.

Фракция 300-350 °С забирается с низа стриппинга К-3/3 насосами Н-16 (Н-16А), прокачивается через трубное пространство теплообменника Т-25/1, где охлаждается смесью фракции 140-240 °С с ВСГ, межтрубное пространство теплообменников Т-23, Т-21, где охлаждается 2 потоком обессоленной нефти; межтрубное пространство Т-7/1, Т-6/2, Т-6/1, где охлаждается 2 потоком сырой нефти; межтрубное пространство Т-7/2, где охлаждается 3 потоком сырой нефти; межтрубное пространство холодильника Х-11, где охлаждается оборотной водой 1 системы, и откачивается с установки в парки установок: Л-24/6, ЛЧ-24/7, ГОДТ. Пары с верха стриппинга К-3/3 возвращаются в К-2 под 16 тарелку.

Имеется возможность совместного вывода фракции 240-300°С и фракции 300-350°С с установки в парки установок: Л-24/6, ЛЧ-24/7, гидроочистки дизельного топлива. Объединение фракции 240-300°С и фракции 300-350°С происходит либо на блоке холодильников после холодильников Х-8/2 и Х-11, либо на выходе с установки, на узле объемных счетчиков.

На установке имеется возможность получения дизельного топлива «З». В этом случае фракция 140-240°С на границе установки смешивается с частью фракции 240-300°С и откачивается с установки на установки гидроочистки или в цех № 13.

Для улучшения отпаривания легких фракций из мазута в нижнюю часть колонны К-2 подается перегретый пар из пароперегревателей печей П-1 и П-2.

Мазут с низа колонны К-2 откачивается насосами Н-4 (Н-4А) и Н-32 (Н-32А). На выкиде этих насосов мазут разделяется на 2 потока:

первый поток мазута последовательно проходит трубное пространство теплообменников Т-22/6,5, затем межтрубное пространство теплообменника Т-22/4, после этого проходит трубное пространство теплообменников Т-22/3,2,1. Во всех этих теплообменниках нагреваются потоки обессоленной нефти. Далее этот поток мазута проходит межтрубное пространство

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	мы, и откачивается с установки в парки установок: Л-24/6, ЛЧ-24/7, ГОДТ. Пары с верха стриппинга К-3/3 возвращаются в К-2 под 16 тарелку.
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Имеется возможность совместного вывода фракции 240-300°С и фракции 300-350°С с установки в парки установок: Л-24/6, ЛЧ-24/7, гидроочистки дизельного топлива. Объединение фракции 240-300°С и фракции 300-350°С происходит либо на блоке холодильников после холодильников Х-8/2 и Х-11, либо на выходе с установки, на узле объемных счетчиков.
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	На установке имеется возможность получения дизельного топлива «З». В этом случае фракция 140-240°С на границе установки смешивается с частью фракции 240-300°С и откачивается с установки на установки гидроочистки или в цех № 13.
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Для улучшения отпаривания легких фракций из мазута в нижнюю часть колонны К-2 подается перегретый пар из пароперегревателей печей П-1 и П-2.
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Мазут с низа колонны К-2 откачивается насосами Н-4 (Н-4А) и Н-32 (Н-32А). На выкиде этих насосов мазут разделяется на 2 потока:
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	первый поток мазута последовательно проходит трубное пространство теплообменников Т-22/6,5, затем межтрубное пространство теплообменника Т-22/4, после этого проходит трубное пространство теплообменников Т-22/3,2,1. Во всех этих теплообменниках нагреваются потоки обессоленной нефти. Далее этот поток мазута проходит межтрубное пространство

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2	Лист
						12

теплообменников Т-27/3, Т-27/4, которые используются для нагрева потока теплофикационной воды, циркулирующей на установке, затем межтрубное пространство теплообменников Т-5, Т-4/1, используемых для нагрева 2 потока сырой нефти, и направляется в качестве сырья на установки: ВТ-6, ВТ-3, КМ-2, или выводится в резервуары цеха № 13.

Второй поток мазута последовательно прокачивается через трубное пространство теплообменника Т-27/1, предназначенного для нагрева 1 потока обессоленной нефти, после него через трубное пространство теплообменника Т-27/2, предназначенного для нагрева потока теплофикационной воды, циркулирующей на установке, затем проходит межтрубное пространство теплообменников Т-11, Т-10/2, Т-10/1, Т-9/2, Т-9/1, где нагревается 3 поток сырой нефти, и поступает в качестве сырья на установки: КМ-2, ВТ-3, ВТ-6 или выводится в резервуары цеха № 13.

Имеется возможность объединить оба потока мазута перед выводом с установки.

1.1.5 Блок стабилизации бензиновой фракции

Из емкости Е-1 нестабильная бензиновая фракция НК-180°С забирается насосами Н-6 (Н-6А) и направляется в колонну стабилизации К-4. Для сокращения энергозатрат применяется двухуровневый ввод сырьевого потока в колонну К-4. Верхний поток нестабильной бензиновой фракции НК-180°С подается на тарелку №23 колонны К-4, а нижний поток последовательно нагревается в теплообменниках Т-14, Т-15/1, соответственно, потоками стабильного бензина с низа колонны К-4 и 2 ЦО колонны К-2 и подается на 15 тарелку колонны К-4. Предусмотрена возможность объединения этих двух потоков на входе в колонну К-4 и их совместной подачи на тарелки №15, №19 или №23 колонны К-4.

При работе колонны К-1 с циркуляционным орошением поток фракции 40-180°С с выкида насосов Н-6К (Н-6К/1) поступает в нижний поток бензиновой фракции НК-180°С (после теплообменника Т-15/1), и совместно с ним подается на 23 тарелку колонны К-4.

С верха колонны-стабилизатора К-4 выводятся пары пропан-бутановой фракции, которые поступают в межтрубное пространство конденсаторов-холодильников Х-4/1, Х-4/2, Х-4/3, где охлаждаются оборотной водой 1 системы. После конденсации и охлаждения пропан-бутановая фракция направляется в емкость Е-3. Из емкости Е-3 сжиженная пропан-бутановая фракция забирается насосами Н-10 (Н-10А), с выкида которых основной поток подается в качестве острого орошения на верхнюю тарелку колонны К-4, а балансовый избыток откачивается с установки АВТ-4 на установку ГФУ. Предусмотрен вывод потока газа с верха емкости Е-3 в линию неочищенного топливного газа

Температура низа колонны К-4 поддерживается циркуляцией потока стабильной бензиновой фракции низа колонны К-4 двумя потоками через змеевик печи П-3к по схеме:

низ К-4 → Н-78 (Н-78А) → печь П-3к → низ К-4

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № док.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	
Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата	

На выходе из змеевика печи П-3к эти потоки объединяются и одним потоком подаются под нижнюю тарелку колонны К-4.

С низа колонны К-4 стабильная бензиновая фракция НК-180°С выходит под собственным давлением и разделяется на два потока. Первый поток проходит по межтрубному пространству теплообменников Т-15/2а, Т-15/2, где нагревается за счет тепла потока 2 ЦО К-2, и подается на тарелку №11 колонны К-9. Второй поток стабильной бензиновой фракции проходит по трубному пространству теплообменника Т-14, где охлаждается потоком нестабильного бензина от насоса Н-6 (Н-6А), затем проходит межтрубное пространство параллельно включенных холодильников Х-5, Х-6 и межтрубное пространство холодильника Х-7, в которых охлаждается оборотной водой 1 системы, и поступает в резервуары парка тит. 55/5.

1.1.6 Блок вторичной перегонки бензиновой фракции

Для стабильной работы колонны К-9 и сокращения энергозатрат осуществляется двухуровневый ввод сырья – стабильной бензиновой фракции НК-180 °С. Верхний поток стабильной бензиновой фракции подается на тарелку №25 К-9. Этот поток забирается из резервуаров парка тит. 55/5 и поступает на прием насосов Н-57 (Н-57А), которые прокачивают его через межтрубное пространство теплообменника Т-16, где этот поток нагревается за счет тепла потока бензиновой фракции, отводимой с низа колонны К-10

Нижний поток стабильной бензиновой фракции подается на 11 тарелку К-9. Этот поток выводится с низа колонны К-4 под собственным давлением, проходит через межтрубное пространство теплообменников Т-15/2а, Т-15/2, где нагревается за счет тепла потока 2 ЦО колонны К-2. Существует возможность объединения этих двух потоков на входе в колонну К-9 и их совместной подачи на тарелки №11 или №25 колонны К-9.

С верха колонны К-9 выводятся пары фракции НК-62°С, которые параллельными потоками проходят межтрубное пространство конденсаторов-холодильников Х-20, Х-21/1 (либо Х-21/2), где охлаждаются оборотной водой 1 системы, и АВЗ-1 (3 секции), АВЗ-2 (2 секции). В этих аппаратах происходит полная конденсация паров, и поток жидкой фракции НК-62°С поступает в емкость Е-18.

Из емкости Е-18 фракция НК-62 °С забирается насосами Н-54 (Н-54А) с выкида которых часть потока подается в качестве острого орошения на верхнюю тарелку колонны К-9, а балансовый избыток фракции НК-62 °С проходит через межтрубное пространство холодильника Х-27, где охлаждается оборотной водой 1 системы, и направляется на установку изомеризации фракций C₅-C₆ «Изомалк 2».

Температура низа колонны К-9 поддерживается циркуляцией кубового продукта по схеме:

Инв. № подл.	Подп. и дата				Лист
	Взам. инв. №				
	Инв. № дубл.				
	Подп. и дата				
выводится с низа колонны К-4 под собственным давлением, проходит через межтрубное пространство теплообменников Т-15/2а, Т-15/2, где нагревается за счет тепла потока 2 ЦО колонны К-2. Существует возможность объединения этих двух потоков на входе в колонну К-9 и их совместной подачи на тарелки №11 или №25 колонны К-9.					
С верха колонны К-9 выводятся пары фракции НК-62°С, которые параллельными потоками проходят межтрубное пространство конденсаторов-холодильников Х-20, Х-21/1 (либо Х-21/2), где охлаждаются оборотной водой 1 системы, и АВЗ-1 (3 секции), АВЗ-2 (2 секции). В этих аппаратах происходит полная конденсация паров, и поток жидкой фракции НК-62°С поступает в емкость Е-18.					
Из емкости Е-18 фракция НК-62 °С забирается насосами Н-54 (Н-54А) с выкида которых часть потока подается в качестве острого орошения на верхнюю тарелку колонны К-9, а балансовый избыток фракции НК-62 °С проходит через межтрубное пространство холодильника Х-27, где охлаждается оборотной водой 1 системы, и направляется на установку изомеризации фракций С ₅ -С ₆ «Изомалк 2».					
Температура низа колонны К-9 поддерживается циркуляцией кубового продукта по схеме:					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2
					14

низ К-9 → Н-76 (Н-79) → печь П-5К (2 потока) → низ К-9

При пуске блока вторичной перегонки бензина и его выводе на режим существует возможность откачки фракции 62-180°C с низа колонны К-9 насосом Н-76 с установки, минуя колонну К-10, по схеме откачки фр.105-180°C от Н-58 (Н-58А).

С низа колонны К-9 выводится поток фракции 62-180°C, который по линии перетока поступает в колонну К-10 на тарелки №17, №25, №31, №37. Количество потока, подаваемого на тарелки №17, №25, №31, №37 колонны К-10 регулируется вручную задвижками, расположенными на линиях подачи сырья на соответствующие тарелки, в зависимости от режима работы колонны.

С верха колонны К-10 выводятся пары фракции 62-105°C, которые двумя параллельными потоками проходят по межтрубному пространству конденсаторов-холодильников Х-22, Х-21/2, где охлаждаются оборотной водой 1 системы, АВЗ-1 (3 секции) и АВЗ-2 (4 секции), где происходит полная конденсация паров, а поток образовавшейся жидкой фракции 62-105°C поступает в емкость Е-17.

Из емкости Е-17 поток фракции 62-105°C забирается насосами Н-55 (Н-56) или Н-59 и с выкида этих насосов часть потока подается в качестве острого орошения на верхнюю тарелку колонны К-10, а балансовый избыток фракции 62-105°C последовательно прокачивается через межтрубное пространство холодильников Х-25К, Х-23/1, Х-23/2, где охлаждается оборотной водой 1 системы, и выводится на установки каталитического риформинга Л-35/6 и КР-600.

Температура низа колонны К-10 поддерживается циркуляцией кубового продукта К-10 по схеме:

низ К-10 → Н-77 (Н-77А) → печь П-4К (2 потока) → низ К-10

С низа колонны К-10 поток фракции.105-180°C забирается насосами Н-58 (Н-58А), прокачивается через трубное пространство теплообменника Т-32, где охлаждается ПТК установки; трубное пространство теплообменника Т-16, где охлаждается бензином, поступающим из парка тит.55/5 на загрузку колонны К-9, межтрубное пространство последовательно включенных холодильников Х-26/2, Х-26/3, где охлаждается оборотной водой 1 системы, и поступает в парки установок каталитического риформинга Л-35/11, ЛГ-35/11, КР-600.

1.1.7 Блок ГДМ

Сырьем блока ГДМ является фракция 140-240 °С из отпарной колонны К-3/1 установки АВТ-4 и фракция 140-240 °С, которая поступает на установку АВТ-4 по линии 509к с ус-

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Л-35/6 и КР-600.	
					Температура низа колонны К-10 поддерживается циркуляцией кубового продукта К-10 по схеме:	
					низ К-10→ Н-77 (Н-77А)→ печь П-4К (2 потока)→ низ К-10	
					С низа колонны К-10 поток фракции.105-180°С забирается насосами Н-58 (Н-58А), прокачивается через трубное пространство теплообменника Т-32, где охлаждается ПТК установки; трубное пространство теплообменника Т-16, где охлаждается бензином, поступающим из парка тит.55/5 на загрузку колонны К-9, межтрубное пространство последовательно включенных холодильников Х-26/2, Х-26/3, где охлаждается оборотной водой 1 системы, и поступает в парки установок каталитического риформинга Л-35/11, ЛГ-35/11, КР-600.	
Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	1.1.7 Блок ГДМ	
					Сырьем блока ГДМ является фракция 140-240 °С из отпарной колонны К-3/1 установки АВТ-4 и фракция 140-240 °С, которая поступает на установку АВТ-4 по линии 509к с ус-	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2	Лист
						15

тановки ЭЛОУ-АТ-4. Эта фракция с установки ЭЛОУ-АТ-4 может подаваться как на орошение в колонну К-2, так и на прием сырьевых насосов Н-14, (Н-67А) блока ГДМ.

Процесс демеркаптанизации фракции 140-240 °С основан на селективной гидрогенизации меркаптанов, в результате которой они превращаются в газообразные углеводороды с выделением сероводорода.

Фракция 140-240 °С с ЭЛОУ-АТ-4, поступающая на прием насосов Н-14, (Н-67А), предварительно подогревается в трубном пространстве теплообменника Т-48к потоком фракции 140-240 °С из К-12/3. С выкида насосов Н-14, (Н-67А) фракция 140-240°С подается в Т-12. Водородсодержащий газ (ВСГ) поступает на установку АВТ-4 из заводского коллектора и направляется в Т-12.

Газосырьевая смесь – смесь фракции 140-240 °С и ВСГ проходит межтрубное пространство теплообменников Т-12 и Т-25/1, где нагревается фракцией 140-240 °С из К-12/3 и фракцией 300-350 °С из К-3/3, соответственно.

Из теплообменника Т-25/1 газосырьевая смесь направляется в теплообменник Т-25/1к, где подогревается потоком 3 ЦО колонны К-2 и поступает в реактор К-12/4, заполненный катализатором. В реакторе К-12/4 происходит процесс гидродемеркаптанизации фракции 140-240 °С с образованием сероводорода.

Гидроочищенная фракция 140-240 °С из К-12/3 под собственным давлением проходит трубное пространство Т-12, где отдает тепло газосырьевой смеси блока ГДМ и межтрубное пространство Т-48к, где нагревает керосин с установки ЭЛОУ- АТ-4 и поступает в колонну стабилизации К-6.

Смесь отгона фракции 140-240 °С и ВСГ с верха К-12/3 под собственным давлением проходит 3 секции воздушного холодильника АВГ-1, трубное пространство водяного холодильника Х-19 и поступает в сепаратор С-1к.

Сепаратор С-1к предназначен для разделения газовой и жидкой фаз. Для улавливания капель жидкости в верхней части сепаратора С-1к установлен каплеотбойник. Водородсодержащий газ и углеводороды с верха сепаратора С-1к пройдя, водяной холодильник Х-24 направляются либо в линию неочищенного топливного газа с установки, либо сбрасывается в емкость Е-44к, а затем на факел.

Жидкая углеводородная фаза из сепаратора С-1к откачивается насосами Н-110к, (Н-111к) на орошение в колонну К-6 или в сепаратор Е-12к (при нестабильном режиме и при проведении пусковых операций). Накапливающийся в сепараторе С-1к водяной конденсат выводится в сернисто-щелочную канализацию.

Стабилизационная колонна К-6, служит для удаления сероводорода и водяных паров. Тепло в куб колонны К-6 подводится при помощи теплообменника Т-28к термосифонного

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2					Лист
										16
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

типа. Продукт с поддона отбора жидкости тарелки №29 поступает в межтрубное пространство Т-28к, где нагревается потоком 3 ЦО колонны К-2 и возвращается в К-6 под 29 тарелку.

Стабильная гидроочищенная фракция 140-240 °С из куба колонны К-6 забирается насосами Н-75, (Н-75А) и направляется на блок теплообменников для охлаждения.

С верха колонны К-6 смесь углеводородных газов и паров, остатков сероводорода и воды последовательно проходят воздушный холодильник АВГ-2к, водяной холодильник Х-12к и поступают в сепаратор Е-12к. Сепаратор Е-12к предназначен для разделения газовой и жидкой фаз. В верхней части сепаратора Е-12к установлен каплеотбойник.

Жидкая углеводородная фаза с низа сепаратора Е-12к насосами Н-98 (Н-99) подается на орошение в колонну К-6, а избыток откачивается либо на смешение с нефтяным орошением колонны К-1, либо направляется в газосепаратор К-7 в качестве абсорбента. Накапливающийся в низу сепаратора Е-12к водяной конденсат выводится в сернисто-щелочную канализацию.

1.1.8 Подогрев теплофикационного контура (ПТК) установки

Для обогрева оборудования и трубопроводов на установке АВТ-4 используется ПТК. Подогрев циркулирующей в этом контуре промтеплофикационной воды осуществляется при рекуперации тепла отходящих потоков мазута.

Подогрев воды ПТК установки происходит по схеме:

вода из Е-13 → Н-66 (Н-66А) → Т-32 → Т-27/5 → Т-27/4 → Т-27/3 →
→ Т-27/2 → Т-27/6 → потребители тепла → Е-13

Теплофикационная вода насосами Н-66 (Н-66А) забирается из емкости Е-13, используемой в качестве буферной, и далее последовательно проходит теплообменники:

- межтрубное пространство теплообменника Т-32, где подогревается фр. 105-180 °С с низа колонны К-10;
- по байпасу теплообменника Т-27/5, где через трубный пучок проходит обратная вода 1-ой системы;
- трубное пространство теплообменников Т-27/4 и Т-27/3, где нагревается за счет тепла 1-го потока мазута
- трубное пространство теплообменника Т-27/2, где нагревается за счет тепла 2-го потока мазута;
- межтрубное пространство теплообменника Т-27/6, где охлаждается водой ПТК завода.

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	вода из Е-13 → Н-66 (Н-66А)→Т-32 →Т-27/5 →Т-27/4 →Т-27/3 →				
					→Т-27/2 →Т-27/6 →потребители тепла→ Е-13				
					Теплофикационная вода насосами Н-66 (Н-66А) забирается из емкости Е-13, используе-				
					мой в качестве буферной, и далее последовательно проходит теплообменники:				
					- межтрубное пространство теплообменника Т-32, где подогревается фр. 105-180 °С с ни-				
					за колонны К-10;				
					- по байпасу теплообменника Т-27/5, где через трубный пучок проходит обратная вода				
					1-ой системы;				
					- трубное пространство теплообменников Т-27/4 и Т-27/3, где нагревается за счет тепла				
					1-го потока мазута				
					-трубное пространство теплообменника Т-27/2, где нагревается за счет тепла 2-го потока				
					мазута;				
					- межтрубное пространство теплообменника Т-27/6, где охлаждается водой ПТК завода.				
</									

1.2 Материальный баланс установки АВТ-4

Сводный материальный баланс блоков атмосферной перегонки нефти и физической стабилизации бензиновой фракции установки АВТ-4 за 21.09.2016 года приведен в таблице 1. В таблице 2 приведен материальный баланс блока вторичной перегонки бензиновой фракции установки АВТ-4 за эти же сутки.

Таблица 1 – Сводный материальный баланс блоков атмосферной перегонки нефти и физической стабилизации бензиновой фракции установки АВТ-4

Наименование сырья, продуктов	Выход, % масс. на нефть	Расход, т/час	Количество, т/сутки
Взято:			
Сырая нефть	100,00	625,87	15020,9
Итого:	100,00	625,87	15020,9
Получено:			
Газ на топливо для печей установки	0,37	2,32	55,8
Сжиженный газ (ПБФ)	1,35	8,46	203,0
Стабильная бензиновая фракция	12,19	76,30	1831,1
Керосиновая фракция из К-3/1	8,35	52,23	1253,5
Суммарное дизельное топливо	21,79	136,37	3273,0
в том числе:			
из К-3/2	14,23	89,06	2137,6
из К-3/3	7,56	47,31	1135,4
Сумма светлых	42,33	264,9	6357,6
Мазут	54,83	343,17	8236,1
Потери	1,12	7,02	168,40
Итого:	100,00	625,87	15020,9

Таблица 2 – Материальный баланс блока вторичной перегонки бензиновой фракции установки АВТ-4

Наименование сырья, продуктов	Выход, % масс. на нефть	Расход, т/час	Количество, т/сутки
Взято:			
Стабильная бензиновая фракция	12,19	76,30	1831,1
Итого:	12,19	76,30	1831,1
Получено:			
Фракция нк-62 °С с верха колонны К-9	1,16	7,25	174,0
Фракция 62-105 °С с верха колонны К-10	5,01	31,33	752,0
Фракция 105-180 °С с верха колонны К-10	5,38	33,67	808,0
Потери	0,64	4,05	97,1
Итого:	12,19	76,30	1831,1

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

1.3 Фактический технологический режим работы установки АВТ-4

Для сбора исходной информации по установке АВТ-4 фактический технологический режим переработки нефти был зафиксирован в 9-00 21 сентября 2016 года путем копирования основных мнемосхем из системы АСУТП установки.

Значения основных параметров фактического технологического режима работы установки АВТ-4, полученные из этих мнемосхем, представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Фактический технологический режим работы колонн К-1, К-2, К-4, К-9 и К-10 установки АВТ-4 за 21 сентября 2016 г.

Аппарат	Наименование параметра режима и условий процесса, единицы измерения показателей и условий	Фактические значения параметра
Блок атмосферной перегонки нефти		
Колонна К-1	Расход общего потока нефти на установку, м ³ /ч	718,1
	Расход нефтяного орошения колонны К-1, м ³ /ч	16,11
	Расход нагретого потока обессоленной нефти, м ³ /ч	737,43
	Расход 1 потока нефти в теплообменники, м ³ /ч	265,42
	Расход 2 потока нефти в теплообменники, м ³ /ч	257,95
	Расход 3 потока нефти в теплообменники, м ³ /ч	214,06
	Температура нефти после теплообменников (1 поток), °С	236
	Температура нефти после теплообменников (2 поток), °С	203
	Температура нефти после теплообменников (3 поток), °С	208
	Давление на верху колонны К-1, МПа	0,26
	Давление в емкости орошения Е-1, МПа	0,17
	Температура верха колонны К-1, °С	147
	Температура в емкости орошения Е-1 °С	63
	Расход острого орошения в колонну К-1, м ³ /ч	20,07
	Расход ЦО в колонну К-1, м ³ /ч	119,7
	Температура вывода ЦО из колонны К-1, °С	157,9
	Температура ввода ЦО в колонну К-1, °С	123,9
	Расход потока горячей струи с низа К-1 в печь П-1К, м ³ /ч	640
	Температура вывода потока горячей струи из печи П-1К, °С	354
	Температура низа колонны К-1, °С	273,8
Колонна К-2	Расход общего потока отбензиненной нефти в К-2, м ³ /ч	761,94
	Расход поток отбензиненной нефти из К-1 в П-1, м ³ /ч	372,09
	Расход поток отбензиненной нефти из К-1 в П-2, м ³ /ч	389,55
	Расход водяного пара в низ колонны К-2, т/ч	4,09
	Давление на верху колонны К-2 верх, МПа	0,048
	Давление в емкости орошения Е-2, МПа	0,023
	Температура верха колонны К-2, °С	128
	Температура в емкости Е-2, °С	55
	Температура входа отбензиненной нефти в колонну К-2, °С	356
	Расход острого орошения в К-2, м ³ /ч	68,46
	Расход I ЦО в колону К-2, м ³ /ч	203,9
	Расход II ЦО в колону К-2, м ³ /ч	249,8
	Расход III ЦО в колону К-2, м ³ /ч	118,5

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Интв. № подл.	Подп. и дата	Интв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Подп. и дата
Инв. № дубл.			
Подп. и дата			
Инв. № подл.			

Аппарат	Наименование параметра режима и условий процесса, единицы измерения показателей и условий	Фактические значения параметра
	Температура вывода I ЦО из колонны К-2, °С	195,6
	Температура ввода I ЦО в колонну К-2, °С	89,9
	Температура ввода II ЦО в колонну К-2, °С	200
	Температура ввода III ЦО в колонну К-2, °С	169,8
	Температура вывода бокового погона в К-3/1, °С	172,2
	Температура вывода бокового погона в К-3/2, °С	246,7
	Температура вывода бокового погона в К-3/3, °С	299,2
	Температура низа колонны К-2, °С	349/341
Блок стабилизации бензиновой фракции		
Колонна К-4	Расход общего потока бензина в колонну К-4, м ³ /ч	112,04
	Расход холодного потока в К-4 (на 23-ю тарелку), м ³ /ч	26,10
	Расход горячего потока в К-4 (на 15-ю тарелку), м ³ /ч	85,94
	Расход бензина из линии ЦО К-1 в К-4, м ³ /ч	3,93
	Давление на верху колонны К-4, МПа	0,81
	Давление в емкости орошения Е-3, МПа	0,54
	Температура верха колонны К-4, °С	72
	Температура в емкости Е-3 °С	35,32
	Расход острого орошения в колонну К-4, м ³ /ч	19,50
	Расход горячей струи с низа К-4 в печь П-3К, м ³ /ч	140
	Температура низа колонны К-4, °С	180,54
	Температура горячей струи на выходе из печи П-3К, °С	200
Блок разделения стабильной бензиновой фракции		
Колонна К-9	Расход общего сырьевого потока в колонну К-9, т/ч	75,74
	в т.ч.: - из резервуаров на 25-ю тарелку (1 поток), т/ч	15,99
	- с низа колонны К-4 на 11-ю тарелку (2 поток), т/ч	59,75
	Температура на входе в колонну К-9 (1 поток сырья), °С	56,16
	Давление на верху колонны К-9, МПа	0,27
	Расход острого орошения на верхнюю тарелку К-9, м ³ /ч	75,13
	Температура верха К-9, °С	82,1
	Расход горячей струи с низа К-9 в печь П-5К, м ³ /ч	109,49
	Температура горячей струи из П-5К, °С	155,3
	Температура низа К-9, °С	150,15
Колонна К-10	Расход общего поток сырья с низа К-9 в К-10, м ³ /ч	112,73
	Температура сырья на входе в К-10, °С	147,7
	Давление на верху колонны К-10, МПа	0,062
	Температура верха К-10, °С	92,1
	Температура в емкости орошения Е-17 °С	48,4
	Расход острого орошения на верхнюю тарелку К-10, м ³ /ч	15,58
	Расход горячей струи из К-10 в печь П-4К, м ³ /ч	120,04
	Температура горячей струи на выходе из П-4К, °С	186,2
	Температура низа колонны К-10, °С	141,7

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2	Лист
						20

1.4 Качество нефти, перерабатываемой на установке АВТ-4

Основные физико-химические свойства сырой и обессоленной нефти, которая фактически перерабатывалась 21 сентября 2016 году на установке АВТ-4, приведены в таблицах 4 и 5.

Таблица 43 – Основные физико-химические свойства сырой нефти

Наименование показателя	Значение
Плотность при 20 °С, кг/м ³	870,6
Содержание общей серы, % масс.	1,41
Содержание хлористых солей, мг/л	16

Таблица 5 – Основные физико-химические свойства обессоленной нефти

Наименование показателя	Значение
Плотность при 20 °С, кг/м ³	871,7
Содержание хлористых солей, мг/л	3,3

Фракционный состав (ИТК) и плотности узких фракций сырой нефти, которая фактически перерабатывалась 21.09.2016 года на установке АВТ-4, представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчетный компонентно-фракционный состав (ИТК) сырья установки АВТ-4

Наименование углеводородов и пределы отбора фракций, °С	Выход, % масс.		Плотность при 20 °С, кг/м ³
	отдельных фракций	суммарный	
Метан	0,01	0,01	–
Этан	0,04	0,05	–
Пропан	0,29	0,34	506,7
Изобутан	0,20	0,54	562,0
Н-бутан	0,73	1,27	583,2
Изопентан	0,70	1,97	621,5
Н-пентан	1,02	2,99	625,8
2,2-диметилбутан	0,01	3,00	657,7
Циклопентан	0,09	3,09	755,0
2,3-диметилбутан	0,06	3,15	662,0
2-метилпентан	0,46	3,61	653,5
3-метилпентан	0,32	3,93	664,4
н-Гексан	0,85	4,78	661,7
Метилциклопентан	0,41	5,19	749,2
Бензол	0,09	5,28	877,5
Циклогексан	0,26	5,54	777,9
фр. 80-90 °С	0,32	5,86	704,4
фр. 90-100 °С	1,65	7,51	720,3
фр. 100-110 °С	1,02	8,53	735,2
фр. 110-120 °С	1,38	9,91	739,2
фр. 120-130 °С	1,39	11,30	746,1
фр. 130-140 °С	1,17	12,47	757,1
фр. 140-150 °С	1,35	13,82	762,0
фр. 150-160 °С	1,28	15,11	770,0

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------	------	------	----------	-------	------

Наименование углеводородов и пределы отбора фракций, °С	Выход, % масс.		Плотность при 20 °С, кг/м ³
	отдельных фракций	суммарный	
фр. 160-170 °С	1,40	16,51	779,9
фр. 170-180 °С	1,40	17,91	783,9
фр. 180-190 °С	1,50	19,41	797,9
фр. 190-200 °С	1,50	20,91	801,8
фр. 200-210 °С	1,50	22,41	808,8
фр. 210-220 °С	1,50	23,91	809,8
фр. 220-230 °С	1,50	25,41	817,8
фр. 230-240 °С	1,50	26,91	822,7
фр. 240-250 °С	1,65	28,56	832,7
фр. 250-260 °С	1,65	30,21	832,7
фр. 260-270 °С	1,70	31,91	845,6
фр. 270-280 °С	1,60	33,51	845,6
фр. 280-290 °С	1,75	35,26	851,6
фр. 290-300 °С	1,85	37,11	851,6
фр. 300-310 °С	2,00	39,11	866,5
фр. 310-320 °С	2,00	41,11	866,5
фр. 320-330 °С	1,70	42,81	876,5
фр. 330-340 °С	1,60	44,42	878,5
фр. 340-350 °С	1,60	46,02	885,5
фр. 350-360 °С	1,60	47,62	887,5
фр. 360-370 °С	1,70	49,32	889,5
фр. 370-380 °С	1,60	50,92	891,4
фр. 380-390 °С	1,77	52,69	896,4
фр. 390-400 °С	1,80	54,49	898,4
фр. 400-410 °С	1,52	56,00	903,4
фр. 410-420 °С	1,48	57,48	906,4
фр. 420-430 °С	1,57	59,05	910,4
фр. 430-440 °С	1,57	60,62	913,4
фр. 440-450 °С	1,56	62,18	917,3
фр. 450-460 °С	1,56	63,74	921,3
Остаток выше 460 °С	36,26	100,00	985,6

1.5 Качество продуктов, получаемых на установке АВТ-4

Основные физико-химические свойства сырья и продуктов, получаемых на установке АВТ-4, приведены в таблице 7. Качество всех вырабатываемых продуктов соответствует требованиям СТП.

Компонентный состав углеводородного газа из колонны К-7 установки АВТ-4 приведен в таблице 8. Содержание углеводородов C₅₊ в составе потока этого газа составляет 9,4 % масс.

Компонентный состав сжиженного углеводородного газа – пропан-бутановая фракция (ПБФ) из емкости Е-3 установки АВТ-4 приведен в таблице 9. В составе сжиженного газа содержится 36,18 % масс. углеводородов C₅₊, которые выделяются при переработке этого газа на установке ГФУ.

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2	Лист
						22

Изм.		Таблица 7 – Основные физико-химические свойства сырья и продуктов установки АВТ-4													
Лист		Показатель	Нефть сы- рая	Нефть обесолен- ная	Фракция НК – 62 °С из емкости Е-18	Фракция 62 – 105 °С из емкости Е-17	Фракция 105 – 180 °С	Бензин из емкости Е-2	Гидроочи- щенная керосино- вая фракция	Фракция из стрипинга К-3/2	Фракция из стрип- пинга К-3/3	Стабильный бензин	Суммарное ДТ	Мазут	
№ докум.		Плотность при 20 °С, кг/м³	871	872	631	702	748	738	786	831	857	716	839	950	
Подп.		Кинематическая вязкость, сСт:													
		- при 20 °С	22,07	-	-	-	-	-	1,389	3,777	10,37	0,641	5,136	-	
		- при 40 °С	9,98	-	-	-	-	-	1,054	2,472	5,60	0,532	3,182	-	
		- при 80 °С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67,98	
		- при 100 °С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31,96	
Дата		Вязкость условная при 80 °С, ВУ сек	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,25	
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2		Содержание общей серы, % масс.	1,41	-	-	-	-	-	-	0,66	1,07	0,03	0,77	2,19	
		Содержание меркаптановой серы, % масс.	-	-	-	-	-	-	0,0029	-	-	-	-	-	
		Содержание хлористых солей, мг/л	16,00	3,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Температура вспышки в закрытом тигле, °С							45	75	94	-	83	-	
		Температура вспышки в открытом тигле, °С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	198	
		Температура помутнения, °С	-	-	-	-	-	-	-	-21,1	6,5	-	-6	-	
		Предельная температура фильтруемости, °С	-	-	-	-	-	-	-	-22	8	-	-	-	
		Фракционный состав (разгонка по ГОСТ 2177-99):													
		Температура начала кипения, °С	47	46	29	58	108	85	149	182	201	49	191	276*	
		5% об. перегоняется при температуре, °С	94	92	32	58	114	97	159	211	251	65	214	345*	
		10% об. перегоняется при температуре, °С	123	126	32,5	70	116	99	162	226	271	70	229	367*	
		20% об. перегоняется при температуре, °С	184	186	33,5	73	119	103	167	240	290	79	245	399*	
		30% об. перегоняется при температуре, °С	244	243	34	76	122	107	171	248	304	87	255	439*	
		40% об. перегоняется при температуре, °С	295	293	35	79	126	110	176	255	314	96	266	475*	
		50% об. перегоняется при температуре, °С	-	-	36	82	130	112	181	263	322	104	277	510*	
		60% об. перегоняется при температуре, °С	-	-	38	86	135	116	187	269	331	112	288	-	
		70% об. перегоняется при температуре, °С	-	-	40	90	140	120	193	277	339	122	300	-	
		80% об. перегоняется при температуре, °С	-	-	42	96	148	126	200	287	348	133	316	-	
		90% об. перегоняется при температуре, °С	-	-	47	104	160	134	210	303	361	149	337	-	
		95% об. перегоняется при температуре, °С	-	-	55	112	170	141	217	314	370	163	353	-	
		Температура конца кипения, °С	-	-	59	119	185	149	225	323	376	175	363	-	
		Выход, %	-	-	97	98	98	98	98	98	98	98	98	98	-
		Остаток, %	-	-	0,25	0,50	-	-	-	-	-	-	-	1,6	-
		* – разгонка по ASTM D 1160													
23	Лист														

Таблица 8 – Компонентный состав углеводородного газа из колонны К-7 установки АВТ-4

Наименование компонента или фракции	Содержание, % масс.	
	отдельных фракций	суммарный
Метан	3,504	3,504
Этан	10,144	13,648
Этилен	0,267	13,915
Пропан	43,515	57,43
Пропилен	0,067	57,497
Изобутан	12,145	69,642
Н-бутан	20,902	90,544
Транс бутен-2	0,050	90,594
Изопентан	3,846	94,44
Н-Пентан	2,357	96,797
Изомеры C ₆	0,739	97,536
Н-Гексан	0,481	98,017
C ₇ ⁺	1,982	100,00

Таблица 9 – Компонентный состав сжиженного углеводородного газа (ПБФ) из емкости Е-3 установки АВТ-4

Наименование компонента или фракции	Содержание, % масс.	
	отдельных фракций	суммарный
Пропан	9,334	9,334
Изобутан	10,941	20,275
Н-бутан	43,545	63,820
Изопентан	18,317	82,137
Н-Пентан	16,858	98,995
Изомеры C ₆	1,005	100,00

1.6 Выводы по главе 1

Анализ данных по фактической работе установки АВТ-4 показывает, что установка работает на проектной производительности 625,87 т/ч. Режимные показатели соответствуют нормам, установленным в технологическом регламенте установки, качество всей вырабатываемой продукции соответствует требованиям, установленным в СТП.

В теплообменниках достигается подогрев потоков сырой нефти до требуемой температуры 121 °С, при которой обеспечивается эффективное протекание процесса обессоливания и обезвоживания сырой нефти при промывке водой на блоке ЭЛОУ. Содержание хлористых солей в обессоленной нефти составляет 3,3 мг/дм³.

При рекуперации тепла в теплообменниках только один – 1-ый поток обессоленной нефти нагревается до высокой температуры – 236 °С. Два остальных потока обессоленной нефти нагреваются до значительно более низкой температуры, что обуславливает необходимость подвода дополнительно количества тепла (за счет циркуляции потока горячей струи через печь П-1К) в низ ректификационной колонны К-1.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2	Лист 24
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2	Лист 24
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

2 Анализ фактической работы установки АВТ-4

Анализ фактической работы установки АВТ-4 выполнен с использованием базы данных, полученной в ходе обследования этой установки, проведенного в период 19-23 сентября 2016 года.

2.1 Определение эффективности работы ректификационных колонн

На установке АВТ-4 процессы массообмена осуществляются в следующих колоннах:

- первая ректификационная колонна К-1 для процесса частичного отбензинивания обессоленной нефти;
- вторая ректификационная колонна К-2 для фракционирования частично отбензиненной нефти;
- трехсекционная отпарная колонна К-3: для вывода фракции 140-240 °С (секция К-3/1), фракции 240-300 °С (секция К-3/2), фракции 300-350 °С (секция К-3/3);
- стабилизационная колонна К-4 для стабилизации нестабильного бензина;
- стабилизационная колонна К-6 служит для удаления сероводорода и водяных паров из гидроочищенной фракции 140-240 °С;
- газосепаратор К-7;
- ректификационная колонна вторичной перегонки К-9 для разделения бензиновой фракции НК-180 °С;
- ректификационная колонны вторичной перегонки К-10 для разделения фракции 62-180°С;
- сепаратор К-12/3 для фракционирования продуктов реактора К-12/4.

2.1.1 Эффективность работы ректификационной колонны К-1

Общая характеристика

Ректификационная колонна К-1 предназначена для четкого выделения нестабильной бензиновой фракции при ректификации в этой колонне потоков обессоленной нефти, нагретых в теплообменниках. Колонна К-1 оборудована двухсливными трапецевидно-клапанными тарелками (27 шт.) и тарелкой-аккумулятором (№ 26). Ввод основного потока сырья осуществляется на тарелку №16. На тарелку № 17 вводится поток с низа колонны К-7. Для повышения фракционирующей способности колонны К-1 осуществляется подача нефтяного орошения (потока обессоленной нефти с блока ЭЛОУ) на тарелку №22. В колонне К-1 кроме острого орошения (кратность острого орошения 0,2:1 кг/кг) на двух верхних тарелках (№27 и №28) осуществляется теплоотвод циркуляционным орошением. Все тепло этого циркуляци-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Подп. и дата		
Инв. № дубл.					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лист
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2					25

Эскиз колонны К-1 по предлагаемому варианту реконструкции представлен на рисунке 1. Техническая характеристика колонны К-1 представлена в таблице 10. Характеристика внутренних потоков колонны К-1 представлена в таблицах 11 и 12. Результаты расчета рабочих характеристик ректификационных тарелок колонны К-1 представлены в таблице 13.

Обозначение секции колонны и характеристика тарелок	Значение
Укрепляющая секция колонны	
Диаметр колонны, мм	4500
Количество тарелок, шт.	11+аккумулятор
Тип тарелок	трапецевидно-клапанные
Количество сливов	два
Расстояние между тарелками, мм	600
Отгонная секция колонны	
Диаметр колонны, мм	4500
Количество тарелок, шт.	16
Тип тарелок	трапецевидно-клапанные
Количество сливов	два
Расстояние между тарелками, мм	600

Номер тарелки	Массовый расход, кг/ч	Объемный расход, м ³ /ч	Молярная масса, г/моль	Температура, °С	Плотность, кг/м ³	F _s -фактор, Па ^{0,5}
28	92268,3	9419,6	90,0	157,1	9,80	0,52
27	94222,0	9511,9	92,5	165,1	9,91	0,52
26 аккумулятор	94222,0	9511,9	92,5	168,7	9,91	0,52
25	93281,2	9449,3	92,9	171,6	9,87	0,52
24	91931,6	9368,7	93,0	175,8	9,81	0,51
23	89319,8	9249,2	92,5	180,3	9,66	0,50
22	93283,5	9556,2	94,2	182,7	9,76	0,52
21	92955,2	9540,6	94,4	184,6	9,74	0,52
20	92199,3	9494,8	94,5	186,9	9,71	0,52
19	91056,6	9433,3	94,3	190,3	9,65	0,51
18	89165,0	9347,6	93,9	209,6	9,54	0,50
17	80814,1	9072,9	92,3	209,9	8,91	0,47
16	23962,3	2488,5	98,7	210,2	9,63	0,13
15	25385,3	2584,4	100,3	210,5	9,82	0,14
14	27144,1	2725,0	101,4	210,9	9,96	0,15
13	29088,4	2886,8	102,4	211,3	10,08	0,16

Таблица 13 – Результаты расчета рабочих характеристик ректификационных тарелок колонны К-1

Секция	Обозначение слива тарелки	Номера тарелок	Периметр слива, м	Жидкостная нагрузка, $\text{м}^3/(\text{м} \cdot \text{ч})$	Фактор паровой нагрузки, $\text{Па}^{0,5}$	Средний КПД, %
верхнего циркуляционного орошения (ВЦО)	центральный	28, 26 (Ак.)	8,0	20,2	0,52	65
	боковой	27	6,3	26,2	0,52	65
от вывода ВЦО до ввода холодного нефтяного орошения	центральный	24	8,0	4,2	0,51	50
	боковой	25,23	6,3	4,7-5,7	0,50; 0,52	50
от ввода холодного нефтяного орошения до ввода сырья	центральный	22,20,18	8,0	5,8 - 6,6	0,50 - 0,52	55
	боковой	21,19,17	6,3	6,2 - 8,3	0,47 - 0,52	55
отгонная	центральный	16,14,12,1 0,8,6,4,2	8,0	99,4-110,1	0,13-0,35	40
	боковой	15,13,11,9, 7,5,3,1	6,3	126,7-143	0,14-0,41	40

Резюме

В таблице 13 приведены обобщенные результаты выполненного расчета рабочих характеристик ректификационных тарелок колонны К-1. Наиболее высокую эффективность (КПД - 65%) имеют тарелки циркуляционного орошения, поскольку при сравнительно невысоком значении фактора паровой нагрузки ($F_s=0,52 \text{ Па}^{0,5}$) эти тарелки работают при умеренной жидкостной нагрузке $L_v=(20,2-26,2 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{ч}))$. Тарелки, расположенные ниже аккумулятора, с которого выводится поток ЦО, – до тарелки ввода обессоленной нефти (№16) работают с меньшими значениями эффективности массообмена (КПД 50-55 %), что обусловлено их низкой жидкостной нагрузкой ($L_v=4,2-8,3 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{ч})$).

В отгонной секции колонны К-1 ректификационные тарелки работают с очень высокой жидкостной нагрузкой ($L_v=99,8-143 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{ч})$), при низком значении фактора паровой нагрузки ($F_s=0,13-0,41 \text{ Па}^{0,5}$). При таком соотношении жидкостных и паровых нагрузок клапанные тарелки работают со значительным «провалом» жидкости через отверстия под клапаны, что снижает эффективность массообмена и обуславливает для этих тарелок весьма низкое усредненное значение КПД=40 %.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2	Лист 28
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

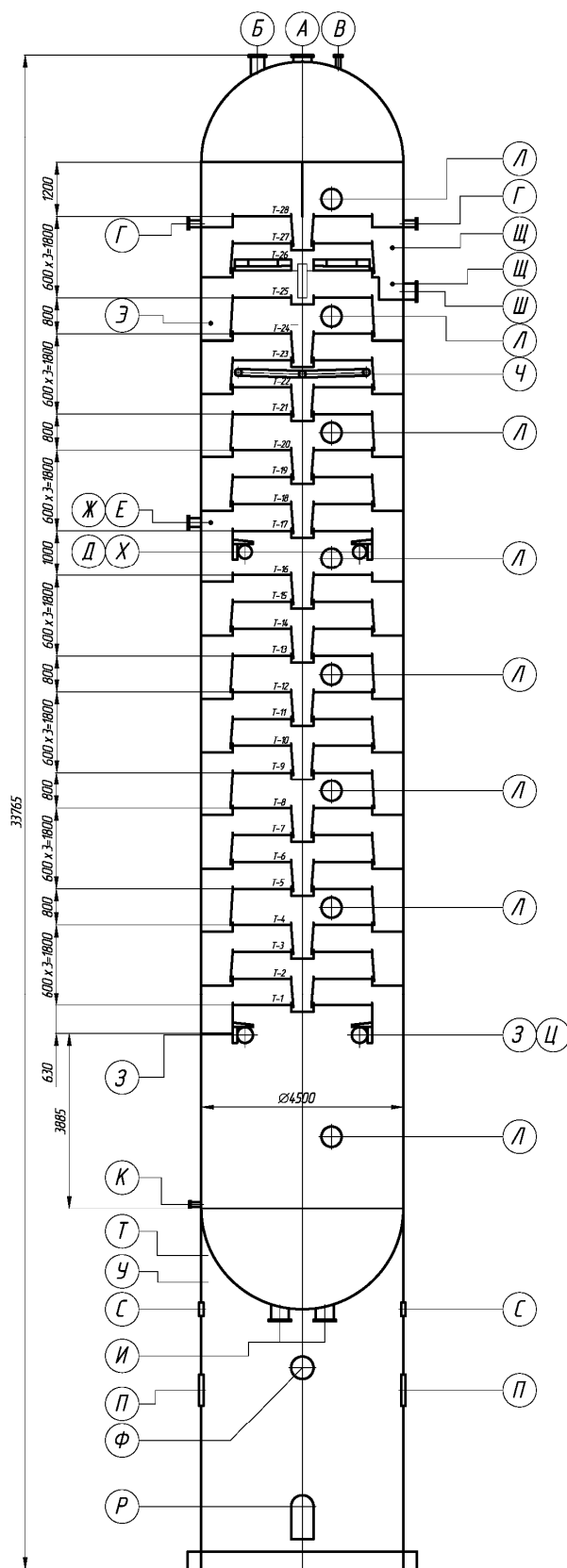


Таблица штуцеров и люков

Обозначение	Наименование	Кол-во	Ди
А	Вывод паров	1	400
Б	Для предохранительного клапана	1	300
В	Воздушник	1	100
Г	Вход орошения	2	150
Д	Вход нефти	2	300
Е	Вход насыщенного абсорбента	1	50
Ж	Вход паров из Е-15	1	200
З	Вход циркулирующей струи	2	350
И	Выход отбензиненной нефти	2	400
К	Паропроводка	1	100
Л	Люк	8	450
П	выводное отверстие	2	700
Р	Лаз	1	1000х500
С	Световое окно	3	300
Т	Вентиляционные патрубки	8	150
У	Отверстие для пожаротушения	1	100
Ф	Лаз	1	500
Х	Отверстие для вывода трубы	2	350
Ц	Отверстие для вывода трубы	1	400
Ч	Ввод нефтяного орошения	1	150
Ш	Выход верхнего ЦО	1	350
Щ	Для уробнемера	2	50
Э	Для термомпары	1	50

Рисунок 1 – Эскиз отбензинивающей колонны К-1

2.1.2 Эффективность работы ректификационной колонны К-2

Общая характеристика

Ректификационная колонна К-2 предназначена для разделения нестабильной бензиновой фракции, фракции 140-240 °С, фракций дизельного топлива 240-300 °С и 300-350 °С при ректификации потоков отбензиненной нефти, нагретой в змеевиках трубчатых печей П-1 и П-2. Колонна К-2 оборудована двухсливными трапецевидно-клапанными тарелками (39 шт.) и тарелками-аккумуляторами (5 шт.).

Теплосъем в колонне К-2 осуществляется следующим образом:

- острым орошением, которое подается на верхнюю тарелку колонны (кратность острого орошения 2,31:1 кг/кг);
- первым циркуляционным орошением, которое выводится с тарелки-аккумулятора №32 и возвращается на тарелку №34;
- вторым циркуляционным орошением, которое выводится с тарелки-аккумулятора №22 и возвращается на тарелку №24;
- третьим циркуляционным орошением, которое выводится с тарелки №13 и возвращается на тарелку №14.

Тепло циркуляционных орошений практически полностью рекуперируется и используется для нагрева потоков сырой нефти, обессоленной нефти и бензиновых фракций.

В качестве испаряющего агента в низ колонны К-2 подается перегретый водяной пар.

Эскиз колонны К-2 по предлагаемому варианту реконструкции представлен на рисунке 2. Техническая характеристика колонны К-2 представлена в таблице 14. Характеристика внутренних потоков по колонне К-2 представлена в таблицах 15 и 16. Результаты расчета рабочих характеристик ректификационных тарелок колонны К-2 представлены в таблице 17.

Таблица 14 – Техническая характеристика колонны К-2

Наименование	Значение
Секция укрепления бензина	
Диаметр колонны, мм	5000
Количество тарелок, шт.	8+аккумулятор
Количество сливов	два
Расстояние между тарелками, мм	600
Секция укрепления фракции 140-240 °С и зона I ЦО	
Диаметр, мм	5000
Количество тарелок, шт.	6 (на ректификацию) + 2 (для I ЦО) + 2 аккумулятора
Тип тарелок	трапецевидно-клапанные
Количество сливов	два
Расстояние между тарелками, мм	600
Секция укрепления фракции 240-300 °С и II ЦО	

Подп. и дата		Взам. инв. №		Инв. № дубл.		Подп. и дата		Инв. № подл.		Лист
										30
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2					

Наименование	Значение
Диаметр, мм	5000
Количество тарелок, шт.	6 (на ректификацию) + 2 (для II ЦО) + 2 аккумулятора
Тип тарелок	трапецевидно-клапанные
Количество сливов	два
Расстояние между тарелками, мм	600
Секция укрепления фракции 300-350 °С и III ЦО	
Диаметр, мм	5000
Количество тарелок, шт.	6+2 (для III ЦО)
Тип тарелок	трапецевидно-клапанные
Количество сливов	два
Расстояние между тарелками, мм	600
Отгонная секция колонны	
Диаметр, мм	5000
Количество тарелок, шт.	6
Тип тарелок	трапецевидно-клапанные
Количество сливов	два
Расстояние между тарелками, мм	600

Таблица 15 – Характеристика потока пара, поступающего на тарелку колонны К-2

Номер тарелки	Массовый расход, кг/ч	Объемный расход, м ³ /ч	Молярная масса, г/моль	Температура, °С	Плотность, кг/м ³	F _s -фактор, Па ^{0,5}
43	96204,4	22502,8	96,2	138	4,28	0,66
42	97872,9	22630,0	98,4	144	4,32	0,67
41	98351,7	22539,9	100,0	149	4,36	0,67
40	98366,1	22377,1	101,4	154	4,40	0,66
39	98051,3	22172,9	102,7	159	4,42	0,66
38	97180,5	21917,0	103,9	165	4,43	0,65
37	94526,1	21522,3	104,7	174	4,39	0,64
36	90670,0	20731,2	107,2	187	4,37	0,61
35 аккумулятор	90670,0	20731,2	107,2	187	4,37	0,61
34	183950,9	36161,6	127,6	205	5,09	1,15
33	211532,4	39214,7	136,6	214	5,39	1,29
32 аккумулятор	211532,4	39214,7	136,6	214	5,39	1,29
31	212391,4	39121,4	138,6	220	5,43	1,29
30	211219,1	38732,5	140,1	225	5,45	1,28
29	208794,6	38202,8	141,2	230	5,47	1,26
28	204760,8	37532,5	142,0	235	5,46	1,24
27	197468,2	36603,1	142,3	243	5,39	1,20
26	182572,9	34456,8	143,3	257	5,30	1,12
25 аккумулятор	182572,9	34456,8	143,3	257	5,30	1,12
24	254398,4	44386,6	157,6	271	5,73	1,50
23	272074,1	45969,5	164,4	280	5,92	1,58
22	272074,1	45969,5	164,4	280	5,92	1,58

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Номер тарелки	Массовый расход, кг/ч	Объемный расход, м³/ч	Молярная масса, г/моль	Температура, °С	Плотность, кг/м³	F _s -фактор, Па ^{0,5}
43	96204,4	22502,8	96,2	138	4,28	0,66
42	97872,9	22630,0	98,4	144	4,32	0,67
41	98351,7	22539,9	100,0	149	4,36	0,67
40	98366,1	22377,1	101,4	154	4,40	0,66
39	98051,3	22172,9	102,7	159	4,42	0,66
38	97180,5	21917,0	103,9	165	4,43	0,65
37	94526,1	21522,3	104,7	174	4,39	0,64
36	90670,0	20731,2	107,2	187	4,37	0,61
35						
аккумулятор	90670,0	20731,2	107,2	187	4,37	0,61
34	183950,9	36161,6	127,6	205	5,09	1,15
33	211532,4	39214,7	136,6	214	5,39	1,29
32						
аккумулятор	211532,4	39214,7	136,6	214	5,39	1,29
31	212391,4	39121,4	138,6	220	5,43	1,29
30	211219,1	38732,5	140,1	225	5,45	1,28
29	208794,6	38202,8	141,2	230	5,47	1,26
аккумулятор						
21	270296,0	45646,1	165,2	284	5,92	1,57
20	267226,2	45142,4	165,3	287	5,92	1,55
19	263828,0	44609,2	165,2	289	5,91	1,54
18	260085,7	44059,8	164,9	291	5,90	1,52
17	255602,8	43467,7	164,4	294	5,88	1,49
16	245967,6	42347,5	163,2	298	5,81	1,44
15						
аккумулятор	245967,6	42347,5	163,2	298	5,81	1,44
14	312646,3	50563,8	177,2	314	6,18	1,78
13	319200,3	50924,0	181,3	322	6,27	1,80
12	314707,9	50396,0	181,3	326	6,24	1,78
11	308592,7	49690,6	180,5	329	6,21	1,75
10	301078,2	48899,6	179,3	332	6,16	1,72
9	290965,2	47958,9	177,3	335	6,07	1,67
8	276051,8	46734,3	173,8	341	5,91	1,61
7	253238,1	45047,3	167,6	349	5,62	1,51
6	38487,5	11345,3	102,9	348	3,39	0,30
5	32763,5	10430,6	94,9	347	3,14	0,26
4	28874,8	9808,9	88,6	346	2,94	0,24
3	25878,1	9346,7	83,0	346	2,77	0,22
2	23337,4	8964,1	77,8	345	2,60	0,20
1	21055,7	8583,6	72,6	341	2,45	0,19

Таблица 16 – Характеристика потока жидкости, стекающей с тарелки колонны К-2

Номер тарелки	Массовый расход, кг/ч	Объемный расход, м ³ /ч	Молярная масса, г/моль	Температура, °С	Плотность, кг/м ³	Жидкостная нагрузка, м ³ /(м·ч)
43	70913,5	107,4	120,8	128	660,1	16,78
42	72582,0	110,4	124,7	138	657,2	12,27
41	73060,9	111,2	128,1	144	656,7	17,38
40	73075,3	111,2	131,2	149	657,1	12,36
39	72760,5	110,6	134,4	154	657,7	17,28
38	71889,6	109,2	137,7	159	658,5	12,13
37	69235,2	105,1	141,4	165	658,9	16,42
36	65378,3	98,4	151,0	174	664,3	10,93
35 аккумулятор	65378,3	98,4	151,0	174	664,3	–
34	240413,3	359,9	163,9	187	668,0	39,99
33	267994,8	406,6	170,3	205	659,1	63,53
32 аккумулятор	267994,8	406,6	170,3	205	659,1	–
31	132103,4	201,3	175,1	214	656,3	31,45
30	130931,1	199,8	179,3	220	655,5	22,20
29	128506,6	196,1	183,3	225	655,2	30,64
28	124472,9	190,0	187,4	230	655,1	21,11
27	117180,3	179,0	191,9	235	654,7	27,97
26	102284,9	154,6	205,9	243	661,5	17,18
25 аккумулятор	102284,9	154,6	205,9	243	661,5	–
24	251319,9	377,6	224,0	257	665,6	41,95
23	268995,5	408,1	231,3	271	659,2	63,76
22 аккумулятор	268995,5	408,1	231,3	271	659,2	–
21	100216,8	152,7	237,2	280	656,1	23,87
20	97147,0	148,2	241,4	284	655,7	16,46
19	93748,7	142,9	244,8	287	655,9	22,33
18	90006,4	137,1	247,9	289	656,3	15,24
17	85523,5	130,3	250,8	291	656,6	20,35
16	75888,4	115,1	258,5	294	659,5	12,79
15 аккумулятор	75888,4	115,1	258,5	294	659,5	–
14	174675,5	264,0	268,3	298	661,6	29,34
13	181229,5	276,8	280,0	314	654,8	43,25
12	96736,9	148,4	286,8	322	651,7	16,49
11	90621,7	139,2	292,1	326	651,0	21,75
10	83107,19	127,7	296,9	329	650,9	14,19
9	72994,18	112,2	301,6	332	650,8	17,53
8	58080,79	89,3	307,3	335	650,4	9,92
7	35267,17	54,2	316,0	341	650,3	8,47
6	380047,3	544,9	425,5	349	697,4	60,55
5	374323,3	533,5	433,1	348	701,6	83,37
4	370434,6	525,9	438,5	347	704,3	58,44
3	367437,9	520,2	442,3	346	706,3	81,28
2	364897,2	515,4	445,4	346	707,9	57,27
1	362615,5	511,1	448,1	345	709,5	79,86

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изм. № подл.	Подп. и дата	Изм. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Таблица 17 – Результаты расчета рабочих характеристик ректификационных тарелок колонны К-2

Секция	Обозначение слива тарелки	Номер тарелки	Периметр слива, м	Жидкостная нагрузка, $\text{м}^3/(\text{м}\cdot\text{ч})$	Фактор паровой нагрузки, $\text{Па}^{0,5}$	Средний КПД, %
укрепления бензина	центральный	42,40,38,36	9,6	10,3 - 11,5	0,61 - 0,67	50
	боковой	43,41,39,37,35 (Ак.)	6,4	16,4 - 17,4	0,64 - 0,66	50
первого циркуляционного орошения	центральный	34, 32 (Ак.)	9,6	37,5	1,15	45
	боковой	33	6,4	63,5	1,29	45
укрепления фракции 140-240 °С	центральный	30,28,26	9,6	16,1 – 20,8	1,12 - 1,28	45
	боковой	31,29,27,25 (Ак.)	6,4	28,0 - 31,4	1,20 - 1,29	45
второго циркуляционного орошения	центральный	24,22 (Ак.)	9,6	39,3	1,50	45
	боковой	23	6,4	63,8	1,58	45
укрепления фракции 240-300 °С	центральный	20,18,16	9,6	11,9 – 15,4	1,44 - 1,55	45
	боковой	21,19,17,15 (Ак.)	6,4	20,4 - 23,9	1,44 - 1,57	45
третьего циркуляционного орошения	центральный	14	9,6	27,5	1,78	45
	боковой	13	6,4	43,2	1,80	45
укрепления фракции 300-350 °С	центральный	11,9,7	6,4	8,5 - 21,7	1,51 - 1,75	45
	боковой	12,10,8	9,6	9,3 – 15,5	1,61 - 1,78	45
отгонная	центральный	6,4,2	9,6	53,7 – 56,8	0,2 - 0,3	30
	боковой	5,3,1	6,4	79,9 – 88,4	0,19 - 0,26	30

Резюме

В таблице 17 приведены результаты выполненного расчета рабочих характеристик ректификационных тарелок колонны К-2. Тарелки в секции укрепления бензина характеризуются наиболее высоким значением эффективности массообмена (КПД – 50%), так как при сравнительно невысокой паровой нагрузке ($F_s=0,61-0,67 \text{ Па}^{0,5}$) эти тарелки работают при умеренной жидкостной нагрузке ($L_v=10,3-17,4 \text{ м}^3/(\text{м}\cdot\text{ч})$). Ниже расположенные тарелки секции первого циркуляционного орошения работают при средних значениях паровой нагрузки ($F_s=1,15-1,29 \text{ Па}^{0,5}$) и с высокой жидкостной нагрузкой ($L_v=37,5-63,5 \text{ м}^3/(\text{м}\cdot\text{ч})$), что обуславливает их среднюю эффективность (КПД – 45%).

Тарелки в секции укрепления фракции 140-240 °С работают при средних значениях паровой нагрузки ($F_s=1,12-1,29 \text{ Па}^{0,5}$) и невысоких жидкостных нагрузках ($L_v=16,1-31,4 \text{ м}^3/(\text{м}\cdot\text{ч})$), что обуславливает их работу с КПД на уровне 45%.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2	Лист 34
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Расположенные ниже тарелки секции второго циркуляционного орошения работают при высоких значениях паровой нагрузки ($F_s=1,50-1,58 \text{ Па}^{0,5}$) и высокой жидкостной нагрузке ($L_v=39,3-63,8 \text{ м}^3/(\text{м}\cdot\text{ч})$), что обуславливает их КПД на уровне 45%.

Тарелки секции укрепления фракции 240-300 °С работают при высоком значении фактора паровой нагрузки ($F_s=1,44-1,57 \text{ Па}^{0,5}$) и невысокой жидкостной нагрузке ($L_v=11,9-23,9 \text{ м}^3/(\text{м}\cdot\text{ч})$), что обуславливает их КПД на уровне 45%.

Ниже расположенные тарелки секции третьего циркуляционного орошения работают с высоким значением фактора паровой нагрузки ($F_s=1,78-1,80 \text{ Па}^{0,5}$) при умеренных жидкостных нагрузках ($L_v=27,5-43,2 \text{ м}^3/(\text{м}\cdot\text{ч})$), что обуславливает их КПД на уровне 45%.

Тарелки секции укрепления фракции 300-350 °С работают с высокими значениями паровой нагрузки ($F_s=1,51-1,78 \text{ Па}^{0,5}$) при невысоких жидкостных нагрузках ($L_v=8,5-21,7 \text{ м}^3/(\text{м}\cdot\text{ч})$), что обуславливает их работу в КПД на уровне 45%.

Над зоной ввода сырья в колонну К-2 имеется место для размещения двух дополнительных тарелок, что позволит при их монтаже улучшить четкость ректификации в этой секции и увеличить выработку суммы светлых нефтепродуктов.

В отгонной секции колонны К-2 ректификационные тарелки работают с очень высокой жидкостной нагрузкой ($L_v=53,7-88,4 \text{ м}^3/(\text{м}\cdot\text{ч})$), при низкой паровой нагрузке ($F_s=0,19-0,30 \text{ Па}^{0,5}$). При таком соотношении жидкостных и паровых нагрузок клапанные тарелки работают со значительным «провалом» жидкости, через отверстия под клапаны, что снижает эффективность массообмена и обуславливает для этих тарелок весьма низкое усредненное значение КПД на уровне 30 %.

Для достижения высокой отпарки высококипящих фракций дизельного топлива из мазута целесообразно рассмотреть замену тарелок в отгонной секции на тарелки, которые обеспечат эффективную работу при таком соотношении паровых и жидкостных нагрузок. А за счет уменьшения межтарелчатого расстояния можно будет увеличить количество тарелок с шести до восьми штук.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2

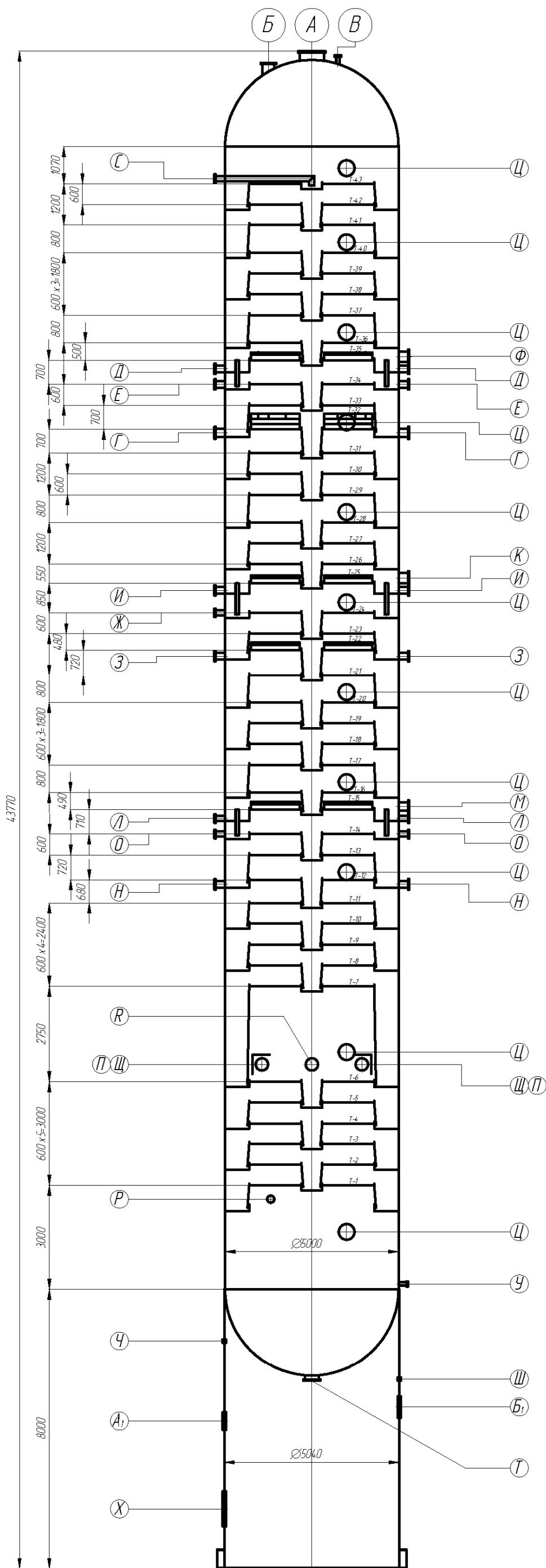


Таблица штуцеров и люков

Обозначение	Наименование	Кол-во	Dy
A	Вывод паров фракции 85-180 °C	1	700
Б	Для предохранительного клапана	1	350
В	Воздушник	1	100
Г	Вывод I циркуляционного орошения	2	250
Д	Вывод фракции 140-240 °C	2	200
Е	Ввод I циркуляционного орошения	2	200
Ж	Ввод II циркуляционного орошения	2	150
З	Вывод II циркуляционного орошения	2	200
И	Вывод фракции 240-300 °C	2	200
К	Ввод паров из отпарной колонны	1	300
Л	Вывод фракции 300-350 °C	2	150
М	Ввод паров из отпарной колонны	1	250
Н	Вывод III циркуляционного орошения	2	200
О	Ввод III циркуляционного орошения	2	150
П	Ввод сырья из печи	2	350
Р	Ввод технологического пара	1	200
С	Ввод острого орошения	1	150
Т	Вывод мазута	1	400
У	Паропродувка	1	100
Ф	Ввод паров из отпарной колонны	1	300
Х	Лаз	1	500x1000
Ц	Люк	11	450
Ч	Для вентиляции	12	100
Ш	Для паротушения	1	100
Щ	Для ввода трубы	1	400
А ₁	Лаз	1	500
Б ₁	Для вывода	1	600
Р	Ввод сырья из печи П-2	1	350

Рисунок 2 – Эскиз колонны К-2

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

2.1.3 Эффективность работы ректификационной колонны К-4

Общая характеристика

Ректификационная колонна К-4 предназначена для стабилизации бензиновой фракции, полученной из колонн К-1 и К-2. Колонна К-4 в верхней секции оборудована односливными трапецевидно-клапанными тарелками (10 шт.), а ниже расположены двухсливные трапецевидно-клапанные тарелки (24 шт.). В колонне К-4, применяется трехуровневый ввод сырья: холодный поток сырья подается на тарелку №24, а более нагретый поток сырья подается на тарелки №15 и №20 при счёте с низа колонны. Эскиз колонны К-4 не приводится, так как по этой колонне не планируются изменения во внутренней конструкции. Для отвода тепла на верхнюю тарелку колонны К-4 подается поток острого орошения (кратность острого орошения 1,27:1 кг/кг). Теплоподвод в низ колонны К-4 осуществляется с помощью «горячей струи», нагреваемой в печи П-3К.

Техническая характеристика колонны К-4 представлена в таблице 18. Характеристика внутренних потоков по колонне К-4 представлена в таблицах 19 и 20. Результаты расчета рабочих характеристик ректификационных тарелок колонны К-4 представлены в таблице 21.

Таблица 18– Техническая характеристика колонны К-4

Обозначение секции колонны и характеристика тарелок	Значение
Укрепляющая секция колонны выше тарелки ввода сырья №24	
Диаметр колонны, мм	2400
Количество тарелок, шт.	10
Тип тарелок	трапецевидно-клапанные
Количество сливов	один
Расстояние между тарелками, мм	500
Укрепляющая секция колонны выше тарелки ввода сырья №15 до тарелки ввода сырья № 24	
Диаметр колонны, мм	2400
Количество тарелок, шт.	9
Тип тарелок	трапецевидно-клапанные
Количество сливов	два
Расстояние между тарелками, мм	500
Отгонная секция колонны	
Диаметр колонны, мм	2400
Количество тарелок, шт.	15
Тип тарелок	трапецевидно-клапанные
Количество сливов	два
Расстояние между тарелками, мм	500

Подп. и дата	и характеристика тарелок				
	Укрепляющая секция колонны выше тарелки ввода сырья №24				
	Диаметр колонны, мм			2400	
	Количество тарелок, шт.			10	
	Тип тарелок			трапецевидно-клапанные	
	Количество сливов			один	
	Расстояние между тарелками, мм			500	
	Укрепляющая секция колонны выше тарелки ввода сырья №15 до тарелки ввода сырья № 24				
	Диаметр колонны, мм			2400	
	Количество тарелок, шт.			9	
	Тип тарелок			трапецевидно-клапанные	
	Количество сливов			два	
	Расстояние между тарелками, мм			500	
	Отгонная секция колонны				
	Диаметр колонны, мм			2400	
	Количество тарелок, шт.			15	
	Тип тарелок			трапецевидно-клапанные	
	Количество сливов			два	
	Расстояние между тарелками, мм			500	
	Взам. инв. №				
Инв. № дубл.					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					

					Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2	Лист
						37
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 19 – Характеристика потока пара, поступающего на тарелку колонны К-4

Номер тарелки	Массовый расход, кг/ч	Объемный расход, м ³ /ч	Молярная масса, г/моль	Температура, °С	Плотность, кг/м ³	F _s -фактор, Па ^{0,5}
34	23406,2	1060,0	60,5	85	22,08	0,31
33	23595,1	1065,6	61,4	89	22,14	0,31
32	23648,0	1065,4	62,0	92	22,20	0,31
31	23640,7	1063,0	62,5	94	22,24	0,31
30	23598,2	1059,6	63,0	96	22,27	0,31
29	23524,1	1055,4	63,4	98	22,29	0,31
28	23407,5	1050,3	63,8	101	22,29	0,30
27	23214,6	1044,2	64,2	104	22,23	0,30
26	22859,2	1036,2	64,6	108	22,06	0,30
25	22121,3	1024,8	65,1	115	21,59	0,29
24	30224,4	1355,7	67,1	118	22,29	0,39
23	30645,5	1367,8	67,7	120	22,40	0,40
22	30898,5	1376,7	68,3	123	22,44	0,40
21	30827,5	1382,4	68,8	128	22,30	0,40
20	30928,7	1367,8	69,7	129	22,61	0,40
19	31132,6	1371,0	70,2	130	22,71	0,40
18	31315,4	1373,7	70,7	132	22,80	0,40
17	31408,3	1376,1	71,4	136	22,82	0,40
16	31115,7	1378,8	72,2	143	22,57	0,40
15	32199,5	1373,2	74,3	144	23,45	0,41
14	33021,8	1392,2	75,0	145	23,72	0,42
13	33971,7	1419,7	75,6	146	23,93	0,43
12	34952,8	1449,5	76,2	147	24,11	0,44
11	35931,4	1479,2	76,7	148	24,29	0,45
10	36902,8	1508,1	77,3	149	24,47	0,46
9	37877,2	1536,2	77,9	150	24,66	0,47
8	38872,4	1563,8	78,5	151,0	24,86	0,48
7	39912,6	1591,2	78,5	151,1	24,86	0,49
6	39912,6	1591,2	78,5	151,2	24,86	0,49
5	39912,6	1591,2	78,5	151,2	24,86	0,49
4	39912,6	1591,2	78,5	151,3	24,86	0,49
3	39912,6	1591,2	78,5	151,4	24,86	0,49
2	39912,6	1591,2	78,5	151,5	24,86	0,49
1	39912,6	1591,2	78,5	152,0	24,86	0,49

Таблица 20 – Характеристика потока жидкости, стекающей с тарелок колонны К-4

Номер тарелки	Массовый расход, кг/ч	Объемный расход, м ³ /ч	Молярная масса, г/моль	Температура, °С	Плотность, кг/м ³	Жидкостная нагрузка, м ³ /(м·ч)
34	14339,4	27,3	63,3	78	525,6	17,1
33	14528,4	27,7	64,9	85	523,9	17,3
32	14581,2	27,8	66,0	89	524,0	17,4
31	14573,9	27,8	67,0	92	524,6	17,4
30	14531,5	27,6	67,8	94	525,6	17,3
29	14457,4	27,4	68,6	96	526,9	17,1
28	14340,7	27,1	69,4	98	528,5	17,0
27	14147,9	26,7	70,2	101	530,3	16,7

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Номер тарелки	Массовый расход, кг/ч	Объемный расход, м ³ /ч	Молярная масса, г/моль	Температура, °С	Плотность, кг/м ³	Жидкостная нагрузка, м ³ /(м·ч)
26	13792,5	25,9	71,3	104	532,3	16,2
25	13054,5	24,4	72,7	108	534,0	15,3
24	38322,7	68,3	80,6	115	561,4	20,1
23	38743,8	69,2	81,2	118	560,2	15,4
22	38996,7	69,7	81,8	120	559,3	20,5
21	38925,8	69,7	82,4	123	558,6	15,5
20	46286,7	82,2	84,8	128	563,0	24,2
19	46490,6	82,6	85,2	129	563,0	18,4
18	46673,4	82,9	85,7	130	563,1	24,4
17	46766,3	83,0	86,3	132	563,1	18,5
16	46473,7	82,6	87,2	136	562,7	24,3
15	112895,3	198,0	91,5	143	570,2	44,0
14	113717,6	199,7	91,7	144	569,4	58,7
13	114667,5	201,8	91,8	145	568,4	44,8
12	115648,6	203,9	91,9	146	567,2	60,0
11	116627,1	206,0	91,9	147	566,1	45,8
10	117598,6	208,1	92,0	148	565,0	61,2
9	118573,0	210,2	92,2	149	564,0	46,7
8	119568,2	212,3	92,3	150	563,1	62,5
7	120608,4	214,5	92,5	151,0	562,2	47,7
6	120608,4	214,5	92,5	151,1	562,2	63,1
5	120608,4	214,5	92,5	151,2	562,2	47,7
4	120608,4	214,5	92,5	151,2	562,2	63,1
3	120608,4	214,5	92,5	151,3	562,2	47,7
2	120608,4	214,5	92,5	151,4	562,2	63,1
1	120608,4	214,5	92,5	151,5	562,2	47,7

Таблица 21 – Результаты расчета рабочих характеристик ректификационных тарелок колонны К-4

Секция	Обозначение слива тарелки	Номер тарелки	Периметр слива, м	Жидкостная нагрузка, м ³ /(м·ч)	Фактор паровой нагрузки, Па ^{0,5}	Средний КПД, %
укрепляющая, выше ввода на тарелку № 24	боковой	25-60	1,6	15,3 – 17,1	0,29 - 0,31	40
укрепляющая, от выше тарелки №15 до тарелки №24	боковой	24,22,20, 18,16	3,4	20,1 - 24,3	0,39 - 0,40	40
	центральный	23,21,19,17	4,5	15,4 - 18,5	0,40	40
отгонная	боковой	14,12,10,8, 6,4,2	3,4	58,7 - 63,1	0,42 - 0,49	40
	центральный	15,13,11,9,7, 5,3,1	4,5	44,0 - 47,7	0,44 - 0,49	40

Резюме

В укрепляющей секции колонны К-4 (от верха до ввода сырья на тарелку №24) работа односливных тарелок характеризуется низкими значениями как паровых ($F_s=0,29-0,31 \text{ Па}^{0,5}$), так и жидкостных нагрузок ($L_v=15,3 - 17,1 \text{ м}^3/(\text{м}\cdot\text{ч})$), что обуславливает работу тарелок в данной секции с невысокой эффективностью (КПД составляет 40%).

В секции, расположенной между вводами сырья на тарелку №15 и на тарелку №24 колонны К-4, работа тарелок с КПД-40% обусловлено их работой с низкими паровыми ($F_s=0,39 - 0,40 \text{ Па}^{0,5}$) и жидкостными нагрузками ($L_v=15,4-24,3 \text{ м}^3/(\text{м}\cdot\text{ч})$).

Тарелки в отгонной секции колонны К-4 работают с умеренными значениями фактора паровой нагрузки ($F_s=0,42-0,49 \text{ Па}^{0,5}$) при очень высокой жидкостной нагрузке ($L_v=44,0 - 63,1 \text{ м}^3/(\text{м}\cdot\text{ч})$), что обуславливает их работу в КПД на уровне 40%.

2.1.4 Эффективность работы ректификационной колонны К-9

Общая характеристика

Ректификационная колонна К-9 предназначена для разделения стабильного бензина с куба колонны К-4 на фракции НК-62 °С и 62-180 °С. Колонна К-9 оборудована односливными клапанными тарелками (60 шт.). В колонне К-9, применяется двухуровневый ввод сырья: холодный поток сырья подается на тарелку №24, а более нагретый поток сырья подается на тарелку №11 при счёте с низа колонны. Эскиз колонны К-9 не приводится, так как по этой колонне не планируются изменения во внутренней конструкции. Для отвода тепла на верхнюю тарелку колонны К-9 подается поток острого орошения (кратность острого орошения 2,93:1 кг/кг). Теплоподвод в низ колонны К-9 осуществляется с помощью «горячей струи», нагреваемой в печи П-5К.

Техническая характеристика колонны К-9 представлена в таблице 22. Характеристика внутренних потоков по колонне К-9 представлена в таблицах 23 и 24. Результаты расчета рабочих характеристик ректификационных тарелок колонны К-9 представлены в таблице 25.

Таблица 22 – Техническая характеристика колонны К-9

Обозначение секции колонны и характеристика тарелок		Значение
Укрепляющая секция колонны выше ввода сырья на тарелку № 24		
Диаметр колонны, мм		3000
Количество тарелок, шт.		36
Тип тарелок		клапанные
Количество сливов		один
Расстояние между тарелками, мм		500
Укрепляющая секция колонны выше ввода на тарелку №11 до ввода на тарелку № 24		
Диаметр колонны, мм		3000

Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Инв. № подл.						Лист
					Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2					40
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

Обозначение секции колонны и характеристика тарелок	Значение
Количество тарелок, шт.	13
Тип тарелок	клапанные
Количество сливов	один
Расстояние между тарелками, мм	500
Отгонная секция колонны	
Диаметр колонны, мм	3000
Количество тарелок, шт.	11
Тип тарелок	клапанные
Количество сливов	один
Расстояние между тарелками, мм	500

Таблица 23 – Характеристика потока пара, поступающего на тарелку колонны К-9

Номер тарелки	Массовый расход, кг/ч	Объемный расход, м ³ /ч	Молярная масса, г/моль	Температура, °С	Плотность, кг/м ³	F _s -фактор, Па ^{0,5}
60	39358,7	3887,2	73,3	81	10,13	0,49
59	39479,1	3883,7	73,9	83	10,17	0,49
58	39546,5	3874,6	74,4	84	10,21	0,49
57	39603,4	3863,8	74,9	86	10,25	0,49
56	39663,8	3852,7	75,5	87	10,29	0,49
55	39731,9	3842,1	76,0	89	10,34	0,49
54	39807,8	3832,2	76,5	90	10,39	0,49
53	39888,7	3823,3	77,0	92	10,43	0,49
52	39971,2	3815,3	77,5	93	10,48	0,49
51	40051,3	3808,1	77,9	94	10,52	0,49
50	40125,6	3801,7	78,3	95	10,55	0,49
49	40191,7	3795,8	78,6	96	10,59	0,49
48	40248,1	3790,2	78,8	96	10,62	0,49
47	40294,1	3784,9	79,1	97	10,65	0,49
46	40329,8	3779,7	79,2	98	10,67	0,49
45	40355,8	3774,6	79,4	98	10,69	0,49
44	40372,9	3769,5	79,5	99	10,71	0,49
43	40382,1	3764,3	79,6	99	10,73	0,48
42	40384,4	3759,2	79,7	99	10,74	0,48
41	40380,7	3753,9	79,8	100	10,76	0,48
40	40371,8	3748,6	79,8	100	10,77	0,48
39	40358,3	3743,2	79,9	100	10,78	0,48
38	40340,7	3737,8	79,9	100	10,79	0,48
37	40319,5	3732,2	79,9	101	10,80	0,48
36	40294,9	3726,6	80,0	101	10,81	0,48
35	40267,0	3720,8	80,0	101	10,82	0,48
34	40235,7	3714,8	80,0	102	10,83	0,48
33	40201,0	3708,5	80,1	102	10,84	0,48
32	40162,2	3701,9	80,1	102	10,85	0,48
31	40118,5	3694,8	80,2	103	10,86	0,48
30	40068,6	3687,0	80,3	103	10,87	0,48
29	40009,5	3678,1	80,4	104	10,88	0,48

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № инв.	Подп. и дата

Номер тарелки	Массовый расход, кг/ч	Объемный расход, м ³ /ч	Молярная масса, г/моль	Температура, °С	Плотность, кг/м ³	F _s -фактор, Па ^{0,5}
28	39934,7	3667,5	80,5	104	10,89	0,48
27	39822,1	3654,1	80,7	105	10,90	0,47
26	39585,7	3634,5	81,1	107	10,89	0,47
25	38853,4	3596,9	81,5	112	10,80	0,46
24	46600,5	4280,0	82,2	113	10,89	0,56
23	46762,4	4284,4	82,4	114	10,91	0,56
22	46890,7	4286,8	82,7	115	10,94	0,56
21	46992,3	4287,3	82,9	115	10,96	0,56
20	47074,9	4286,1	83,1	116	10,98	0,56
19	47145,1	4283,4	83,3	117	11,01	0,56
18	47208,3	4279,3	83,6	118	11,03	0,56
17	47269,3	4273,6	83,9	119	11,06	0,56
16	47332,0	4266,0	84,3	120	11,10	0,56
15	47395,4	4255,7	84,9	121	11,14	0,56
14	47434,8	4241,3	85,6	124	11,18	0,56
13	47315,3	4218,5	86,6	127	11,22	0,56
12	46404,0	4170,0	87,9	136	11,13	0,55
11	22540,1	2014,0	88,3	136	11,19	0,26
10	22647,9	2017,2	88,5	136	11,23	0,27
9	22797,5	2024,0	88,7	136	11,26	0,27
8	22980,4	2033,0	88,9	137	11,30	0,27
7	23196,1	2044,0	89,2	137	11,35	0,27
6	23450,0	2056,8	89,5	138	11,40	0,27
5	23753,2	2071,7	90,0	138	11,47	0,28
4	24122,8	2089,3	90,6	139	11,55	0,28
3	24580,5	2110,4	91,4	140	11,65	0,28
2	25126,6	2137,2	92,5	142	11,76	0,29
1	25526,4	2177,2	94,0	149	11,72	0,29

Таблица 24 – Характеристика потока жидкости, стекающей с тарелок колонны К-9

Номер тарелки	Массовый расход, кг/ч	Объемный расход, м ³ /ч	Молярная масса, г/моль	Температура, °С	Плотность, кг/м ³	Жидкостная нагрузка, м ³ /(м·ч)
60	31077,7	54,5	73,7	79	570,4	22,7
59	31198,1	54,7	74,4	81	570,8	22,8
58	31265,6	54,7	75,0	83	571,3	22,8
57	31322,5	54,8	75,7	84	571,9	22,8
56	31382,8	54,8	76,4	86	572,4	22,8
55	31451,0	54,9	77,1	87	572,8	22,9
54	31526,8	55,0	77,8	89	573,0	22,9
53	31607,8	55,1	78,4	90	573,2	23,0
52	31690,2	55,3	79,0	92	573,2	23,0
51	31770,3	55,4	79,5	93	573,1	23,1
50	31844,6	55,6	80,0	94	573,0	23,2
49	31910,8	55,7	80,4	95	572,8	23,2
48	31967,1	55,8	80,8	96	572,7	23,3
47	32013,1	55,9	81,1	96	572,6	23,3
46	32048,8	56,0	81,3	97	572,5	23,3
45	32074,8	56,0	81,5	98	572,4	23,3

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Таблица 25 – Результаты расчета рабочих характеристик ректификационных тарелок колонны К-9

Секция	Обозначение слива тарелки	Номер тарелки	Периметр слива, м	Жидкостная нагрузка, м ³ /(м·ч)	Фактор паровой нагрузки, Па ^{0,5}	Средний КПД, %
укрепляющая, выше тарелки № 24	боковой	25 - 60	2,4	21,9 - 23,4	0,47- 0,49	30
укрепляющая выше тарелки № 11 до тарелки № 24	боковой	12 - 24	2,4	37,5-38,3	0,46 - 0,55	30
отгонная	боковой	1 - 11	2,4	64,8-67,1	0,26- 0,29	30

Резюме

В укрепляющей секции колонны К-9 работа односливных тарелок характеризуется низкими значениями паровых нагрузок ($F_s=0,46-0,55 \text{ Па}^{0,5}$), и умеренными жидкостными нагрузками ($L_v=21,9 - 38,3 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{ч})$), что обуславливает работу тарелок в данной секции с невысокой эффективностью (КПД составляет 30%).

Тарелки в отгонной секции колонны К-9 работают с низкими значениями паровой нагрузки ($F_s=0,26-0,29 \text{ Па}^{0,5}$) при очень высокой жидкостной нагрузке ($L_v=64,8 - 67,1 \text{ м}^3/(\text{м}\cdot\text{ч})$), что обуславливает их работу в КПД на уровне 30%.

2.1.5 Эффективность работы ректификационной колонны К-10

Общая характеристика

Ректификационная колонна К-10 предназначена для разделения фракции 62-180 °С с куба колонны К-9 на фракции 62-105 °С и 105-180 °С. Колонна К-10 оборудована односливными S-образными тарелками (60 шт.). Фр. 62-180°С с низа колонны К-9 поступает по линии перетока в колонну К-10 на тарелки №17, №25, №31, №37 при счёте с низа колонны. Эскиз колонны К-10 не приводится, так как по этой колонне не планируются изменения во внутренней конструкции. Для отвода тепла на верхнюю тарелку колонны К-10 подается поток острого орошения (кратность острого орошения 2,77:1 кг/кг). Теплоподвод в низ колонны К-10 осуществляется с помощью «горячей струи», нагреваемой в печи П-4К.

Техническая характеристика колонны К-10 представлена в таблице 26. Характеристики внутренних потоков по колонне К-10 представлена в таблицах 27 и 28. Результаты расчета рабочих характеристик ректификационных тарелок колонны К-10 представлены в таблице 29.

Таблица 26 – Техническая характеристика колонны К-10

Обозначение секции колонны и характеристика тарелок	Значение
Укрепляющая секция колонны выше ввода сырья на тарелку № 37	
Диаметр колонны, мм	3000
Количество тарелок, шт.	23
Тип тарелок	S-образные
Количество сливов	один
Расстояние между тарелками, мм	500
Укрепляющая секция колонны выше ввода на тарелку №31 до ввода на тарелку № 37	
Диаметр колонны, мм	3000
Количество тарелок, шт.	6
Тип тарелок	S-образные
Количество сливов	один
Расстояние между тарелками, мм	500
Укрепляющая секция колонны выше ввода на тарелку №25 до ввода на тарелку № 31	
Диаметр колонны, мм	3000
Количество тарелок, шт.	6
Тип тарелок	S-образные
Количество сливов	один
Расстояние между тарелками, мм	500
Укрепляющая секция колонны выше ввода на тарелку №17 до ввода на тарелку № 25	
Диаметр колонны, мм	3000
Количество тарелок, шт.	8
Тип тарелок	S-образные
Количество сливов	один
Расстояние между тарелками, мм	500
Отгонная секция колонны	
Диаметр колонны, мм	3000
Количество тарелок, шт.	17
Тип тарелок	S-образные
Количество сливов	один
Расстояние между тарелками, мм	500

Таблица 27 – Характеристика потока пара, поступающего на тарелку колонны К-10

Номер тарелки	Массовый расход, кг/ч	Объемный расход, м ³ /ч	Молярная масса, г/моль	Температура, °С	Плотность, кг/м ³	F _s -фактор, Па ^{0,5}
60	41017,8	8165,1	95,2	111	5,02	0,72
59	40950,9	8128,0	95,6	113	5,04	0,72
58	40864,8	8089,7	95,8	114	5,05	0,71

Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Инв. № подл.

Номер тарелки	Массовый расход, кг/ч	Объемный расход, м ³ /ч	Молярная масса, г/моль	Температура, °С	Плотность, кг/м ³	F _s -фактор, Па ^{0,5}
57	40791,3	8054,8	95,9	114	5,06	0,71
56	40729,9	8022,6	96,0	115	5,08	0,71
55	40677,6	7992,2	96,1	115	5,09	0,71
54	40631,4	7963,1	96,1	115	5,10	0,71
53	40589,0	7934,8	96,1	116	5,12	0,71
52	40549,1	7907,1	96,2	116	5,13	0,70
51	40511,2	7879,8	96,2	116	5,14	0,70
50	40475,1	7853,0	96,2	116	5,15	0,70
49	40440,3	7826,5	96,2	117	5,17	0,70
48	40406,1	7800,4	96,2	117	5,18	0,70
47	40371,8	7774,3	96,2	117	5,19	0,70
46	40336,6	7748,4	96,3	117	5,21	0,70
45	40300,0	7722,3	96,3	117	5,22	0,69
44	40261,5	7696,1	96,3	118	5,23	0,69
43	40220,6	7669,8	96,3	118	5,24	0,69
42	40176,9	7643,3	96,3	118	5,26	0,69
41	40129,2	7616,4	96,3	118	5,27	0,69
40	40073,7	7588,9	96,4	119	5,28	0,69
39	40000,2	7559,7	96,4	119	5,29	0,68
38	39874,4	7525,9	96,4	120	5,30	0,68
37	35178,5	6617,5	96,5	120	5,32	0,60
36	35187,2	6602,1	96,5	120	5,33	0,60
35	35187,7	6585,4	96,5	120	5,34	0,60
34	35184,5	6568,2	96,5	120	5,36	0,60
33	35177,0	6550,6	96,5	120	5,37	0,60
32	35156,0	6532,0	96,5	121	5,38	0,60
31	30583,2	5660,7	96,7	121	5,40	0,52
30	30615,7	5651,7	96,7	121	5,42	0,52
29	30639,7	5641,6	96,7	121	5,43	0,52
28	30657,1	5630,6	96,7	121	5,44	0,52
27	30669,9	5619,0	96,7	121	5,46	0,52
26	30675,0	5606,8	96,7	122	5,47	0,52
25	26238,6	4772,9	97,0	122	5,50	0,44
24	26302,9	4770,5	97,0	122	5,51	0,44
23	26364,1	4768,5	97,1	122	5,53	0,44
22	26416,5	4765,4	97,1	122	5,54	0,44
21	26461,6	4761,1	97,1	123	5,56	0,44
20	26501,6	4756,0	97,2	123	5,57	0,44
19	26537,2	4750,3	97,2	123	5,59	0,44
18	26563,8	4744,1	97,2	123	5,60	0,44
17	22371,1	3964,3	97,7	123	5,64	0,37
16	22506,3	3971,6	98,0	124	5,67	0,37
15	22664,0	3983,7	98,2	124	5,69	0,37
14	22826,6	3996,7	98,4	125	5,71	0,38
13	22990,5	4009,6	98,6	125	5,73	0,38
12	23157,1	4022,2	98,9	126	5,76	0,38
11	23330,4	4034,8	99,1	126	5,78	0,38
10	23514,9	4048,0	99,4	127	5,81	0,38
9	23715,5	4062,3	99,8	127	5,84	0,39

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

Номер тарелки	Массовый расход, кг/ч	Объемный расход, м ³ /ч	Молярная масса, г/моль	Температура, °С	Плотность, кг/м ³	F _s -фактор, Па ^{0,5}
8	23937,9	4078,0	100,2	128	5,87	0,39
7	24188,4	4095,7	100,7	128	5,91	0,39
6	24474,7	4115,9	101,3	129	5,95	0,39
5	24806,2	4139,2	102,0	130	5,99	0,40
4	25194,1	4166,0	102,9	132	6,05	0,40
3	25647,6	4197,1	104,1	133	6,11	0,41
2	26140,2	4232,0	105,5	136	6,18	0,41
1	26379,1	4261,6	107,4	143	6,19	0,42

Таблица 28 – Характеристика потока жидкости, стекающей с тарелок колонны К-10

Номер тарелки	Массовый расход, кг/ч	Объемный расход, м ³ /ч	Молярная масса, г/моль	Температура, °С	Плотность, кг/м ³	Жидкостная нагрузка, м ³ /(м·ч)
60	11034,9	17,1	101,4	107	643,8	7,8
59	10967,9	17,0	103,3	111	643,8	7,7
58	10881,8	16,9	104,3	113	644,0	7,7
57	10808,3	16,8	104,9	114	644,2	7,6
56	10747,0	16,7	105,3	114	644,4	7,6
55	10694,7	16,6	105,6	115	644,5	7,5
54	10648,4	16,5	105,8	115	644,6	7,5
53	10606,0	16,5	106,0	115	644,7	7,5
52	10566,2	16,4	106,1	116	644,7	7,4
51	10528,3	16,3	106,3	116	644,7	7,4
50	10492,1	16,3	106,4	116	644,7	7,4
49	10457,3	16,2	106,5	116	644,7	7,4
48	10423,2	16,2	106,6	117	644,8	7,3
47	10388,9	16,1	106,7	117	644,8	7,3
46	10353,7	16,1	106,8	117	644,8	7,3
45	10317,0	16,0	106,9	117	644,8	7,3
44	10278,5	15,9	107,0	117	644,8	7,2
43	10237,7	15,9	107,2	118	644,9	7,2
42	10194,0	15,8	107,3	118	645,0	7,2
41	10146,2	15,7	107,5	118	645,0	7,1
40	10090,8	15,6	107,7	118	645,2	7,1
39	10017,3	15,5	107,9	119	645,3	7,1
38	9891,4	15,3	108,1	119	645,5	7,0
37	23299,3	36,0	109,0	120	646,8	16,4
36	23308,0	36,0	109,0	120	646,7	16,4
35	23308,5	36,1	109,0	120	646,5	16,4
34	23305,2	36,1	109,0	120	646,4	16,4
33	23297,7	36,0	109,0	120	646,3	16,4
32	23276,8	36,0	109,0	120	646,2	16,4
31	36807,6	56,9	109,2	121	646,4	25,9
30	36840,2	57,0	109,3	121	646,3	25,9
29	36864,2	57,0	109,3	121	646,2	25,9
28	36881,5	57,1	109,3	121	646,1	25,9
27	36894,4	57,1	109,3	121	646,0	26,0
26	36899,5	57,1	109,3	121	645,8	26,0
25	50566,8	78,3	109,3	122	645,8	35,6

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Резюме

В укрепляющей секции колонны К-10 выше тарелки ввода № 37 работа односливных тарелок характеризуется низкими значениями фактора паровой нагрузки ($F_s=0,68-0,72 \text{ Па}^{0,5}$) и низкими жидкостными нагрузками ($L_v=7,0-7,8 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{ч})$), что обуславливает работу тарелок в данной секции с невысокой эффективностью (КПД составляет 30%).

Тарелки выше тарелки ввода сырья № 17 до тарелки № 37 в укрепляющей секции колонны К-10 характеризуется низкими значениями паровых нагрузок ($F_s=0,44-0,60 \text{ Па}^{0,5}$) и умеренными жидкостными нагрузками ($L_v=16,4-35,9 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{ч})$), что обуславливает работу тарелок в данной секции с КПД 40%.

Тарелки в отгонной секции колонны К-10 работают с низкими значениями фактора паровой нагрузки ($F_s=0,37-0,42 \text{ Па}^{0,5}$) при умеренной жидкостной нагрузке ($L_v=45,7-48,9 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{ч})$), что обуславливает их работу в КПД на уровне 40%.

2.1.6 Выводы

Поскольку основная цель данного проекта повысить энергоэффективность установки АВТ-4 с использованием ПИНЧ-анализа, то необходимо обеспечить заданный отбор и качество целевых продуктов при обеспечении наивысшей четкости фракционирования в ректификационных колоннах при минимизации значений флегмовых и паровых чисел в соответствующих секциях этих колонн. Известно, что наиболее высокий расход энергии на установках АТ происходит при разделении нефти в ректификационных колоннах К-1 и К-2. Поэтому основное внимание должно быть обращено на совершенствование технологии частичного отбензинивания нефти и обеспечение высоких значений тепломассообменного КПД ректификационных тарелок в ключевых секциях колонны К-2.

В связи с вышеизложенным была выполнена оценка конструкции ректификационных колонн К-1 и К-2 и технологического режима фракционирования нефти, который на установке АВТ-4, работающей по традиционной двухколонной схеме, имеет некоторые особенности. Стадия частичного отбензинивания нефти реализована при низком избыточном давлении на верху колонны К-1 (0,264 МПа), что способствует достижению высокого отбора бензиновой фракции. Требуемая четкость разделения обеспечивается при невысоком значении кратности орошения (0,2:1 кг/кг) и использовании дополнительного теплоотвода: циркуляционным орошением на двух верхних тарелках колонны К-1 и подачи холодного нефтяного орошения на тарелку №22. Для обеспечения требуемого значения парового числа на тарелках отгонной секции колонны К-1 поддерживается высокий расход ($640 \text{ м}^3/\text{ч}$) потока «горячей струи», который циркулирует через змеевики печи П-1К, где нагревается до температуры $353 \text{ }^\circ\text{C}$ и подается под нижнюю тарелку колонны К-1, что обеспечивает высокую температуры ($274 \text{ }^\circ\text{C}$) в низу этой колонны.

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2					Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						49

В результате выполненных технологических расчетов по фактической работе ректификационных колонн К-1, К-2, К-4, К-9 и К-10 установки АВТ-4 были определены средние коэффициенты полезного действия ректификационных тарелок во всех секциях этих колонн.

Выполнен расчет внутренних материальных потоков рассчитанных колонн и определены удельные жидкостные и паровые нагрузки ректификационных тарелок.

На базе данных по фактической работе установки АВТ-4 подготовлена математическая модель, которая адекватно описывает технологические процессы во всех ректификационных колоннах, что позволило получить надежные данные по фракционирующей способности колонн установки АВТ-4.

Показана целесообразность повышения фракционирующей способности ректификационной колонны К-2 за счет замены тарелок и увеличения их числа в ключевых секциях колонны. За счет этих мероприятий можно будет достичь увеличения отбора суммы светлых нефтепродуктов от потенциального содержания в нефти.

Инв. № подл	Подп. и дата				Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2			Лист
								50

2.2 Энерготехнологическое обследование блока подогрева нефти установки АВТ-4

Энерготехнологическое обследование блока подогрева нефти установки АВТ-4 включало сбор исходной информации по технологической схеме и конструкции теплообменников с замером переносным пирометром значений температур стенки всех трубопроводов, по которым в теплообменники и холодильники поступают потоки нефти и продуктов ее переработки.

Техническая характеристика теплообменников и холодильников установки АВТ-4 приведена в таблице 30. Принципиальные схемы блоков нагрева сырой и обессоленной нефти установки АВТ-4 приведены на рисунках 3 и 4.

Фактическая характеристика потоков сырой и обессоленной нефти, а также теплоносителей, которые поступают во все теплообменники блока подогрева нефти установки АВТ-4, приведена в таблице 31. В этой же таблице для каждого теплообменника приведено значение поверхности теплообмена и определенное расчетом количественного тепла, которое передано от теплоносителей потокам сырой или обессоленной нефти. Математическая модель всего блока теплообмена была сформирована таким образом, чтобы расчетное значение тепловой нагрузки по каждому теплообменнику, рассчитанного по методу «steady state» («установившийся режим»), соответствовало реальным тепловым нагрузкам.

Суммарная поверхность теплообмена ($11456,4 \text{ м}^2$) этих 37 аппаратов распределена на две технологические стадии: нагрев трех потоков сырой нефти (19 теплообменников с поверхностью теплообмена – $5101,4 \text{ м}^2$) и нагрев трех потоков обессоленной нефти (18 теплообменников с поверхностью теплообмена – 6355 м^2). Анализ данных, приведенных в таблице 31, показывает, что 44,5 % от суммарной поверхности теплообмена на установке АВТ-4 предназначено для обеспечения нагрева трех потоков сырой нефти в 19 теплообменниках до температуры не ниже 110°C , которая необходима для обеспечения эффективного протекания процесса обессоливания сырой нефти на блоке ЭЛОУ.

Поскольку поток мазута с установки допускается выводить с температурой ниже 100°C , а на потоках мазута нет холодильников, то для надежного обеспечения охлаждения двух потоков мазута потоками обессоленной нефти фактически используются 7 теплообменников с общей поверхностью теплообмена 1750 м^2 , что составляет более трети от общей поверхности 19 теплообменников, которые используются для нагрева потоков сырой нефти. Следует отметить, что при фактической схеме теплообмена приходится поддерживать невысокий расход второго потока сырой нефти, поскольку имеющимися теплоносителями обеспечивается нагрев этого потока только до температуры $107,7^\circ\text{C}$.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Суммарная поверхность теплообмена (11456,4 м ²) этих 37 аппаратов распределена на две технологические стадии: нагрев трех потоков сырой нефти (19 теплообменников с поверхностью теплообмена – 5101,4 м ²) и нагрев трех потоков обессоленной нефти (18 теплообменников с поверхностью теплообмена – 6355 м ²). Анализ данных, приведенных в таблице 31, показывает, что 44,5 % от суммарной поверхности теплообмена на установке АВТ-4 предназначено для обеспечения нагрева трех потоков сырой нефти в 19 теплообменниках до температуры не ниже 110 °С, которая необходима для обеспечения эффективного протекания процесса обессоливания сырой нефти на блоке ЭЛОУ.					
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Поскольку поток мазута с установки допускается выводить с температурой ниже 100 °С, а на потоках мазута нет холодильников, то для надежного обеспечения охлаждения двух потоков мазута потоками обессоленной нефти фактически используются 7 теплообменников с общей поверхностью теплообмена 1750 м ² , что составляет более трети от общей поверхности 19 теплообменников, которые используются для нагрева потоков сырой нефти. Следует отметить, что при фактической схеме теплообмена приходится поддерживать невысокий расход второго потока сырой нефти, поскольку имеющимися теплоносителями обеспечивается нагрев этого потока только до температуры 107,7 °С.					
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2					Лист
										51
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

При этом теплоносители, которые поступают в теплообменники, используемые для подогрева третьего потока сырой нефти, обеспечивают большой теплоподвод, особенно от второго потока мазута. Поэтому третий поток сырой нефти, фактический расход которого вдвое больше, чем второго потока сырой нефти, нагревается в теплообменниках до температуры 135,8 °С, которая превышает оптимальную для проведения процесса обессоливания сырой нефти на блоке ЭЛОУ. Температура суммарного потока на ЭЛОУ составляет 121 °С.

Следует отметить, что теплообменник Т-1/5 с большой поверхностью теплообмена (940 м²), в котором для нагрева общего потока обессоленной нефти рекуперируется небольшое количество (0,846 Гкал/ч) тепла от потока циркуляционного орошения колонны К-1, используется малоэффективно.

На рисунке 4 дополнительно приведены байпасные линии теплообменников, на которых в период проведения замеров температуры 21.09.2016 г. были частично открыты задвижки, что приводило к снижению расхода потоков обессоленной нефти в некоторые теплообменники. Открытием задвижек на байпасах удалось снизить гидравлическое сопротивление системы подогрева потоков обессоленной нефти в теплообменниках, что позволило обеспечить заданный объем переработки нефти на установке АВТ-4. При этом значительная часть от потока обессоленной нефти проходила по байпасам, а не через теплообменники, что приводило к снижению эффективности рекуперации тепла в этих теплообменниках от потоков теплоносителей.

Фактическое распределение теплообменников по трем потокам нагрева обессоленной нефти обеспечивает их нагрев до разной температуры. Первый поток обессоленной нефти (расход 220854 кг/ч) в 6 теплообменниках с суммарной поверхностью – 2063 м² нагревается до высокой температуры 245,3 °С. Третий поток обессоленной нефти с меньшим расходом (178084,7 кг/ч) в 6 теплообменниках с примерно такой же суммарной поверхностью – 1950 м² нагревается до значительно более низкого значения температуры – 216,4 °С. Для нагрева второго потока обессоленной нефти имеются только пять теплообменников, которые имеют значительно меньшую суммарной поверхностью – 1402 м². В них этот поток нагревается до невысокой температуры – 191,3 °С, что обусловлено необходимостью увеличения расхода этого потока обессоленной нефти для поддержания требуемого теплоотвода от потока мазута в теплообменнике Т-22/6.

В таблице 32 приведены данные по фактическому использованию на установке АВТ-4 потенциала рекуперации тепла горячих потоков для нагрева потоков обессоленной нефти, которые показывают наличие значительных резервов тепла теплоносителей.

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата						Лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2					52	

лообменниках от потоков теплоносителей.

Фактическое распределение теплообменников по трем потокам нагрева обессоленной нефти обеспечивает их нагрев до разной температуры. Первый поток обессоленной нефти (расход 220854 кг/ч) в 6 теплообменниках с суммарной поверхностью – 2063 м² нагревается до высокой температуры 245,3 °С. Третий поток обессоленной нефти с меньшим расходом (178084,7 кг/ч) в 6 теплообменниках с примерно такой же суммарной поверхностью – 1950 м² нагревается до значительно более низкого значения температуры – 216,4 °С. Для нагрева второго потока обессоленной нефти имеются только пять теплообменников, которые имеют значительно меньшую суммарной поверхностью – 1402 м². В них этот поток нагревается до невысокой температуры – 191,3 °С, что обусловлено необходимостью увеличения расхода этого потока обессоленной нефти для поддержания требуемого теплоотвода от потока мазута в теплообменнике Т-22/6.

В таблице 32 приведены данные по фактическому использованию на установке АВТ-4 потенциала рекуперации тепла горячих потоков для нагрева потоков обессоленной нефти, которые показывают наличие значительных резервов тепла теплоносителей.

Теплоподвод к потоку протеплофикационной воды составляет 8,48 Гкал/час. При этом в теплообменнике Т-27/2 от 2-го потока мазута передается 7,15 Гкал/час тепла и этот поток мазута охлаждается от высокой температуры 293 °С до 227,8 °С. Недостающее тепло для нагрева потока ПТК – 1,33 Гкал/час передается в теплообменниках Т-27/3 и Т-27/4 от 1-го потока мазута. Следует отметить, что для обеспечения заданной температуры (ниже 100 °С) вывода 1 потока мазута с установки, количество переданного от него тепла на блоке ПТК должно составить 5,3 Гкал/час, что значительно больше, чем необходимо для подогрева воды ПТК. Поэтому приходится в теплообменнике Т-27/5 снимать от потока ПТК тепло (3,97 Гкал/час) потоком охлаждающей воды. Этот резерв тепла от высокотемпературного теплоносителя (мазута) целесообразно использовать для подогрева потоков обессоленной нефти.

[illegible]

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.		Продолжение таблицы 30				
Лист		№ п/п	51	52	53	54
		Позиция на схеме	AB3-1	AB3-2	AB3-3	AB3-4, AB3-5
№ докум.		Год изготовления	1971	2014	—	1991
		Среда по трубно- му пространству	пары из К-9 и К-10	пары из К-9 и К-10	пары из К-1	пары из К-2
Подп.		Среда по межтрубному пространству	воздух	воздух	воздух	воздух
Дата		Тип теплообменника	AB3-20-1,6- Б1/7-2-6	AB3-20-1,6- Б1/7-2-6	AB3-20-ж-1,6- Б5-В3Т/8-2-6	AB3-14,6-Ж-1,6- Б5 /8-2-6
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2		Внутренний диа- метр кожуха, мм	—	—	—	—
		Наружный диа- метр трубок, мм	25	25	25	25
		Внутренний диа- метр трубок, мм	21	21	21	21
		Длина трубок, м	6	6	6,0	6,0
		Количество труб, шт.	143·6	143·6	(88/76)х6	(88/76)х6
		Количество ходов по трубам	2	2	2	2
		Поверхность теп- лообмена, м ²	1106·6=6636	1106·6=6636	9250	6150
		Количество пере- городок в меж- трубном про- странстве, шт.	—	—	—	—
		Расположение труб (по квадрату- К, по треугольни- ку-Т)	—	—	—	—
Лист	60					

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2	
Лист	63

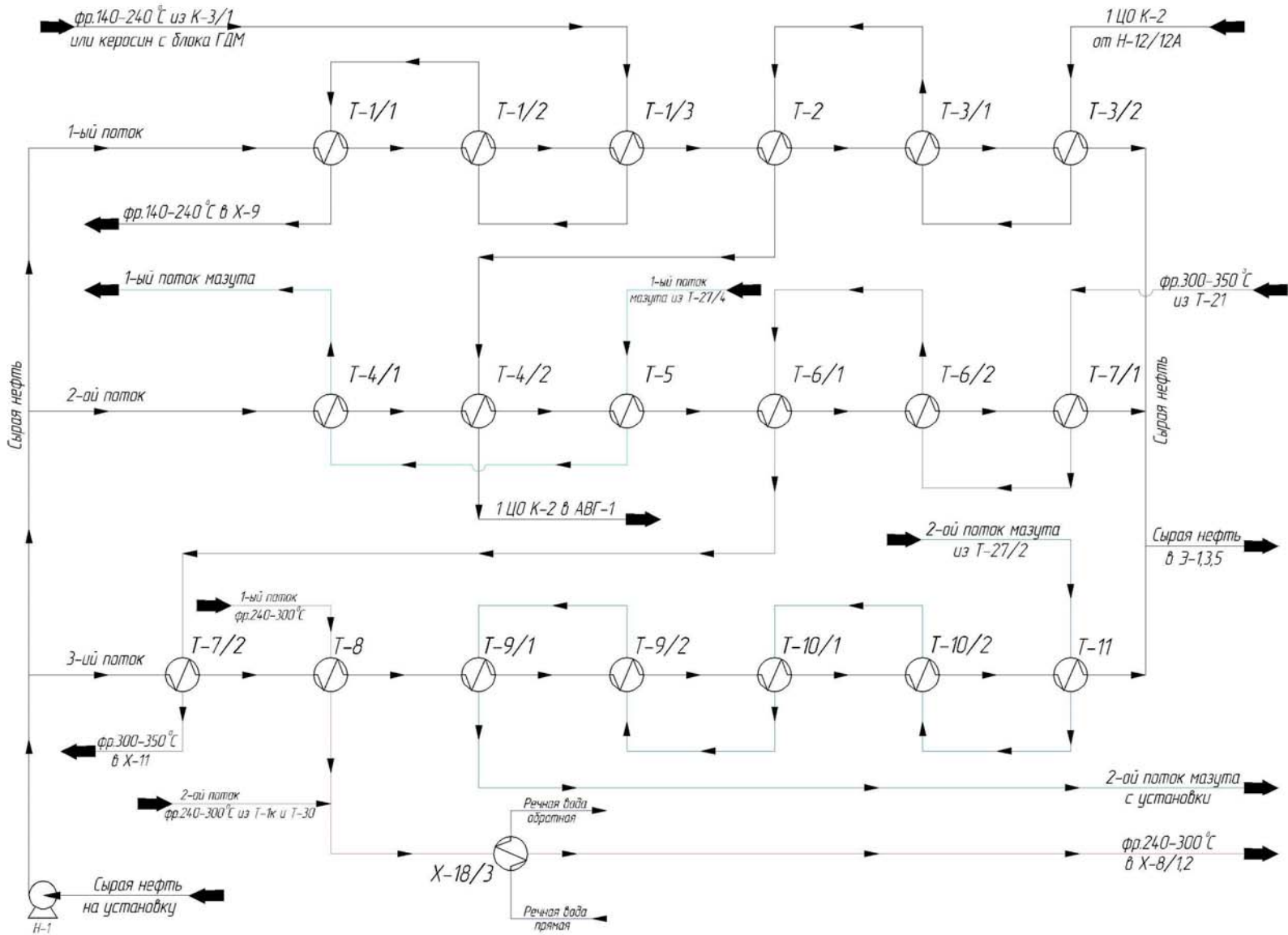
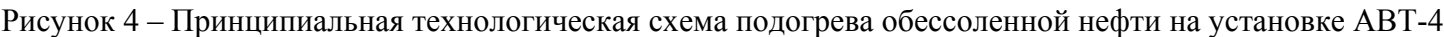


Рисунок 3 – Принципиальная технологическая схема подогрева сырой нефти на установке АВТ-4

					Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2				
	Лист	65		

Таблица 32 – Фактическая характеристика потоков теплоносителей установки АВТ-4

Поток теплоносителя	Расход, кг/ч	Температура в блоке теплообмена, °С		Переданное тепло, Гкал/час
		на входе	на выходе	
Керосин (К-3/1)	55000	173,0	53,5	4,032 (общее)
T-1/3	55000	173,0	118,4	1,955
T-1/2	55000	118,4	66,7	1,671
T-1/1	55000	66,7	53,4	0,406
				Передано тепла нефти - 4,032
Дизельное топливо К-3/2	89792	243,3	56,8	9,437
T-27/7	8000	243,4	225,7	0,091
T-30	8000	225,7	159,9	0,318
T-18/2	81792	243,4	222,0	1,125
T-18/1	81792	222,0	202,0	1,020
T-17	81792	202,0	185,0	0,842
T-8	38792	185,0	115,2	1,526
T-1К	43000	185,0	166,1	0,477
X-18/3	89792	144,1	108,0	1,754
X-8/1	89792	108,0	75,0	1,499
X-8/2	89792	75,0	56,8	0,785
				Передано тепла нефти - 4,513
Дизельное топливо К-3/3	47893	294,2	56,4	6,599
T-25/1	47893	294,2	234,5	1,889
T-23	47893	234,5	179,0	1,620
T-21	47893	179,0	160,0	0,524
T-7/1	47893	160,0	134,5	0,677
T-6/2	47893	134,5	116,4	0,463
T-6/1	47893	116,4	104,0	0,309
T-7/2	47893	104,0	59,3	1,053
X-11	47893	59,3	56,4	0,064
				Передано тепла нефти - 4,646

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Продолжение таблицы 32				
Поток теплоносителя	Расход, кг/ч	Температура в блоке теплообмена, °С		Переданное тепло, Гкал/час
		на входе	на выходе	
ЦО К-1	77732	157,9	139,9	0,846
T-1/5	77732	157,9	139,9	0,846
				Передано тепла нефти - 0,846
1 ЦО К-2	136749	205,3	90,0	8,993
T-3/2	136749	205,3	174,5	2,584
T-3/1	136749	174,5	146,9	2,198
T-2	136749	146,9	128,0	1,452
T-4/2	136749	128,0	98,1	2,187
ABГ-1	136749	98,1	90	0,572
				Передано тепла нефти - 8,421
2 ЦО К-2	167000	271,3	200,0	7,622
T-19	167000	271,3	250,0	2,362
T-15	167000	250,0	235,0	1,619
T-15/2a	167000	235,0	220,0	1,584
T-15/1	167000	220,0	200,0	2,057
				Передано тепла нефти - 2,362
3 ЦО К-2	80000	314,4	169,8	7,406
T-25/1	80000	314,4	290,0	1,355
T-26	80000	290,0	275,0	0,811
T-28K	80000	275,0	260,0	0,795
T-25/2	80000	260,0	234,0	1,341
T-24	80000	234,0	215,0	0,950
T-20	80000	215,0	169,8	2,154
				Передано тепла нефти - 5,256
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2				
Изм.	Лист			
№ докум.	Подп.			
Дата				
66	Лист			

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.					
Лист					
№ докум.					
Подп.					
Дата					
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2					
Лист	67				

Продолжение таблицы 32

Поток теплоносителя	Расход, кг/ч	Температура в блоке теплообмена, °C		Переданное тепло, Гкал/час
		на входе	на выходе	
Мазут 1 поток	175522	341,7	99,1	25,988
T-22/6	175522	341,7	320,0	2,664
T-22/5	175522	320,0	285,0	4,167
T-22/4	175522	285,0	245,0	4,554
T-22/3	175522	245,0	222,0	2,516
T-22/2	175522	222,0	198,0	2,542
T-22/1	175522	198,0	175,0	2,355
T-27/3	175522	175,0	130,0	4,370
T-27/4	175522	130,0	120,0	0,930
T-5	175522	120,0	111,0	0,823
T-4/1	175522	111,0	99,1	1,067
				Передано тепла нефти - 20,688
Мазут 2 поток	170130	341,7	98,3	25,250
T-27/1	170130	341,7	293,0	5,711
T-27/2	170130	293,0	227,8	7,151
T-11	170130	227,8	198,0	3,071
T-10/1	170130	198,0	170,0	2,768
T-10/2	170130	170,0	144,0	2,466
T-9/2	170130	144,0	120,0	2,185
T-9/1	170130	120,0	98,3	1,898
				Передано тепла нефти - 18,099
Итого передано тепла нефти:				68,863

3. Высокоуровневый анализ степени загрязненности поверхностей теплообмена

Для выполнения высокоуровневого анализа степени загрязненности поверхности теплообмена для каждого теплообменника расчетом определены показатели фактической работы, исходные данные для которых были получены в ходе проведения обследования установки АВТ-4. Эти данные сведены в таблицу 33, где для каждого теплообменника приведены результаты расчета основных показателей, характеризующих передачу тепла от потоков теплоносителей к потокам сырой и обессоленной нефти. По гидродинамическим характеристикам течения потоков нефти и теплоносителей рассчитаны средние значения коэффициентов теплоотдачи и температуры стенки труб как со стороны трубного, так и межтрубного пространства. Для теплообменников из теплового баланса и расчетного значения температурного напора определены средние значения коэффициента теплопередачи и тепловых загрязнений (отдельно для внутренней и наружной стенок труб).

Во всех теплообменниках, где нагреваются потоки сырой нефти, проходящей по трубному пространству теплообменников, значения коэффициентов теплоотдачи находятся в интервале от 195 до 1741 Вт/(м²·°C), что при высокой линейной скорости течения потока нефти (0,779-1,613 м/с) в значительной степени определяется вязкостью нефти, которая зависит от температуры в каждом из теплообменников. Поэтому наибольшее влияние на коэффициент теплопередачи оказывает характеристика течения теплоносителей в межтрубном пространстве. В результате расчета установлено, что самые низкие значения скорости течения в межтрубном пространстве (0,08-0,149 м/с) имеют потоки фракций: 140-240 °C; 240-300 °C и 300-350 °C, что обуславливает низкую эффективность теплообмена в теплообменниках, где охлаждаются эти потоки. Наихудшие показатели по эффективности теплообмена и количеству переданного тепла имеют теплообменники: Т-1/1 (охлаждение фракции 140-240 °C); Т-6/1 и Т-6/2 (охлаждение фракции 300-350 °C).

Следует отметить невысокую эффективность теплообмена в теплообменнике Т-4/1 (коэффициент теплопередачи – 53,4 Вт/(м²·°C)), где холодный (с температурой 20-31 °C) второй поток обессоленной нефти нагревается первым потоком мазута, имеющим высокую вязкость в пределах пристенного пограничного слоя, который формируется снаружи труб и препятствует передаче тепла из ядра потока мазута к стенкам этих труб. Поэтому целесообразно изменить последовательность прохождения теплообменников при нагреве второго потока сырой нефти таким образом, чтобы охлаждение первого потока мазута, осуществлялось потоком нефти с более высокой температурой (не ниже 50 °C).

В теплообменнике Т-1/5 при поверхности теплообмена 940 м² от потока ЦО колонны К-1 на нагрев обессоленной нефти передается небольшое количество тепла (983,9 кВт), что обусловлено низкой скоростью (0,058 м/с) течения теплоносителя в меж-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2					Лист
										68
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

В теплообменниках Т-19, Т-20, Т-3 и Т-22/6, где подогревается второй поток обессоленной нефти, было отмечено частичное открытие задвижек на байпасах, что приводило к снижению расхода потоков обессоленной нефти в эти теплообменники. В этих аппаратах по расчету достигаются высокие значения коэффициентов теплоотдачи как в трубном, так и в межтрубном пространствах, что обусловлено высокой скоростью течения потоков обессоленной нефти и теплоносителей в теплообменниках. Показано, что теплообменник Т-21 расположен неоптимально по ходу движения потока обессоленной нефти, поскольку при очень небольшом значении среднего температурного напора – 12,5 °С малоэффективно используется его поверхность теплообмена. В результате от потока теплоносителя (фракции 300-350 °С) для нагрева нефти подводится только 0,524 Гкал/ч.

Теплообменник Т-26 установлен неудачно – напротив стойки эстакады, поэтому для очистки от загрязнений не может быть извлечен трубный пучок. Этот теплообменник работает с низким коэффициентом теплопередачи от потока 3 ЦО колонны К-2, что обусловлено высоким термическим сопротивлением загрязнений поверхности труб.

Таким образом, анализ фактической работы теплообменников на потоках нагрева обессоленной нефти показывает наличие значительных резервов по повышению эффективности их работы. Для повышения эффективности рекуперации тепла от потоков теплоносителей целесообразно исключить байпасирование теплообменников по потокам обессоленной нефти, что требует поиска технических решений по снижению гидравлическое сопротивление системы подогрева потоков обессоленной нефти в теплообменниках.

4 ПИНЧ-анализ фактической работы установки АВТ-4

Анализ существующей системы теплообмена на установке АВТ-4 для определения эффективности рекуперации тепла горячих потоков применялся с использованием методологии ПИНЧ-анализа. В таблице 34 приведены исходные данные для проведения ПИНЧ-анализа системы теплообмена для нагрева потоков сырой и обессоленной нефти при фактической работе установки АВТ-4. Для каждого холодного и горячего потока приведены температуры входа и выхода из сети теплообмена для нагрева нефти, а также указано количество переданного тепла (ΔH).

Таблица 34 – Исходные данные для ПИНЧ-анализа установки АВТ-4

Наименование	Температура входа, °С	Температура выхода, °С	ΔH , кВт
Горячие потоки			
1-ый поток мазута после Т-27/4	120,0	99,1	2198,64
Керосин с куба К-6	173,0	50,0	4807,49
ЦО К-2	205,3	90,0	10455,94
1-ый поток фр. 240-300 °С после Т-17	185,0	56,84	3094,27
Объединенные 1-ый и 2-ой потоки фр. 240-300 °С	165,2	56,84	3376,63
Фр. 300-350 °С после Т-21	160,0	56,49	2984,31
Мазут 2-ой поток после Т-27/2	227,8	98,31	14407,43
1 ЦО К-1	157,9	139,9	983,89
Фракция 240-300 °С 1-ый поток	243,4	185,0	3473,85
Мазут 1-ый поток в Т-27/3	341,7	175,0	21861,48
3 ЦО К-2 из Т-25/1к в Т-28	290,0	275,0	942,97
3 ЦО К-2 из Т-28К	260,0	169,8	5168,38
2 ЦО К-2	271,3	250,0	2746,55
Фр. 300-350 °С из Т-25/1	234,5	160,0	2492,97
2-ой поток мазута	341,7	293,0	6641,81
Холодные потоки			
Сырая нефть до блока ЭЛОУ	20,0	121,0	35776,62
Обессоленная нефть после блока ЭЛОУ	112,0	211,1	44316,81
Нефтяное орошение	112,0	115,0	19,86

При фактической работе установки АВТ-4 в схеме теплообмена для нагрева нефти рекуперировается 80085,7 кВт тепла. На рисунке 5 приведены составные кривые горячих и холодных потоков установки АВТ-4 при значении пинча 71,7 °С. Пинч локализуется при температурах 112°С и 183,7 °С для холодных и для горячих потоков, соответственно. При

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Лист	72
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2											

этом величина теплосъема с горячих потоков составляет 5578,47 кВт, что соответствует фактическому теплосъему на водяных холодильниках X-9, X-11, X-18/3, X-8/1, X-8/2 и воздушном холодильнике АВГ-1.

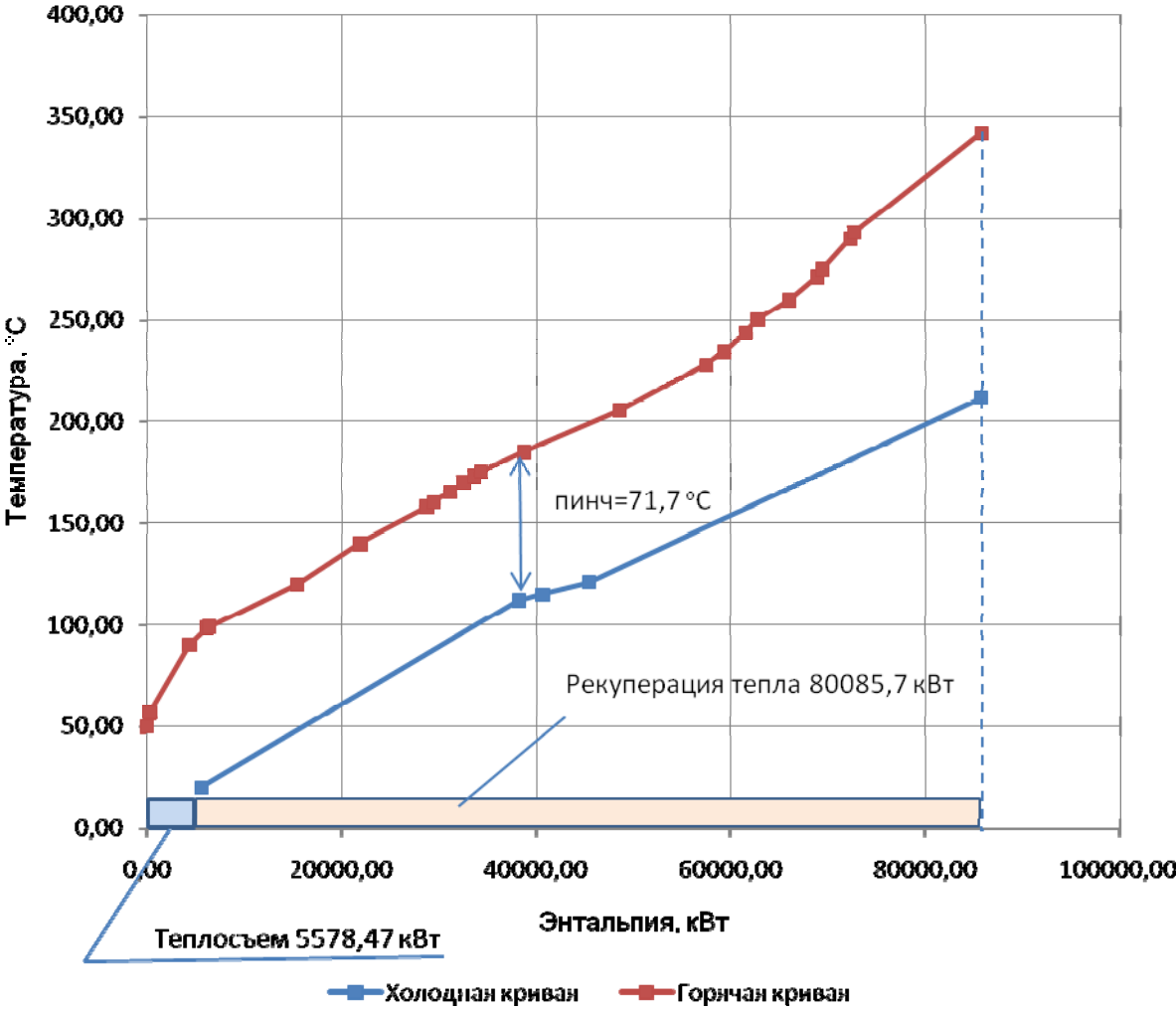


Рисунок 5 – Составные кривые горячих и холодных потоков установки АВТ-4

Имп. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Подп. и дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.
Дата			

5 Анализ эффективности работы конденсационного оборудования колонн

5.1 Анализ эффективности конденсационного оборудования колонны К-1

Конденсация и охлаждение паров сверху колонны К-1 осуществляется в аппарате воздушного охлаждения АВЗ-3, с выхода которого газожидкостная смесь направляется в три включенные параллельно конденсатора-холодильника Х-1/3, Х-1/4, Х-1/5. Техническая характеристика этих аппаратов приведена в таблице 30. Кроме того в трубопровод после АВЗ-3 из емкости Е-2 подается фракция 85-180 °С.

Расчетные показатели работы конденсационного оборудования колонны К-1 приведены в таблицах 35-36.

Таблица 35 – Результаты поверочного расчета аппарата воздушного охлаждения АВЗ-3

Показатель	Значение
Исходные данные	
Расход паров на входе в аппарат, кг/ч	81500,1
Площадь теплообмена, м ²	9250
Температура паров на входе в аппарат, °С	149
Температура продукта на выходе из аппарата, °С	75
Температура воздуха на входе, °С	10*
Тепловая нагрузка, Гкал/ч	8,378
Результаты расчетов	
Температура воздуха на выходе из аппарата, °С	93
Средняя разность температур, °С	60
Коэффициент теплопередачи, ккал/(ч·м ² ·°С)	15,8
Скорость паров на входе в аппарат, м/с	14,34
Скорость потока на выходе из аппарата, м/с	2,67
* – принята температура на дату проведения обследования установки (21.09.2016)	

Таблица 36 – Результаты поверочного расчета конденсаторов-холодильников Х-1/3 (Х-1/4, Х-1/5)

Показатель	Значение
Исходные данные	
Расход потока на входе в аппарат, кг/ч	102802,4/3=34267,5
Площадь теплообмена, м ²	560
Температура на входе в аппарат, °С	76
Температура на выходе из аппарата, °С	61,5
Тепловая нагрузка, Гкал/ч	1,184/3=0,395
Температура воды на входе в аппарат, °С	12
Результаты расчетов	
Средняя разность температур, °С	47,6
Коэффициент теплопередачи, ккал/(ч·м ² ·°С)	14,8
Расход воды, м ³ /ч	20,6
Линейная скорость воды в трубках, м/с	0,11

Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Инв. № подл.	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2					Лист
										74
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

Расчетная тепловая нагрузка аппарата воздушного охлаждения АВЗ-3 составляет 8,378 Гкал/ч, холодильников-конденсаторов Х-1/3, Х-1/4, Х-1/5 – 1,184 Гкал/ч. Суммарная тепловая нагрузка на все аппараты конденсационной системы колонны К-1 составляет 9,562 Гкал/ч.

Поскольку холодильники-конденсаторы включены параллельно и имеют одинаковую площадь теплообмена, распределение тепловой нагрузки на охлаждение и конденсацию в этих аппаратах определено исходя из их площади.

Резюме

Расчет системы конденсации колонны К-1 показал, что даже при работе в холодное время, при температуре воздуха 10 °С, коэффициент теплопередачи аппарата воздушного охлаждения АВЗ-3 имеет достаточно высокое значение – 15,8 ккал/(ч·м²·°С). Для конструкции этих аппаратов значение коэффициента теплопередачи для АВО обычно составляет 10-14 ккал/(ч·м²·°С). Это свидетельствует о том, что в летнее время, когда температура воздуха может достигать 30-35 °С, аппарат воздушного охлаждения АВЗ-3 будет охлаждать и плохо конденсировать пары с верха колонны К-1. При этом возрастает тепловая нагрузка на холодильники-конденсаторы Х-1/3, Х-1/4, Х-1/5 и расход охлаждающей воды. Результаты поверочного расчета конденсаторов-холодильников показывают, что эти аппараты работают с небольшим расходом воды и имеют большой резерв по площади теплообмена.

5.2 Анализ эффективности конденсационного оборудования колонны К-2

Конденсация и охлаждение паров сверху колонны К-2 осуществляется параллельно в аппаратах воздушного охлаждения АВЗ-4 и АВЗ-5. Затем объединенный парожидкостной поток поступает в конденсаторы-холодильники Х-2/3, Х-2/4, Х-2/5, включенные параллельно, где происходит полная конденсация паров и весь поток жидкости поступают в емкость Е-2. Техническая характеристика этих аппаратов приведена в таблице 30.

Расчетные показатели работы конденсационного оборудования колонны К-2 приведены в таблицах 37-38.

Расчетная тепловая нагрузка аппаратов воздушного охлаждения АВЗ-4 и АВЗ-5 составляет 8,903 Гкал/ч, холодильников-конденсаторов Х-2/3, Х-2/4, Х-2/5 – 1,241 Гкал/ч. Суммарная тепловая нагрузка на все аппараты конденсационной системы колонны К-2 составляет 10,144 Гкал/ч.

Поскольку аппараты воздушного охлаждения АВЗ-4 и АВЗ-5 включены параллельно и имеют одинаковую площадь теплообмена, распределение тепловой нагрузки между ними одинаковое и составляет на один аппарат 4,4515 Гкал/ч.

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	5.2 Анализ эффективности конденсационного оборудования колонны К-2					
					<p>Конденсация и охлаждение паров сверху колонны К-2 осуществляется параллельно в аппаратах воздушного охлаждения АВЗ-4 и АВЗ-5. Затем объединенный парожидкостной поток поступает в конденсаторы-холодильники Х-2/3, Х-2/4, Х-2/5, включенные параллельно, где происходит полная конденсация паров и весь поток жидкости поступают в емкость Е-2. Техническая характеристика этих аппаратов приведена в таблице 30.</p> <p>Расчетные показатели работы конденсационного оборудования колонны К-2 приведены в таблицах 37-38.</p> <p>Расчетная тепловая нагрузка аппаратов воздушного охлаждения АВЗ-4 и АВЗ-5 составляет 8,903 Гкал/ч, холодильников-конденсаторов Х-2/3, Х-2/4, Х-2/5 – 1,241 Гкал/ч. Суммарная тепловая нагрузка на все аппараты конденсационной системы колонны К-2 составляет 10,144 Гкал/ч.</p> <p>Поскольку аппараты воздушного охлаждения АВЗ-4 и АВЗ-5 включены параллельно и имеют одинаковую площадь теплообмена, распределение тепловой нагрузки между ними одинаковое и составляет на один аппарат 4,4515 Гкал/ч.</p>					
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2					Лист
										75

Таблица 37 – Результаты поверочного расчета аппаратов воздушного охлаждения АВЗ-4 (АВЗ-5)

Показатель	Значение
Исходные данные	
Расход паров на входе в аппарат, кг/ч	74390,8/2=37195
Площадь теплообмена, м ²	6150
Температура паров на входе в аппарат, °C	128
Температура продукта на выходе из аппарата, °C	85
Температура воздуха на входе, °C	10*
Тепловая нагрузка, Гкал/ч	8,903/2=4,4515
Результаты расчетов	
Температура воздуха на выходе из аппарата, °C	48
Средняя разность температур, °C	77,6
Коэффициент теплопередачи, ккал/(ч·м ² ·°C)	9,5
Скорость паров на входе в аппарат, м/с	14,4
Скорость потока на выходе из аппарата, м/с	0,09
* – принята температура на дату проведения обследования установки (21.09.2016)	

Таблица 38 – Результаты поверочного расчета конденсаторов-холодильников X-2/3 (X-2/4, X-2/5)

Показатель	Значение
Исходные данные	
Расход потока на входе в аппарат, кг/ч	74390,8/3=24796,9
Площадь теплообмена, м ²	561
Температура на входе в аппарат, °C	85
Температура на выходе из аппарата, °C	55
Тепловая нагрузка, Гкал/ч	1,241/3=0,414
Температура воды на входе в аппарат, °C	12
Результаты расчетов	
Средняя разность температур, °C	47,6
Коэффициент теплопередачи, ккал/(ч·м ² ·°C)	15,5
Расход воды, м ³ /ч	21,6
Линейная скорость воды в трубках, м/с	0,12

Холодильники-конденсаторы Х-2/3, Х-2/4, Х-2/5 также включены параллельно и имеют одинаковую площадь теплообмена, поэтому распределение тепловой нагрузки на охлаждение и конденсацию в этих аппаратах определено исходя из их площади.

Резюме

Расчет системы конденсации колонны К-2 показал, что коэффициент теплопередачи аппаратов воздушного охлаждения АВЗ-4 и АВЗ-5 составляет 9,5 ккал/(ч·м²·°С). Это значение говорит о том, что аппараты работают с хорошим резервом по площади теплообмена. Результаты поверочного расчета конденсаторов-холодильников Х-2/3, Х-2/4,

Х-2/5 показывают, что эти аппараты работают с большим резервом по площади теплообмена и расходу охлаждающей воды.

5.3 Анализ эффективности конденсационного оборудования колонны К-4

Конденсация и охлаждение паров сверху колонны К-4 осуществляется параллельно в конденсаторах-холодильниках Х-4/1, Х-4/2, Х-4/3, включенные параллельно, где происходит полная конденсация паров, и весь поток жидкости поступают в емкость Е-3. Техническая характеристика этих аппаратов приведена в таблице 30.

Расчетные показатели работы конденсационного оборудования колонны К-4 приведены в таблицах 39.

Расчетная тепловая нагрузка составляет холодильников-конденсаторов Х-4/1, Х-4/2, Х-4/3 – 1,982 Гкал/ч. Холодильники-конденсаторы Х -4/1, Х-4/2, Х-4/3 включены параллельно и имеют одинаковую площадь теплообмена, поэтому распределение тепловой нагрузки на охлаждение и конденсацию в этих аппаратах одинаковое.

Таблица 39 – Результаты поверочного расчета конденсаторов-холодильников Х-4/1 (Х-4/2, Х-4/3)

Показатель	Значение
Исходные данные	
Расход потока на входе в аппарат, кг/ч	20250/3=6750
Площадь теплообмена, м ²	302
Температура на входе в аппарат, °С	75
Температура на выходе из аппарата, °С	35
Тепловая нагрузка, Гкал/ч	1,982/3=0,661
Температура воды на входе в аппарат, °С	12
Результаты расчетов	
Средняя разность температур, °С	32
Коэффициент теплопередачи, ккал/(ч·м ² ·°С)	68,6
Расход воды, м ³ /ч	32,5
Линейная скорость воды в трубках, м/с	0,16

Резюме

Расчет системы конденсации колонны К-4 показал, что коэффициент теплопередачи холодильников-конденсаторов Х-4/1, Х-4/2, Х-4/3 составляет 68,6 ккал/(ч·м²·°С). Это значение говорит о том, что аппараты работают с резервом по площади теплообмена и расходу охлаждающей воды, который можно использовать при работе в летнее время.

5.4 Анализ эффективности конденсационного оборудования колонн К-9

Конденсация и охлаждение паров сверху колонны К-9 осуществляется параллельно в межтрубном пространстве конденсаторов-холодильников Х-20, Х-21/1 и Х-21/2, где ох-

Ив. № подл.	Подп. и дата
Ив. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Ив. № подл.
Ив. № подл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2	Лист
						77

лаждаются обратной водой 1 системы, и аппаратах воздушного охлаждения АВЗ-1 (3 секции), АВЗ-2 (2 секции), где происходит их конденсация, а после сконденсированная жидкость собирается в емкости Е-18. Техническая характеристика этих аппаратов приведена в таблице 30.

Расчетные показатели работы конденсационного оборудования колонны К-9 приведены в таблицах 40-41.

Расчетная тепловая нагрузка аппаратов воздушного охлаждения АВЗ-1 (3 секции) и АВЗ-2 (2 секции) составляет 1,558 Гкал/ч, холодильников-конденсаторов Х-20, Х-21/1 и Х-21/2 – 1,643 Гкал/ч. Суммарная тепловая нагрузка на все аппараты конденсационной системы колонны К-9 составляет – 3,201 Гкал/ч.

Таблица 40 – Результаты поверочного расчета аппаратов воздушного охлаждения АВЗ-1,2

Показатель	Значение для	
	АВЗ-1 (3 секции)	АВЗ-2 (2 секции)
Исходные данные		
Расход паров на входе в аппарат, кг/ч	9791	6527
Площадь теплообмена, м ²	3318	2212
Температура паров на входе в аппарат, °С	79	79
Температура продукта на выходе из аппарата, °С	45	45
Температура воздуха на входе, °С	10*	10*
Тепловая нагрузка, Гкал/ч	0,935	0,623
Результаты расчетов		
Температура воздуха на выходе из аппарата, °С	19	16
Средняя разность температур, °С	46,6	47,8
Коэффициент теплопередачи, ккал/(ч·м ² ·°С)	6,2	7
Скорость паров на входе в аппарат, м/с	3,64	3,64
Скорость потока на выходе из аппарата, м/с	0,060	0,06
* – принята температура на дату проведения обследования установки (21.09.2016)		

Таблица 41 – Результаты поверочного расчета конденсаторов-холодильников Х-20, Х-21/1, Х-21/2

Показатель	Значение для		
	Х-20	Х-21/1	Х-21/2
Исходные данные			
Расход потока на входе в аппарат, кг/ч	8159	4079	4079
Площадь теплообмена, м ²	552	300	271
Температура на входе в аппарат, °С	79	79	79
Температура на выходе из аппарата, °С	36	35	35
Тепловая нагрузка, Гкал/ч	0,819	0,412	0,412
Температура воды на входе в аппарат, °С	12	12	12
Результаты расчетов			
Средняя разность температур, °С	35	34	34
Коэффициент теплопередачи, ккал/(ч·м ² ·°С)	43,9	40	44,7
Расход воды, м ³ /ч	42,4	21,6	21,6
Линейная скорость воды в трубках, м/с	0,245	0,133	0,133

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лист

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл

ИЗВ. № 1

ИЗВ. № 1

ИЗВ. № 1

ИЗВ. № 1

ИЗВ. № 1

ИЗВ. № 1

Таблица 43 – Результаты поверочного расчета конденсатора-холодильника Х-22

Показатель	Значение
Исходные данные	
Расход потока на входе в аппарат, кг/ч	15330
Площадь теплообмена, м ²	566
Температура на входе в аппарат, °C	107
Температура на выходе из аппарата, °C	46,7
Тепловая нагрузка, Гкал/ч	1,632
Температура воды на входе в аппарат, °C	12
Результаты расчетов	
Средняя разность температур, °C	53
Коэффициент теплопередачи, ккал/(ч·м ² ·°C)	54,4
Расход воды, м ³ /ч	86,5
Линейная скорость воды в трубах, м/с	0,47

Расчетная тепловая нагрузка аппаратов воздушного охлаждения АВЗ-1 (3 секции) и АВЗ-2 (4 секции) составляет 2,422 Гкал/ч, холодильника-конденсатора Х-22 – 1,632 Гкал/ч. Суммарная тепловая нагрузка на все аппараты конденсационной системы колонны К-10 составляет – 4,054 Гкал/ч.

Поскольку аппараты воздушного охлаждения АВЗ-1 (3 секции), АВЗ-2 (4 секции) включены параллельно, распределение тепловой нагрузки между ними рассчитано пропорционально их площади.

Резюме

ные как в АВЗ-1, так и в АВЗ-2, что затрудняет поддержание оптимального режима работы каждого из этих аппаратов.

2. Для конденсации паров колонны К-9 используется схема с параллельным включением пяти аппаратов: АВЗ-1 (три секции), АВЗ-2 (2 секции), холодильники водяного охлаждения (Х-21/1, Х-21/2, Х-20), расположенные на разных отметках. Это затрудняет регулирование их работы для обеспечения требуемой (40 °С) температуры на выходе из всех этих аппаратов, при которой обеспечивается полная конденсация паров фракции НК-62 °С перед поступлением в емкость Е-18.

3. Для конденсации паров колонны К-10 используется схема с параллельным включением трех аппаратов, включенных параллельно: АВЗ-1 (три секции), АВЗ-2 (4 секции) и конденсатора водяного охлаждения Х-22. Это затрудняет регулирование их работы для обеспечения температуры 45-50 °С для полной конденсации паров фракции 62-105 °С перед поступлением в емкость Е-17.

Предлагается выполнить переобвязку аппаратов воздушного охлаждения АВЗ-1 и АВЗ-2 с выделением для конденсации паров колонны К-9 аппарата АВЗ-2, а для конденсации паров колонны К-10 – аппарата АВЗ-1.

5.7 Вывод

Анализ конденсационного оборудования ректификационных колонн установки АВТ-4 показал, что:

- в конденсационной системе колонны К-1 отсутствует резерв по поверхности теплообмена АВЗ-3, что при работе в летний период увеличивает тепловую нагрузку на холодильники-конденсаторы Х-1/3, Х-1/4, Х-1/5 и расход охлаждающей воды.
- конденсационные системы колонн К-2, К-4, К-9 и К-10 работают с хорошим резервом по площади теплообмена аппаратов и расходу охлаждающей воды.
- существующая схема обвязки конденсационных систем колонн К-9 и К-10 имеет ряд существенных недостатков, исключение которых нормализуют эксплуатацию этих конденсаторов-холодильников, что позволит улучшить работу ректификационных колонн К-9 и К-10.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	АВТ-4 показал, что:					
					– в конденсационной системе колонны К-1 отсутствует резерв по поверхности теплообмена АВЗ-3, что при работе в летний период увеличивает тепловую нагрузку на холодильники-конденсаторы Х-1/3, Х-1/4, Х-1/5 и расход охлаждающей воды.					
					– конденсационные системы колонн К-2, К-4, К-9 и К-10 работают с хорошим резервом по площади теплообмена аппаратов и расходу охлаждающей воды.					
					– существующая схема обвязки конденсационных систем колонн К-9 и К-10 имеет ряд существенных недостатков, исключение которых нормализуют эксплуатацию этих конденсаторов-холодильников, что позволит улучшить работу ректификационных колонн К-9 и К-10.					
					Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2					Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						81

6 Оптимизация схемы теплообмена для технического перевооружения установки АВТ-4

Для технического перевооружения установки АВТ-4 предложены изменения схемы теплообмена, которые включают переобвязку трубопроводами теплообменников как до блока ЭЛОУ, так и после блока ЭЛОУ. Переобвязка этих теплообменников осуществляется как по нефти, так и по теплоносителям. Ниже приведена схема переобвязки теплообменников (рисунки 6 и 7) и описание этих схем подогрева потоков сырой и обессоленной нефти. Характеристика потоков нефти и теплоносителей для схемы технического перевооружения блока теплообмена установки АВТ-4 приведена в таблице 44. Характеристика потоков теплоносителей для проведения ПИНЧ-анализа приведена в таблице 45.

Блок теплообмена для нагрева потоков сырой нефти до ЭЛОУ

Нагрев первого потока сырой нефти

По фактической работе первый поток сырой нефти подогревается в шести теплообменниках.

Предлагается сохранить на этом потоке сырой нефти прежние теплообменники. Поток фракции 140-240 °С охлаждается только в теплообменниках Т-1/1, Т-1/2. Освободившейся теплообменник Т-1/3 переобвязывается для рекуперации тепла циркуляционного орошения колонны К-1. Сохраняется подача в качестве теплоносителя в теплообменники Т-2, Т-3/1, Т-3/2 потока 1 ЦО колонны К-2.

Нагрев второго потока сырой нефти

По фактической работе второй поток сырой нефти подогревается в шести теплообменниках.

Предлагается увеличить поверхность теплообмена для нагрева этого потока сырой нефти.

В первый по ходу потока сырой нефти теплообменник - Т-4/1 вместо потока мазута направляется другой теплоноситель - объединенный поток фракции 240-300 °С. Затем поток сырой нефти направляется в теплообменник - Т-5, в котором в качестве теплоносителя сохраняется 1-й поток мазута. Следующий теплообменник для нагрева потока нефти - Т-4/2, в котором в качестве теплоносителя сохраняется 1 ЦО колонны К-2. Далее этот поток сырой нефти направляется в теплообменник Т-1/5, в качестве теплоносителя в этот теплообменник направляется поток ВЦО колонны К-2. Затем поток сырой нефти из теплообменника Т-1/5 направляется в теплообменник Т-6/1 и далее нагревается по существующей схеме. В качестве теплоносителя в теплообменник Т-6/1 направляется 1-й поток мазута из теплообменника Т-27/4 (с блока ПТК). В

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2					Лист
										82
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

теплообменники Т-6/2 и Т-7/1 сохраняется существующая схема подачи теплоносителя - фракции 300-350 °С.

Нагрев третьего потока сырой нефти

По фактической работе третий поток сырой нефти нагревается в семи теплообменниках до высокой температуры - 135,8 °С.

Поэтому предлагается на этом потоке сырой нефти сократить число используемых теплообменников, а освободившиеся теплообменники Т-10/2 и Т-11 использовать для подогрева потока обессоленной нефти.

Сохраняется существующая обвязка оставшихся теплообменников Т-7/2, Т-8, Т-9/1, Т-9/2, Т-10/1 как по потоку обессоленной нефти, так и по теплоносителям. В теплообменнике Т-10/1 теплоноситель - второй поток мазута поступает из теплообменника Т-10/2, который предлагается использовать для нагрева 1 потока обессоленной нефти.

Блок теплообмена для нагрева потоков обессоленной нефти

Предлагается нагрев обессоленной нефти организовать четырьмя потоками.

Поток нефтяного орошения колонны К-1 будет последовательно нагреваться в двух существующих теплообменниках Т-17, Т-18/1. В качестве теплоносителя в этих теплообменниках сохраняется подача фракции 240-300 °С из теплообменника Т-18/2.

Нагрев первого потока обессоленной нефти

По фактической работе первый поток обессоленной нефти нагревается в шести теплообменниках.

По предлагаемому варианту работы на этом потоке обессоленной нефти сохраняется прежнее число теплообменников - шесть штук.

Вместо теплообменников Т-17, Т-18, которые используются для нагрева потока нефтяного орошения колонны К-1, первый поток нефти направляется в освободившиеся теплообменники Т-10/2, Т-11, в которые в качестве теплоносителя направляется 2-й поток мазута из теплообменника Т-22/4 (или из теплообменника Т-27/2). Затем из теплообменника Т-11 поток обессоленной нефти поступает в теплообменник Т-18/2, обвязка которого как по нефти, так и по теплоносителю (первый поток фракции 240-300 °С) сохраняется существующей. Следующие по ходу нагрева потока обессоленной нефти теплообменники Т-22/4 и Т-22/5 переобвязываются под охлаждение второго потока мазута из теплообменника Т-27/1. Через эти теплообменники мазут проходит противотоком потоку обессоленной нефти. Сохраняется существующая обвязка теплообменника Т-27/1.

Нагрев второго потока обессоленной нефти

По фактической работе второй поток обессоленной нефти подогревается в пяти

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	<u>Нагрев первого потока обессоленной нефти</u>					
					По фактической работе первый поток обессоленной нефти нагревается в шести теплообменниках.					
					По предлагаемому варианту работы на этом потоке обессоленной нефти сохраняется прежнее число теплообменников - шесть штук.					
Вместо теплообменников Т-17, Т-18, которые используются для нагрева потока нефтяного орошения колонны К-1, первый поток нефти направляется в освободившиеся теплообменники Т-10/2, Т-11, в которые в качестве теплоносителя направляется 2-й поток мазута из теплообменника Т-22/4 (или из теплообменника Т-27/2). Затем из теплообменника Т-11 поток обессоленной нефти поступает в теплообменник Т-18/2, обвязка которого как по нефти, так и по теплоносителю (первый поток фракции 240-300 °С) сохраняется существующей. Следующие по ходу нагрева потока обессоленной нефти теплообменники Т-22/4 и Т-22/5 переобвязываются под охлаждение второго потока мазута из теплообменника Т-27/1. Через эти теплообменники мазут проходит противотоком потоку обессоленной нефти. Сохраняется существующая обвязка теплообменника Т-27/1.										
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	<u>Нагрев второго потока обессоленной нефти</u>					
					По фактической работе второй поток обессоленной нефти подогревается в пяти					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2					Лист
										83

теплообменниках.

Предлагается изменить последовательность прохождения потока обессоленной нефти через теплообменники. Первоначально поток обессоленной нефти проходит теплообменник Т-21, где нагревается потоком фракции 300-350 °С из теплообменника Т-23. Затем поток обессоленной нефти направляется в теплообменник Т-20, где нагревается потоком 3 ЦО колонны К-2 из теплообменника Т-24, а далее в теплообменник Т-19, где нагревается потоком 2 ЦО колонны К-2 (от Н-11,13). Из теплообменника Т-19 поток обессоленной нефти направляется в теплообменник Т-23, а затем в Т-22/6. Сохраняется обвязка этих теплообменников по потокам теплоносителей (соответственно, фракция 300-350 °С и 1 поток мазута).

Нагрев третьего потока обессоленной нефти

По фактической работе на третьем потоке обессоленной нефти установлено шесть теплообменников.

Предлагается изменить обвязку этих теплообменников по потоку обессоленной нефти при сохранении обвязки по потокам теплоносителей.

После переобвязки теплообменников поток обессоленной нефти первоначально проходит теплообменник Т-22/1, далее Т-24, а затем Т-25/2. Из теплообменника Т-25/2 поток обессоленной нефти последовательно проходит через теплообменники Т-22/2, Т-22/3 и Т-26. Обвязка по теплоносителю теплообменников Т-22/1, Т-22/2, Т-22/3 сохраняется существующей – теплоноситель первый поток мазута. Сохраняется существующая обвязка теплообменников Т-24, Т-25/2, Т-26 по теплоносителю – потоку 3 ЦО колонны К-2.

Выполнен ПИНЧ-анализ предлагаемой схемы технического перевооружения установки АВТ-4 для определения эффективности рекуперации тепла горячих потоков. В таблице 46 приведены исходные данные для построения составных кривых холодных и горячих потоков. Для каждого холодного и горячего потока приведены температуры входа и выхода из схемы теплообмена для нагрева нефти, а также указано количество переданного тепла (ΔH).

В предлагаемой схеме теплообмена рекупируется 91192,7 кВт тепла. Ниже на рисунке 8 приведены составные кривые при значении пинча 53,9 °С. Пинч локализуется при температурах 109,6°С и 163,5 °С для холодных и для горячих потоков соответственно. При этом величина теплосъема составила 4581 кВт, что соответствует фактическому теплосъему в холодильниках воздушного и водяного охлаждения: АВГ-1, Х-9, Х-11, Х-18/3, Х-8/1, Х-8/2.

Ив. № подл.	Подп. и дата	Ив. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						84

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2

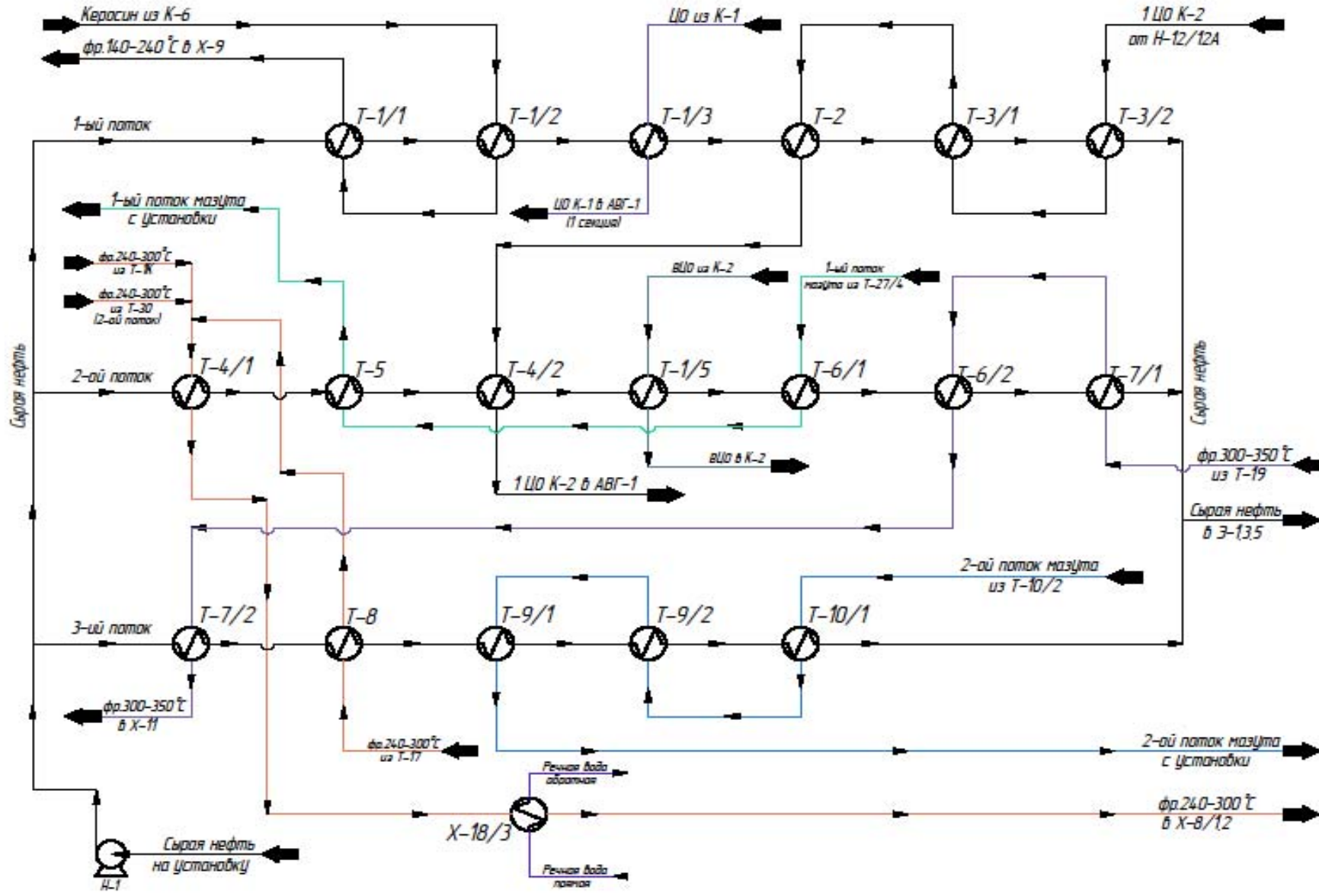


Рисунок 6 – Рекомендуемая схема переобвязки теплообменников для подогрева сырой нефти на установке АВТ-4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2				
86	Лист			

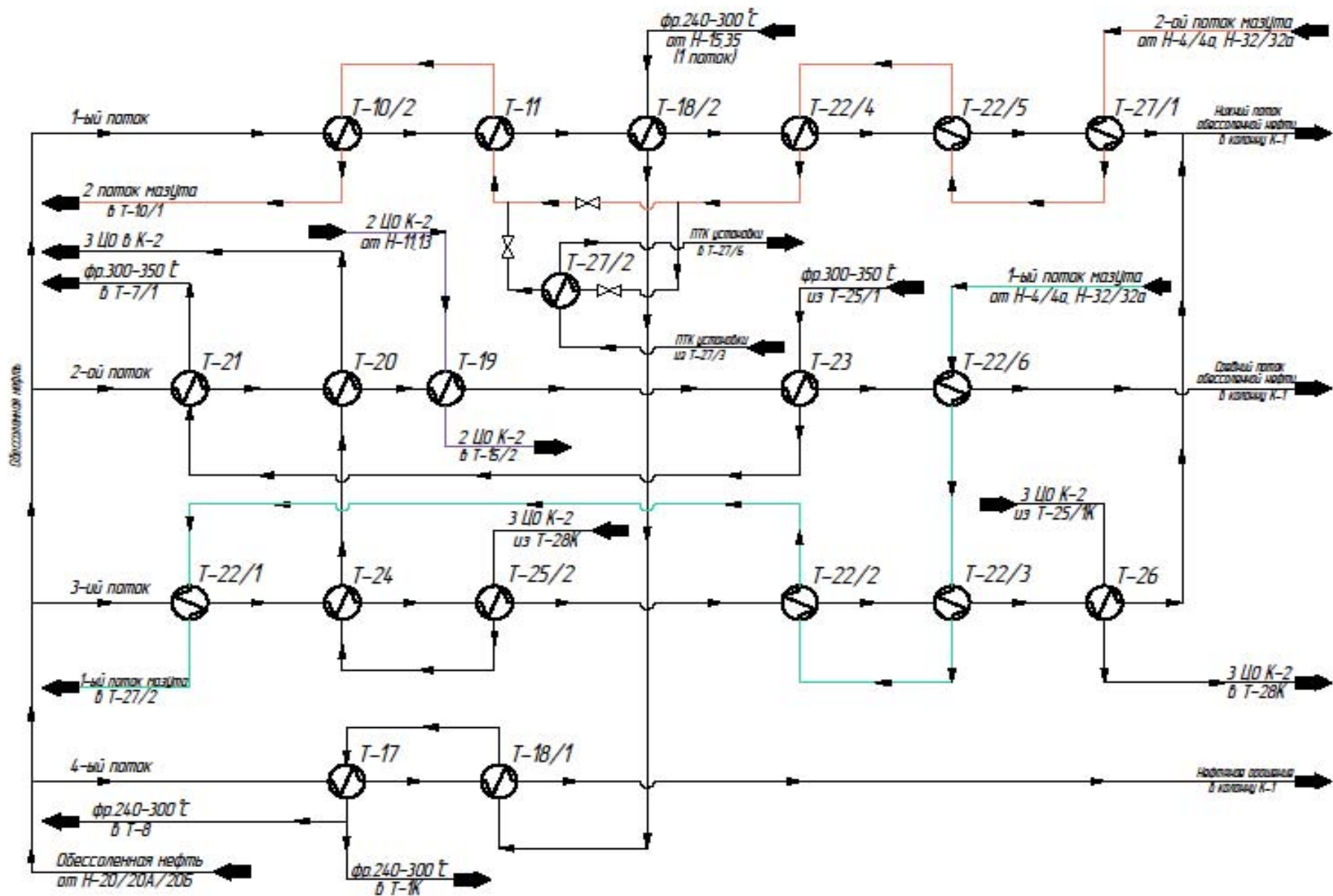


Рисунок 7 – Рекомендуемая схема переобвязки теплообменников для подогрева обессоленной нефти на установке АВТ-4

Изм.		Таблица 44 – Характеристика потоков нефти и теплоносителей для схемы технического перевооружения блока теплообмена установки АВТ-4									
Лист											
№ докум.											
Подп.											
Дата											
Отчет № ПМРА02-Р1601-1-ТР2	Наименование потока теплоносителя		Обозначение на схеме	Поверхность теплообмена, м²	Расход потока, кг/ч		Температура потока, °С				Количество передаваемого тепла, Гкал/ч
					нагреваемого	теплоносителя	нагреваемого		теплоносителя		
							на входе	на выходе	на входе	на выходе	
	Нагрев сырой нефти										
	1 поток сырой нефти										
	Фракция 140-240 °С		T-1/1	250	200000	62290	20,0	35,0	101,7	59,6	1,331
	Фракция 140-240 °С		T-1/2	413	200000	62290	35,0	62,0	173,0	101,7	2,512
	ЦО К-1		T-1/3	261	200000	90000	62,0	78,0	163,5	145,0	0,897
	1 ЦО К-2		T-2	250	200000	133500	78,0	90,0	158,6	142,9	1,201
	1 ЦО К-2		T-3/1	250	200000	133500	90,0	107,0	180,7	158,6	1,748
	1 ЦО К-2		T-3/2	250	200000	133500	107,0	126,5	205,5	180,7	2,074
	ИТОГО:										10,420
	2 поток сырой нефти										
	Фракция 240-300 °С		T-4/1	250	200000	89792	20,0	30,0	102,7	83,4	0,882
	1-ый поток мазута		T-5	413	200000	169696	30,0	50,1	120,0	99,0	1,832
	1 ЦО К-2		T-4/2	250	200000	133500	50,1	82,3	142,9	100,0	3,109
	ВЦО К-2		T-1/5	940	200000	126000	82,3	101,8	128,1	100,0	2,071
	1-ый поток мазута		T-6/1	257,2	200000	169696	101,8	117,3	138,0	120,0	1,625
	Фракция 300-350 °С		T-6/2	257,2	200000	54156	117,3	120,1	145,0	135,0	0,297
	Фракция 300-350 °С		T-7/1	250	200000	54156	120,1	124,4	160,0	145,0	0,455
ИТОГО:										10,188	
3 поток сырой нефти											
Фракция 300-350 °С		T-7/2	250	226270	54156	20,0	37,9	135,0	70,0	1,803	
Фракция 240-300 °С		T-8	250	226270	66792	37,9	60,0	159,9	95,5	2,329	
2-ой поток мазута		T-9/1	250	226270	169696	60,0	77,0	120,3	99,0	1,864	
2-ой поток мазута		T-9/2	250	226270	169696	77,0	97,0	145,3	120,3	2,276	
2-ой поток мазута		T-10/1	250	226270	169696	97,0	121,5	175,9	145,3	2,909	
ИТОГО:										11,181	
ИТОГО ДО БЛОКА ЭЛОУ:										31,789	
87	Лист										

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № ПМРА02-Р1601-1-ТР2																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
------	------	----------	-------	------	----------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.		
Лист		
№ докум.		
Подп.		
Дата		
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2		
89	Лист	

Таблица 45 –Характеристика потоков теплоносителей для проведения ПИНЧ-анализа

Поток теплоносителя	Расход, кг/ч	Температура в блоке теплообмена, °С		Переданное тепло, Гкал/час
		на входе	на выходе	
Керосин (К-3/1)	62290	173,0	50,0	4,133
T-1/2	62290	173,0	101,7	2,512
T-1/1	62290	101,7	59,6	1,331
X-9	62290	59,6	50,0	0,290
				Передано тепла нефти - 3,843
ЦО К-1	90000	163,5	135,0	1,554
T-1/3	90000	163,5	135,0	1,554
				Передано тепла нефти - 1,554
Дизельное топливо К-3/2	89792	244,7	56,0	9,544
T-27/7	8000	244,7	227,0	0,091
T-30	8000	227,0	161,4	0,318
T-18/2	81792	244,7	204,4	2,092
T-18/1	81792	204,4	182,0	1,106
T-17	81792	182,0	159,9	1,057
T-8	66792	159,9	95,5	2,329
T-4/1	81792	102,7	83,4	0,882
T-1К	15000	159,9	101,4	0,477
X-18/3	89792	83,4	56,1	1,185
X-8/1	89792	56,1	56,0	0,007
X-8/2	89792	56,0	56,0	0,000
				Передано тепла нефти - 7,466
Дизельное топливо К-3/3	54156	291,6	56,5	7,367
T-25/1	54156	291,6	237,8	1,926
T-23	54156	237,8	207,0	1,041
T-19	54156	207,0	160,0	1,497
T-7/1	54156	160,0	145,0	0,455
T-6/2	54156	145,0	135,0	0,297

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.			Поток теплоносителя	Расход, кг/ч	Температура в блоке теплообмена, °С		Переданное тепло, Гкал/час
Лист					на входе	на выходе	
№ докум.			Т-7/2	54156	135,0	70,0	1,803
			Х-11	54156	70,0	56,5	0,348
							Передано тепла нефти - 5,093
Подп.			ВЦО К-2	126000	128,1	80,0	3,334
			Т-1/5	126000	128,1	100,0	1,988
Дата			Водяной холодильник	126000	100,0	80,0	1,346
							Передано тепла нефти - 1,988
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2			1 ЦО К-2	133500	205,9	90,0	8,822
			Т-3/2	133500	205,9	180,7	2,074
			Т-3/1	133500	180,7	158,6	1,748
			Т-2	133500	158,6	142,9	1,201
			Т-4/2	133500	142,9	100,0	3,109
			АВГ-1	133500	100,0	90,0	0,690
							Передано тепла нефти - 8,132
			2 ЦО К-2	140000	271,7	200,0	6,419
			Т-21	140000	271,4	263,0	0,813
			Т-15	140000	263,0	235,0	2,555
			Т-15/2а	140000	235,0	220,0	1,327
			Т-15/1	140000	220,0	200,0	1,724
							Передано тепла нефти - 0,813
			3 ЦО К-2	140000	313,5	210,0	9,529
			Т-25/1	140000	313,5	299,0	1,413
			Т-26	140000	299,0	280,0	1,814
			Т-28К	140000	280,0	271,5	0,798
			Т-25/2	140000	271,5	254,3	1,589
			Т-24	140000	254,3	242,9	1,032
			Т-20	140000	242,9	210,0	2,883
							Передано тепла нефти - 7,318
90	Лист						

Таблица 46 – Исходные данные для ПИНЧ-анализа предлагаемой схемы переобвязки теплообменников для технического перевооружения установки АВТ-4

Наименование	Температура входа, °С	Температура выхода, °С	ΔН, кВт
Горячие потоки			
1 поток мазута после Т-27/4	138,0	99,1	4019,8
Керосин с куба К-6	173,0	50,0	4806,7
1 ЦО К-2	205,9	90,0	10258,8
ВЦО К-2	128,1	80,0	3877,3
Объединенный поток фр. 240-300 с Т-1к и Т-30	123,0	56,0	904,9
Фр. 300-350 после Т-19	160,0	56,49	3375,7
Фракция 240-300 после Т-17	159,9	56,0	4216,6
Мазут 2 поток	175,9	98,97	8197,8
1 ЦО К-1	163,5	135,0	1807,1
Мазут 2 поток до Т-10/1	343,9	175,9	21330,4
Фракция 240-300 (до разветвления)	244,7	159,9	4949,5
3 ЦО К-2 из Т-28К	271,5	210,0	6401,0
2 ЦО К-2 из Т-15/2	271,7	263,0	945,7
Фр. 300-350 из Т-25/1	237,8	160,0	2951,7
1 поток мазута	343,9	224,5	15537,9
3 ЦО К-2 из Т-25/1К до Т-28К	299,0	280,0	2109,5
Холодные потоки			
Нефть до ЭЛОУ	20,0	124,0	36967,1
Нефть после ЭЛОУ	112,0	228,5	54308,9

Резюме

Таким образом, в результате переобвязки теплообменников, рекуперация тепла для нагрева потоков сырой и обессоленной нефти увеличивается на 9,624 Гкал/ч по сравнению с фактической работой установки АВТ-4.

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

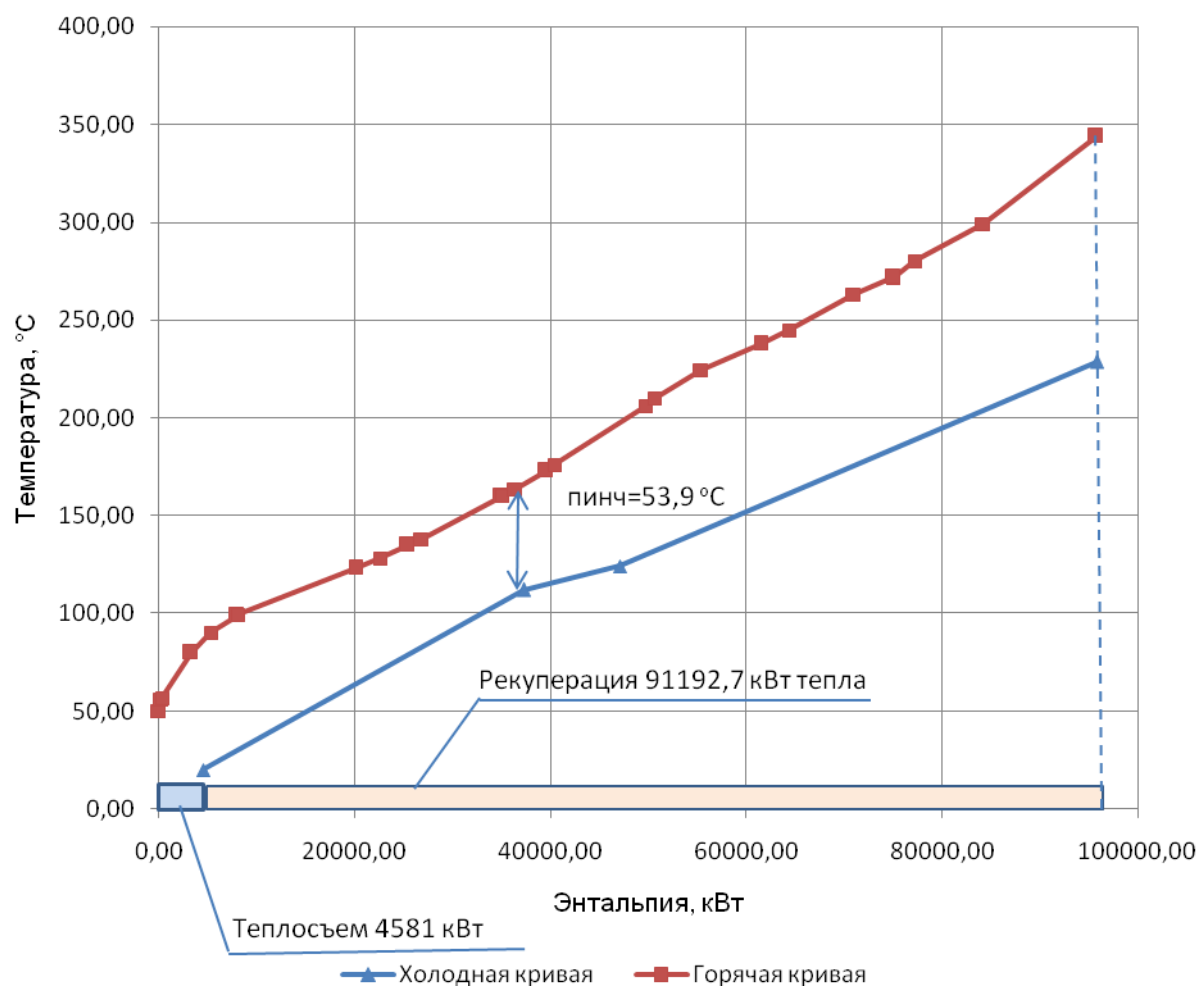


Рисунок 8 – Составные кривые горячих и холодных потоков предлагаемой схемы переобвязки теплообменников для технического перевооружения установки АВТ-4

Инв. № подл.	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата
Изм.	Лист
№ докум.	Подп.
Дата	Дата

Заключение

1. Выполнен расчетный анализ фактической работы установки АВТ-4, в ходе которого определены фракционирующие способности ректификационных колонн К-1, К-2, К-4, К-9, и К-10.

2. По результатам энерготехнологического обследования блока подогрева нефти установки АВТ-4 и расчета характеристик теплообмена в каждом аппарате, определены степень загрязнения поверхности теплообмена.

3. Выполнен ПИНЧ-анализ блока подогрева нефти по фактической работе установки АВТ-4.

4. Синтезирована схема переобвязки теплообменников для варианта технического перевооружения установки АВТ-4. Расчет определены показатели работы теплообменников в этой схеме. В результате переобвязки теплообменников, рекуперация тепла для нагрева потоков сырой и обессоленной нефти увеличивается на 9,624 Гкал/ч по сравнению с фактической работой установки АВТ-4.

5. Для предлагаемого варианта переобвязки теплообменников в соответствии с методологией ПИНЧ-анализа построены составные кривые горячих и холодных потоков. Пинч (53,9 °С) локализуется при температурах 109,6°С и 163,5 °С для холодных и для горячих потоков. Это значение пинча значительно меньше (на 17,8 °С), чем при фактической работе установки АВТ-4.

6. На техническом совещании, которое состоялось в ОАО «Славнефть-ЯНОС» 29.11.2016 г., была проведена презентация результатов работы, выполненной ООО «ИМПА Инжиниринг» по проведению ПИНЧ-анализа и разработке предложений по техническому перевооружению установки АВТ-4 цеха № 1 (этап №2 договора № 13Д00864/16). Протокол совещания приведен в Приложении Б.

Инв. № подл	Подп. и дата		Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Инв. № подл	<div>Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2</div>					Лист
												94
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата								

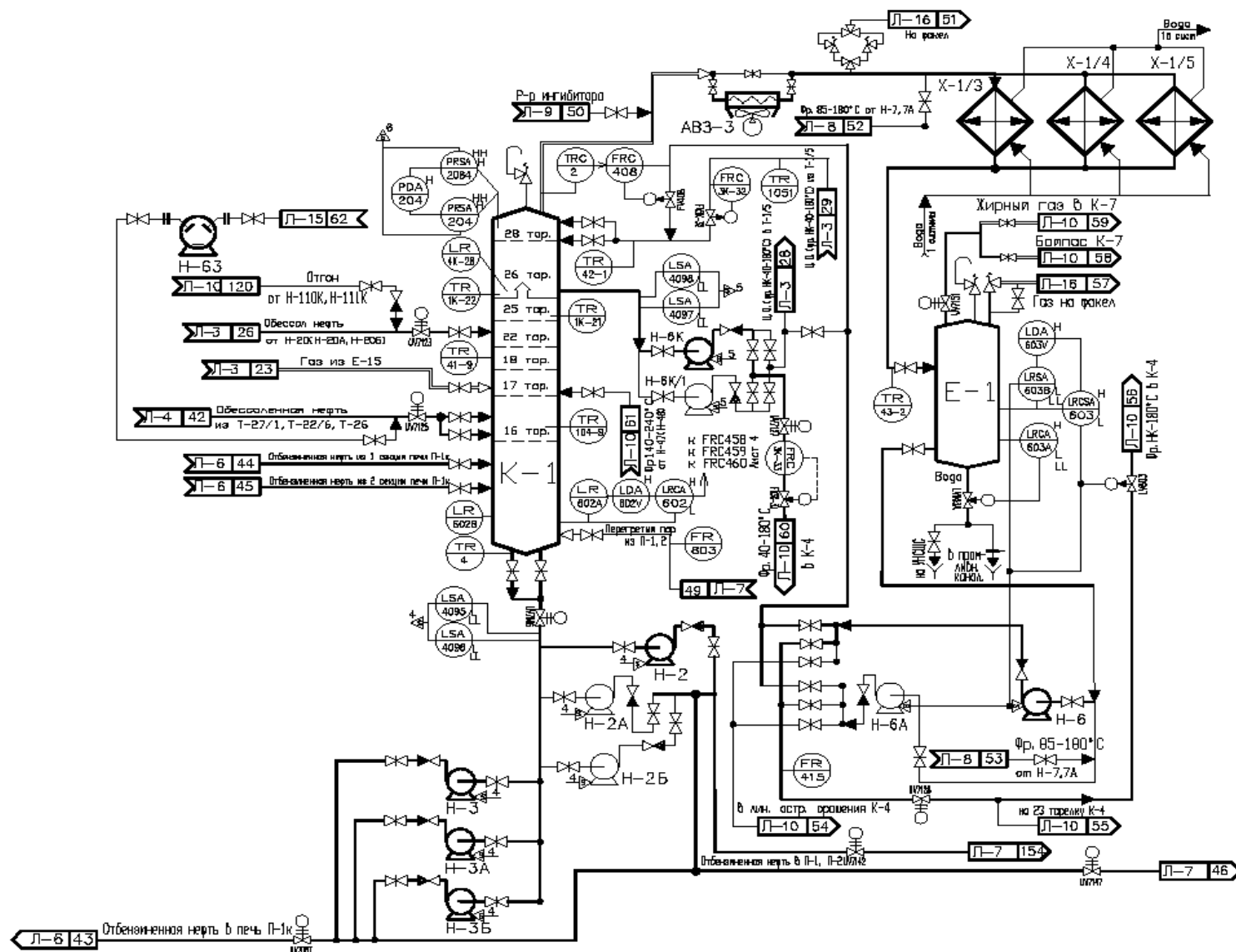
Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Инв. № подл

рячих потоков. Это значение пинча значительно меньше (на 17,8 °С), чем при фактиче-
ской работе установки АВТ-4.

6. На техническом совещании, которое состоялось в ОАО «Славнефть-ЯНОС» 29.11.2016 г., была проведена презентация результатов работы, выполненной ООО «ИМПА Инжиниринг» по проведению ПИНЧ-анализа и разработке предложений по техническому перевооружению установки АВТ-4 цеха № 1 (этап №2 договора № 13Д00864/16). Протокол совещания приведен в Приложении Б.

					Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

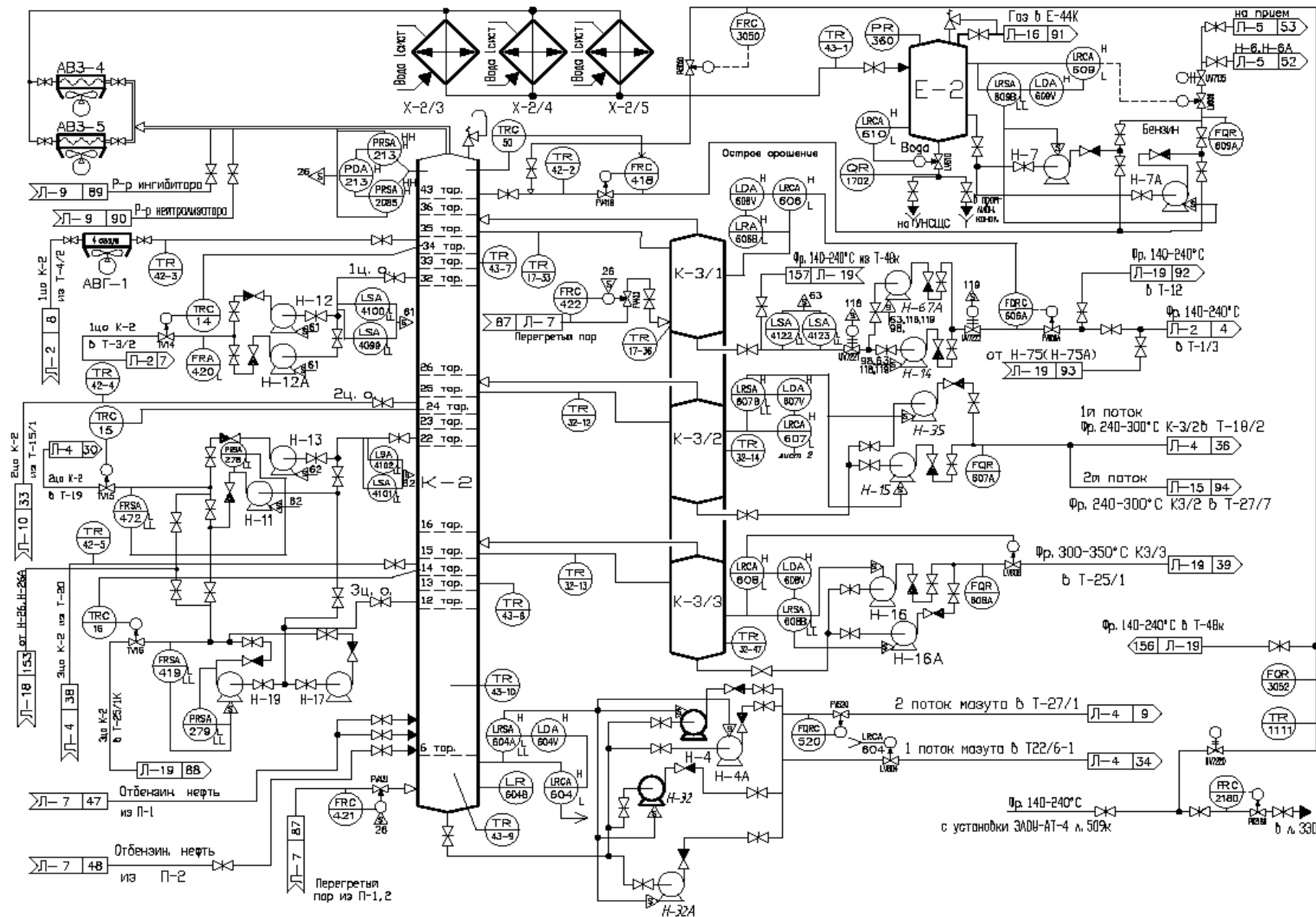
Принципиальные технологические схемы блоков установки АВТ-4
Технологическая схема колонны К-1 атмосферного блока установки АВТ-4



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

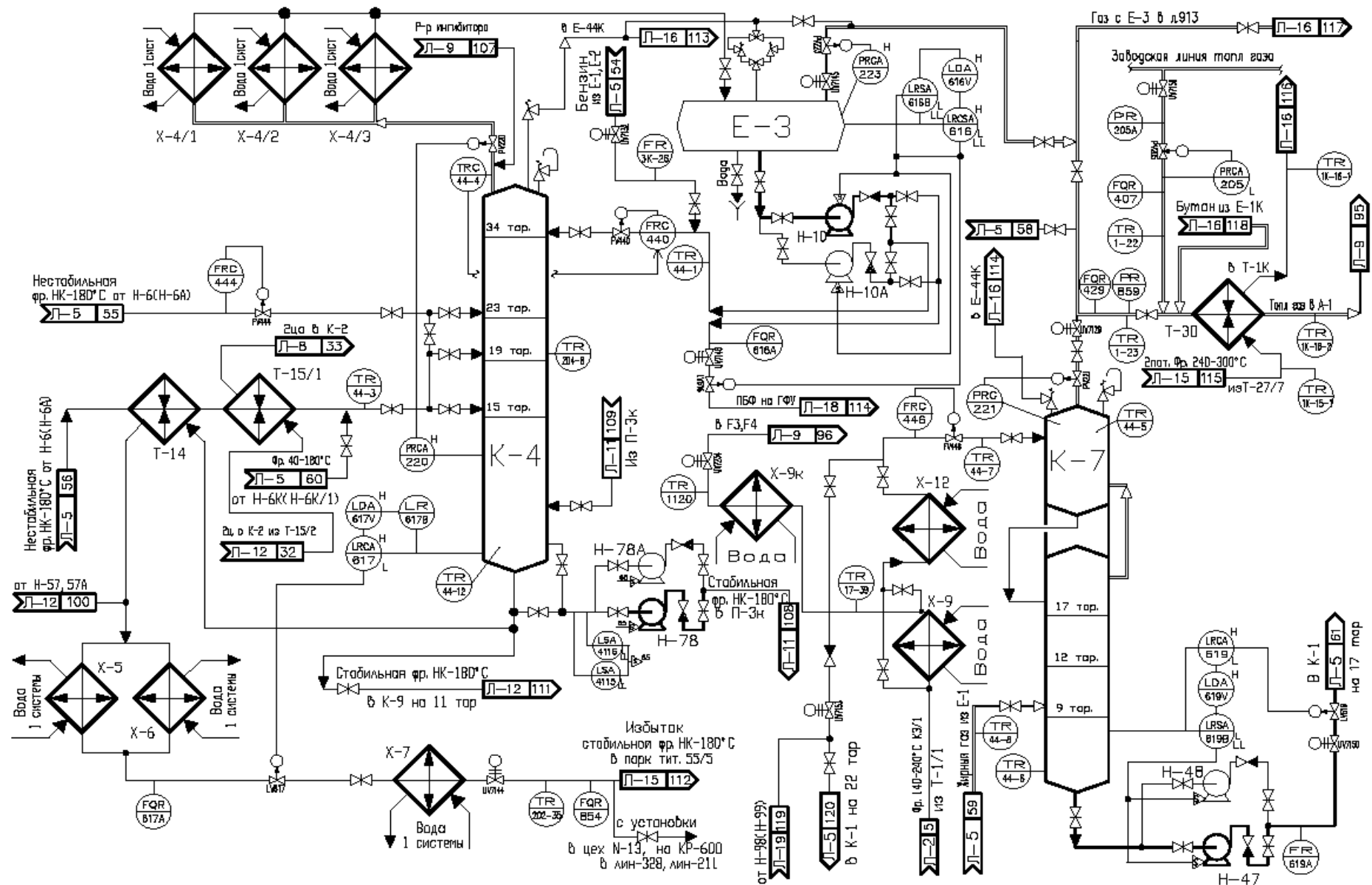
Технологическая схема колонн К-2, К-3/1,2,3 атмосферного блока установки АВТ-4



Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2

					Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Технологическая схема колонн К-4, К-7 блока разделения бензинов установки АВТ-4

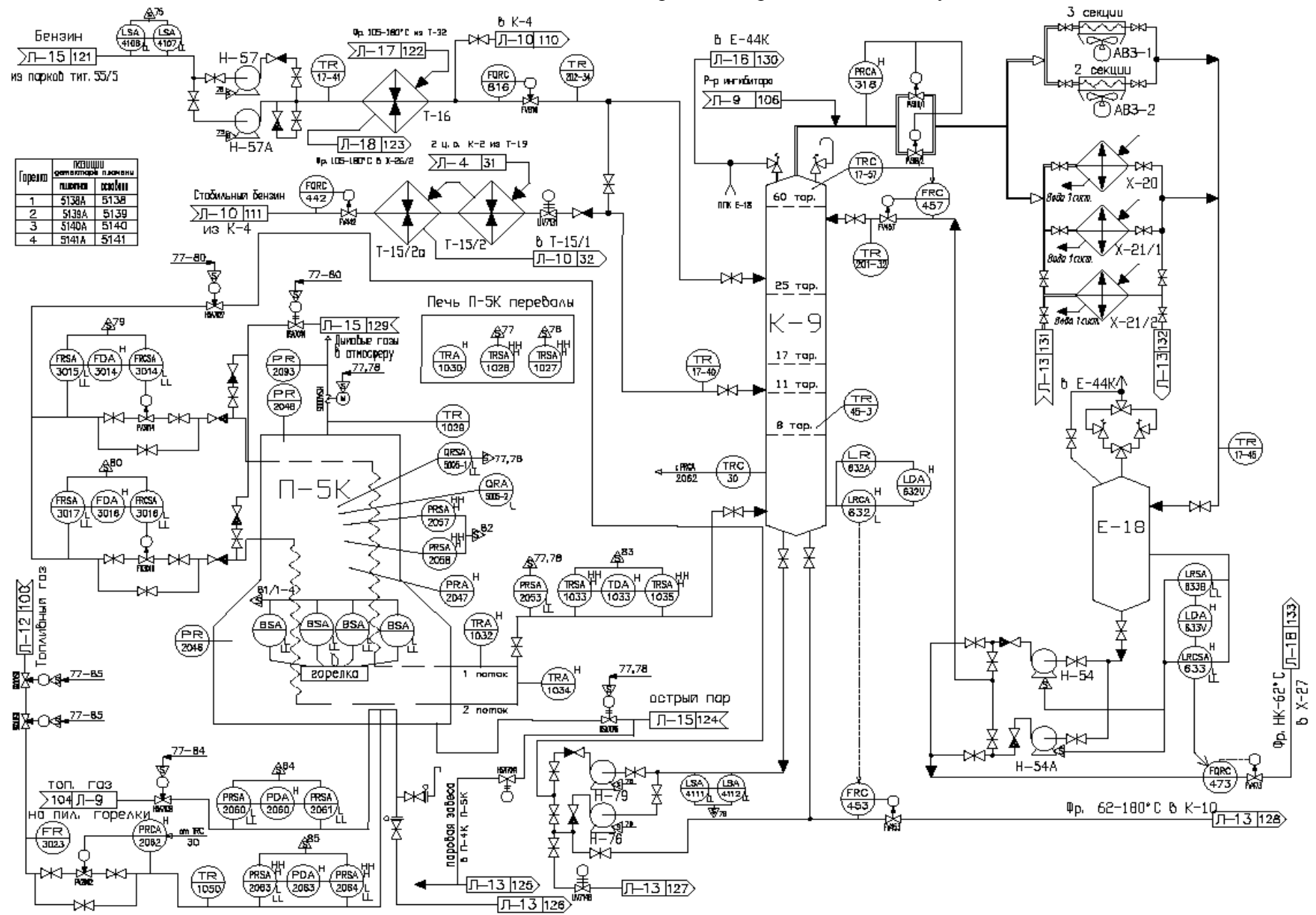


Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2	
Лист	98

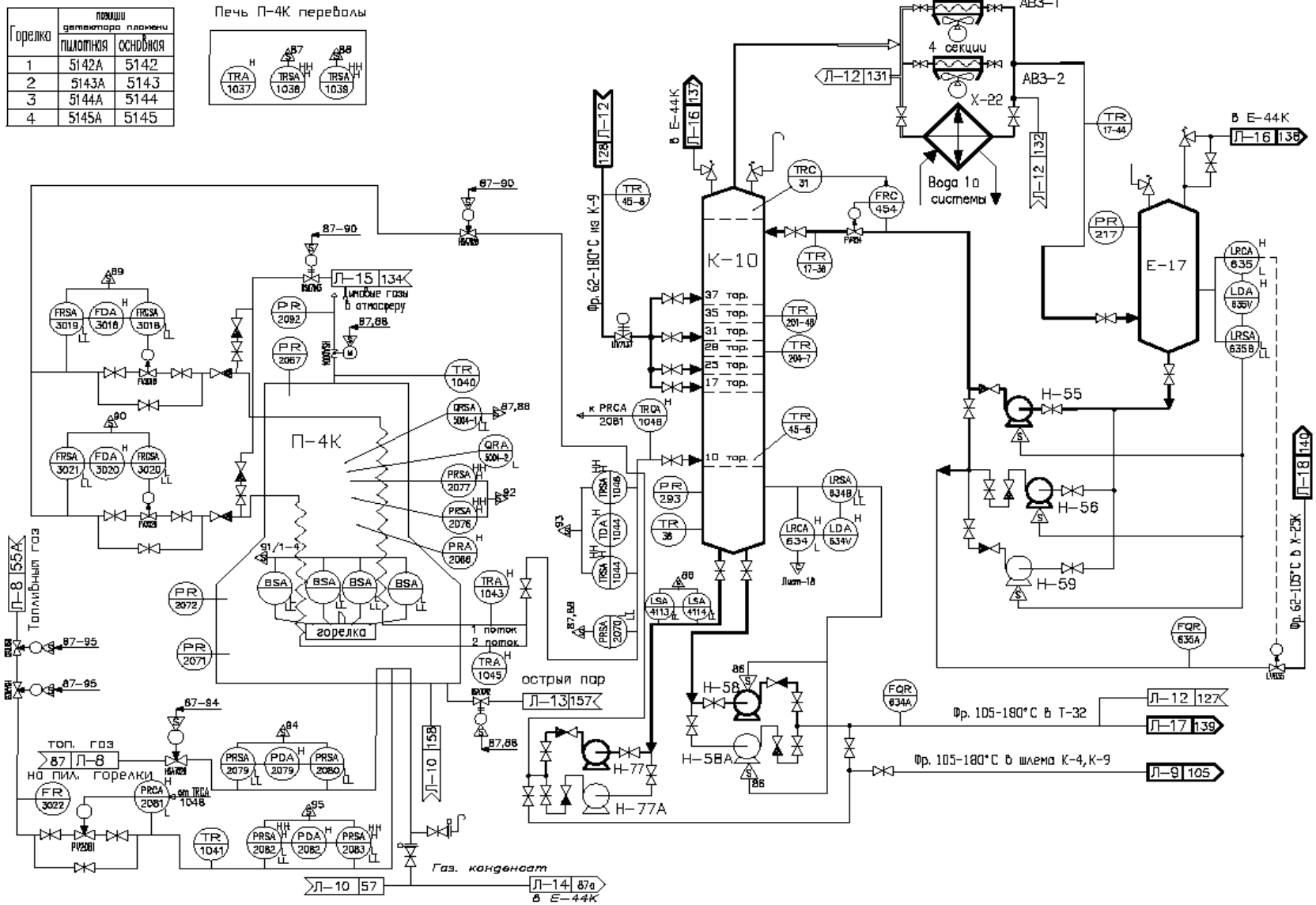
Технологическая схема колонны К-9 блока вторичной перегонки бензинов установки АВТ-4



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2	
Лист	99

Технологическая схема колонны К-10 блока вторичной перегонки бензинов установки АВТ-4

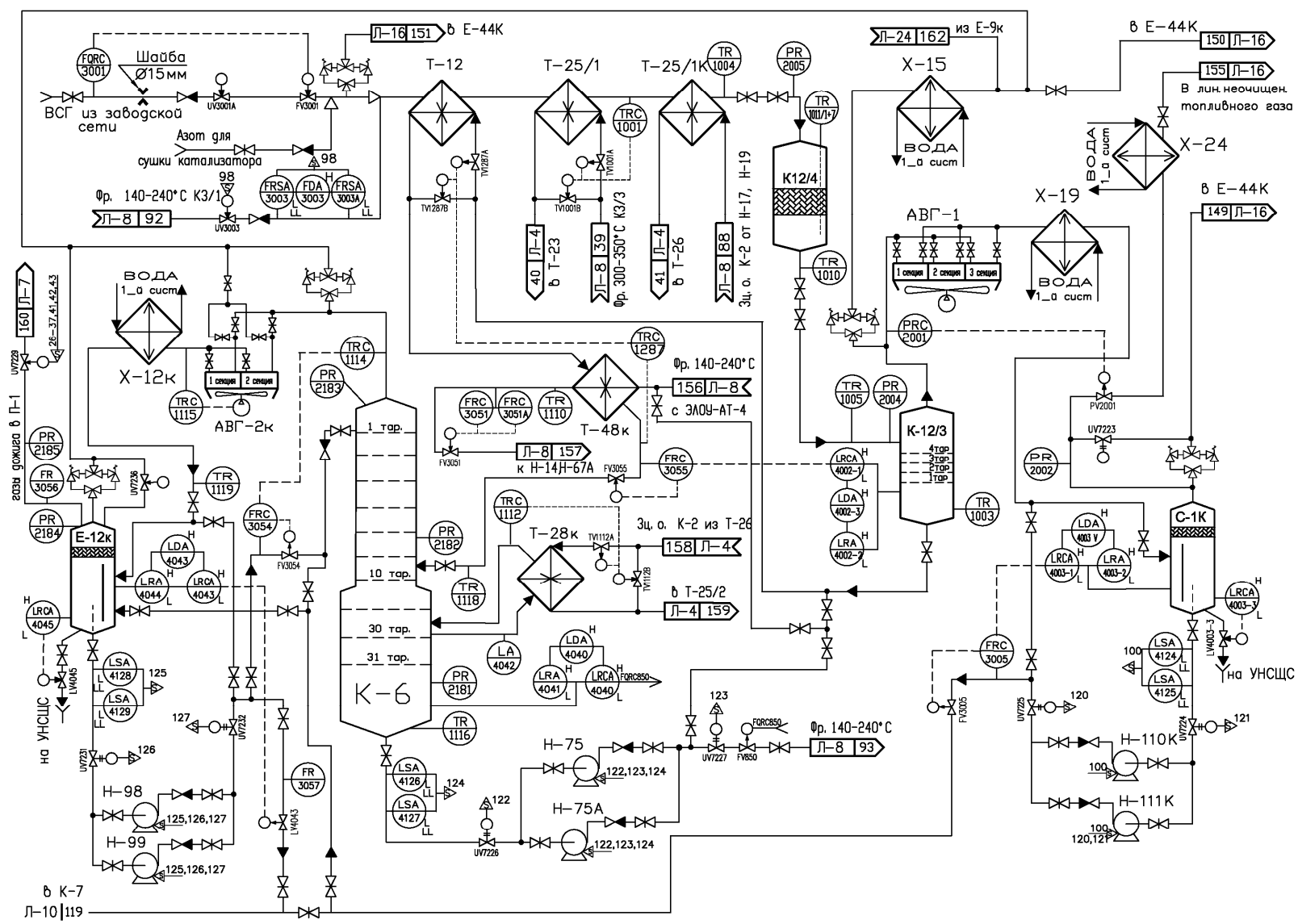


Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2	Лист
100	

Технологическая схема блока ГДМ



					Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

[illegible]

Примечание
Нагрев нефти производится в трубном пространстве Т0

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

The diagram illustrates the oil desulfurization process, organized into three parallel flow streams (2-й, 1-й, 3-й потоки) moving from left to right.

- 2-й поток (Top Stream):** Starts with a pump (FRC 459) and a tank (L-8 30) receiving oil from H-13KH-11. It passes through heat exchangers T-19, T-20, T-21, T-23, and T-22/6. A tank (L-12 31) feeds into T-19. A tank (L-19 40) feeds into T-21. A tank (L-8 34) feeds into T-22/6. The stream ends at a tank (L-8 41-8) labeled "Обессеренная нефть в К-1 на 16 тар" (Desulfurized oil to K-1 on 16th tray).
- 1-й поток (Middle Stream):** Starts with a pump (FRC 458) and a tank (L-8 36) receiving oil from H-15KH-35. It passes through heat exchangers T-17, T-18/1, T-18/2, T-22/4, T-22/5, and T-27/1. A tank (L-16 37) feeds into T-17. A tank (L-2 15) feeds into T-18/2. A tank (L-17 10) feeds into T-27/1. The stream ends at a tank (L-8 41-7) labeled "Обессеренная нефть в К-1 на 16 тар" (Desulfurized oil to K-1 on 16th tray).
- 3-й поток (Bottom Stream):** Starts with a pump (FRC 460) and a tank (L-19 159) receiving oil from H-20KH-20A, H-20B. It passes through heat exchangers T-22/1, T-22/2, T-22/3, T-24, T-25/2, and T-26. A tank (L-17 35) feeds into T-22/1. A tank (L-19 158) feeds into T-26. A tank (L-19 41) feeds into T-26. The stream ends at a tank (L-3 27) labeled "Обессеренная нефть в К-1 на 16 тар" (Desulfurized oil to K-1 on 16th tray).

Additional components include various tanks (L-8, L-12, L-19, L-16, L-2, L-17, L-19, L-3), heat exchangers (T-19, T-20, T-21, T-23, T-22/6, T-17, T-18/1, T-18/2, T-22/4, T-22/5, T-27/1, T-22/1, T-22/2, T-22/3, T-24, T-25/2, T-26), and pumps (FRC 459, FRC 458, FRC 460). The diagram also shows temperature points (e.g., 240-300°C, 300-350°C) and flow directions indicated by arrows.

Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2

Приложение Б

(Обязательное)

Протокол №2

Совещания от 29 ноября 2016 г.

Протокол № 2

совещания от 29 ноября 2016 г.

по проведению ПИНЧ-анализа с целью улучшения теплообмена
установки АВТ-4 цеха № 1 ОАО "Славнефть-ЯНОС"

Присутствовали:

От ОАО "Славнефть-ЯНОС": Пискунов А.В., Фещенко М.П., Черный Д.В.,
Морозов А.Л., Спиридонов А.Н.

От ООО "ИМПА Инжиниринг": Нестеров И.Д., Зиганшин Р.Г.




Повестка совещания:

1. Презентация результатов работы, выполненной ООО "ИМПА Инжиниринг" по проведению ПИНЧ-анализа и разработке предложений по техническому перевооружению установки АВТ-4 цеха № 1.


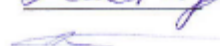
Обсудили и решили:

- 1) Представленные в презентации ООО "ИМПА Инжиниринг" результаты работ по проведению ПИНЧ-анализа и разработке предложений по техническому перевооружению установки АВТ-4 цеха №1 показывают техническую возможность повышения рекуперации тепла горячих потоков и увеличения отбора дизельного топлива на 1 % масс. на нефть при проведении значительного объема работ по переобвязке основного оборудования и замены тарелок в ключевых секциях ректификационных колонн К-1 и К-2.
- 2) целесообразно выполнить переобвязку конденсаторов-холодильников паров, выходящих через верх ректификационных колонн К-9 и К-10, что позволит увеличить выработку фракции нк-62 °С на 27,4 тыс. т в год.
- 3) ООО «ИМПА Инжиниринг» проработать альтернативные варианты технического перевооружения установки АВТ-4 для определения возможности сокращения затрат на переобвязке основного оборудования
- 4) ООО «ИМПА Инжиниринг» для технико-экономической оценки эффективности предлагаемых вариантов технического перевооружения установки АВТ-4 определить объем капитальных вложений для каждого из вариантов.

От ОАО "Славнефть-ЯНОС":
Заместитель главного инженера
по технологическим процессам
Начальник цеха №1
Ведущий инженер технолог ОПНР

 А.В. Пискунов
 М.П. Фещенко
 А.Н. Спиридонов

От ООО «ИМПА Инжиниринг»:
Ведущий инженер-технолог
Начальник технологического отдела

 И.Д. Нестеров
 Р.Г. Зиганшин

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP2	Лист
						103

**ПРОВЕДЕНИЕ ПИНЧ-АНАЛИЗА
С ЦЕЛЬЮ УЛУЧШЕНИЯ ТЕПЛООБМЕНА
УСТАНОВКИ АВТ-4 ЦЕХА № 1**

Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3

по этапу №3 договора №13Д00864/16 от 30.09.2016 г.

Редакция № 1 от 15 декабря 2016 г.

Заказчик:	ОАО “Славнефть-ЯНОС”
Подрядчик:	ООО “ИМПА Инжиниринг”
Наименование работ по договору:	Проектно-изыскательские работы в соответствии с техническим заданием № 1-2968 на работы по проведению ПИНЧ-анализа с целью улучшения теплообмена установки АВТ-4 цеха № 1
Наименование работ по этапу № 3	Разработка вариантов технического перевооружения установки. Определение экономической эффективности предлагаемых вариантов. Определение приоритетных вариантов.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

- | | |
|---|-----------------|
| 1. Заместитель технического директора, к.т.н. | М.Н. Миннуллин |
| 2. Ведущий инженер, к.т.н. | А.А. Осинцев |
| 3. Ведущий инженер-технолог, к.т.н. | И.Д. Нестеров |
| 4. Начальник технологического отдела, к.т.н. | Р.Г. Зиганшин |
| 5. Начальник конструкторского отдела | А.А. Рыцев |
| 6. Руководитель технологической группы | Н.В. Фаизова |
| 7. Инженер-конструктор | Е.В. Апсадыкова |

Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № убл.	Подп. и дата											
Инв. № подл.														
				Отчёт № IMPA02-P1601-1-TP3										
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Проведение ПИНЧ-анализа с целью улучшения теплообмена установки АВТ-4 цеха №1 Этап №3					Лит	Лист	Листов		
	Разраб.	Фаизова	<i>Фаиз</i>	15.12.16										
	Пров.	Нестеров	<i>Нестер</i>	15.12.16							2	70		
	Пров.	Миннуллин	<i>Миннул</i>	15.12.16						ООО "ИМПА Инжиниринг"				
	Н. контр.	Апсадыкова	<i>Апс</i>	15.12.16										
	Утв.	Зиганшин	<i>Зиган</i>	15.12.16										

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень принятых сокращений	5
Введение	6
1 Варианты технического перевооружения установки АВТ-4	7
1.1 Решения по техническому перевооружению.....	8
1.2 Материальный баланс установки АВТ-4 по приоритетному варианту технического перевооружения.....	9
1.3 Технологический режим работы установки по приоритетному варианту технического перевооружения.....	10
1.4 Расчетные показатели качества получаемой продукции на установке АВТ-4 по приоритетному варианту технического перевооружения.....	12
1.5 Техническая характеристика ректификационных колонн по приоритетному варианту технического перевооружения.....	16
1.5.1 Мероприятия по реконструкции ректификационной колонны К-1	16
1.5.2 Мероприятия по реконструкции ректификационной колонны К-2 по приоритетному варианту технического перевооружения	22
1.5.3 Результаты расчетов работы колонны К-4 по предлагаемому варианту реконструкции установки АВТ-4	31
1.5.4 Предложения по изменению схемы конденсации паров колонн К-9 и К-10	33
1.6 Оптимизация существующей схемы теплообмена для приоритетного варианта технического перевооружения установки АВТ-4	37
2 Краткое описание технологической схемы установки АВТ-4 по приоритетному варианту технического перевооружения	49
2.1 Подогрев потоков сырой нефти перед блоком ЭЛОУ	49
2.2 Блок ЭЛОУ.....	50
2.3 Подогрев потоков обессоленной нефти после блока ЭЛОУ	50
2.4 Атмосферный блок.....	51
2.5 Блок стабилизации бензиновой фракции.....	55
2.6 Блок вторичной перегонки бензиновой фракции	56
2.7 Блок гидродемеркаптанзации (ГДМ).....	58
2.8 Подогрев теплофикационного контура (ПТК) установки.....	59

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Перечень принятых сокращений

АВТ	—	атмосферно-вакуумная трубчатка
Блок ГДМ	—	блок гидродемеркаптанзации фракции 140-240 °С
ГФУ	—	газофракционирующая установка
ВСТ	—	водородсодержащий газ
ВЦО	—	верхнее циркуляционное орошение
КИП и А	—	контроль измерительные приборы и автоматизация
КПД	—	коэффициент полезного действия
НК	—	начало кипения
НПЗ	—	нефтеперерабатывающий завод
ПБФ	—	бутановая фракция
ПТК	—	промотеплофикационный контур
ЦО	—	циркуляционное орошение
ЭЛОУ	—	электрообессоливание нефти
F_s	—	фактор паровой нагрузки на сечение колонны, $\text{Па}^{0,5}$
L_v	—	жидкостная нагрузка на периметр слива, $\text{м}^3/(\text{м} \cdot \text{ч})$

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	Лист
						5

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

1. Оптимизацию технологии переработки нефти при повышении фракционирующей способности существующих ректификационных колонн К-1 и К-2 при увеличении глубины отбора суммы светлых продуктов от их потенциала в нефти;
2. Повышение потенциала рекуперации тепла за счет оптимизации теплоотвода циркуляционными орошениями в колонне К-2;
3. Синтез оптимальной схемы рекуперации тепла с использованием эвристических приемов трансформации существующей системы теплообмена;

АВТ-4 позволит достичь увеличения отбора суммы светлых нефтепродуктов от потенциала в нефти с обеспечением заданного ассортимента и качества получаемых продуктов.

В разделе 1.1 данного отчета приведено описание разработанного комплекса решений по приоритетному варианту технического перевооружения установки АВТ-4.

1.1 Решения по техническому перевооружению

В результате выполнения технологических расчетов установлено, что на установке АВТ-4 для обеспечения заданного объема переработки нефти (719 м³/ч) при увеличении по сравнению с фактической работой отбора суммы светлых нефтепродуктов на 1 % масс. на нефть и повышении энергоэффективности необходимо осуществить техническое перевооружение, которое включает комплекс работ по модернизации технологической схемы, замене ректификационных тарелок в колоннах К-1 и К-2, переобвязку существующего основного оборудования. Разработанный комплекс мероприятий включает:

- замену в ректификационной колонне К-1 двухсливных тарелок на односливные высокоэффективные клапанные тарелки;
- организацию трехуровневого питания ректификационной колонны К-1 нагретыми в теплообменниках потоками обессоленной нефти;
- переобвязку существующих теплообменников, как по потокам теплоносителей, так и по потокам сырой нефти и обессоленной нефти для обеспечения подогрева этих потоков до оптимальных значений температур;
- переобвязку трансферного трубопровода печи П-1К с обеспечением подачи потока «горячей струи» в низ колонны К-1 через один штуцер Ду 350 мм;
- выполнить в отгонной секции ректификационной колонны К-2 замену 6 тарелок на новые высокоэффективные двухсливные клапанные тарелки (8 шт.);
- в укрепляющей секции колонны К-2 осуществляется замена всех тарелок на новые клапанные тарелки с увеличением их числа в секции укрепления фракции 300-350 °С (две тарелки дополнительно устанавливаются над зоной питания колонны К-2);
- изменение конструкции устройства ввода отбензиненной нефти в колонну К-2 на новое, разработки фирмы «Зульцер», которое обеспечит эффективную сепарацию капель жидкой фазы отбензиненной нефти из потока паровой фазы;
- организацию верхнего циркуляционного орошения (ВЦО) колонны К-2. Вывод ВЦО осуществляется с 42 тарелки, возврат на 43 тарелку. Для охлаждения потока ВЦО колонны К-2 используется существующий теплообменник Т-1/5, который высвобождается при изменении схемы теплообмена. Для организации вывода потока ВЦО требуется врезка в колонну К-2 двух новых штуцеров Ду 200 и замена тарелки № 42;

Инв. № подл	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата		
Инв. № дубл.						
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	Лист
						8

по потокам сырой нефти и обессоленной нефти для обеспечения подогрева этих потоков до оптимальных значений температур;					
<ul style="list-style-type: none">• переобвязку трансферного трубопровода печи П-1К с обеспечением подачи потока «горячей струи» в низ колонны К-1 через один штуцер Ду 350 мм;• выполнить в отгонной секции ректификационной колонны К-2 замену 6 тарелок на новые высокоэффективные двухсливные клапанные тарелки (8 шт.);• в укрепляющей секции колонны К-2 осуществляется замена всех тарелок на новые клапанные тарелки с увеличением их числа в секции укрепления фракции 300-350 °С (две тарелки дополнительно устанавливаются над зоной питания колонны К-2);• изменение конструкции устройства ввода отбензиненной нефти в колонну К-2 на новое, разработки фирмы «Зульцер», которое обеспечит эффективную сепарацию капель жидкой фазы отбензиненной нефти из потока паровой фазы;• организацию верхнего циркуляционного орошения (ВЦО) колонны К-2. Вывод ВЦО осуществляется с 42 тарелки, возврат на 43 тарелку. Для охлаждения потока ВЦО колонны К-2 используется существующий теплообменник Т-1/5, который высвобождается при изменении схемы теплообмена. Для организации вывода потока ВЦО требуется врезка в колонну К-2 двух новых штуцеров Ду 200 и замена тарелки № 42;					

- замену теплообменника Т-26 с установкой на новое место между теплообменниками Т-24 и Т-25/2, поскольку на прежнем месте из этого теплообменника невозможно вытаскивать трубный пучок для его чистки;
- замену трубных пучков на U-образные в теплообменниках Т-1/1 и Т-1/2;
- замену трубного пучка на U-образный в теплообменнике Т-1/5;
- замену трубного пучка на U-образный в теплообменнике Т-4/2;
- организовать дополнительное охлаждение потока ЦО колонны К-1 после теплообменника Т-1/3 в одной секции АВГ-1 (исключив в этой секции охлаждение паров из колонны К-12/3 блока ГДМ);
- выполнить переобвязку теплообменника Т-15/2а на нагрев сырьевого потока колонны К-4, подключив его после теплообменника Т-15/1.

1.2 Материальный баланс установки АВТ-4 по приоритетному варианту технического перевооружения

Сводный материальный баланс блоков атмосферной перегонки нефти и физической стабилизации бензиновой фракции после проведения технического перевооружения установки АВТ-4 приведен в таблице 1. В таблице 2 приведен материальный баланс блока вторичной перегонки бензиновой фракции после проведения технического перевооружения.

Таблица 1 – Сводный материальный баланс блоков атмосферной перегонки нефти и физической стабилизации бензиновой фракции установки АВТ-4

Наименование сырья, продуктов	Выход, % масс. на нефть	Расход, т/час	Количество, т/сутки
Взято:			
Сырая нефть	100,00	625,87	15020,9
Итого:	100,00	625,87	15020,9
Получено:			
Газ на топливо для печей установки:	0,24	1,52	36,5
- в т.ч. газ из колонны К-7	0,02	0,12	2,9
- в т.ч. газ из сепаратора Е-3	0,22	1,40	33,6
Сжиженный газ (ПБФ)	1,35	8,46	203,0
Стабильная бензиновая фракция	12,90	80,73	1937,5
Керосиновая фракция из К-3/1	8,50	53,17	1276,1
Суммарное дизельное топливо	22,80	142,70	3424,8
в том числе:			
из К-3/2	14,23	89,06	2137,6
из К-3/3	8,57	53,64	1287,4
Сумма светлых нефтепродуктов	44,19	276,60	6638,4
Мазут	54,21	339,30	8143,1
Итого:	100,00	625,87	15020,9

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	Лист
											9

Таблица 2– Материальный баланс блока вторичной перегонки бензиновой фракции установки АВТ-4

Наименование сырья, продуктов	Выход, % масс. на нефть	Расход, т/час	Количество, т/сутки
Взято:			
Стабильная бензиновая фракция	12,90	80,73	1937,5
Итого:	12,90	80,73	1937,5
Получено:			
Фракция нк-62 °С с верха колонны К-9	1,66	10,39	249,4
Фракция 62-120 °С с верха колонны К-10	5,00	31,30	751,2
Фракция 120-180 °С с верха колонны К-10	6,24	39,04	936,9
Итого:	12,90	80,73	1937,5

1.3 Технологический режим работы установки по приоритетному варианту технического перевооружения

Технологические расчёты для разработки оптимальной схемы регенеративного теплообмена установки АВТ-4 выполнены по базе данных для расчетного технологического режима работы установки после проведения технического перевооружения.

Технологический режим работы ректификационных колонн установки АВТ-4 после проведения технического перевооружения представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Технологический режим работы ректификационных колонн установки АВТ-4

Аппарат	Наименование параметра режима и условий процесса, единицы измерения показателей и условий	Значения параметра
Колонна К-1	Блок атмосферной перегонки нефти	
	Расход общего потока нефти на установку, т/ч	626,27
	Расход нагретого потока обессоленной нефти, т/ч	626,27
	Расход 1 потока нефти в К-1, т/ч	70,00
	Расход 2 потока нефти в К-1, т/ч	180,00
	Расход 3 потока нефти в К-1, т/ч	376,27
	Температура нефти после теплообменников (1 поток), °С	165
	Температура нефти после теплообменников (2 поток), °С	222
	Температура нефти после теплообменников (3 поток), °С	243
	Давление на верху колонны К-1, МПа	0,30
	Давление в емкости орошения Е-1, МПа	0,26
	Температура верха колонны К-1, °С	155
	Температура в емкости орошения Е-1 °С	61
	Расход острого орошения в колонну К-1, т/ч	13,00
	Расход ЦО в колонну К-1, т/ч	73,00
	Температура вывода ЦО из колонны К-1, °С	163,1
	Температура ввода ЦО в колонну К-1, °С	145,0
	Расход потока горячей струи с низа К-1 в печь П-1К, м3/ч	366
	Температура вывода потока горячей струи из печи П-1К, °С	350
	Температура низа колонны К-1, °С	270

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Интв. № подл.	Подп. и дата	Интв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Аппарат	Наименование параметра режима и условий процесса, единицы измерения показателей и условий	Значения параметра
Колонна К-2	Расход общего потока отбензиненной нефти в К-2, т/ч	554,267
	Расход водяного пара в низ колонны К-2, т/ч	4,09
	Давление на верху колонны К-2 верх, МПа	0,048
	Давление в емкости орошения Е-2, МПа	0,023
	Температура верха колонны К-2, °С	116,4
	Температура в емкости Е-2, °С	55
	Температура входа отбензиненной нефти в колонну К-2, °С	354
	Расход острого орошения в К-2, т/ч	30,0
	Расход I ЦО в колону К-2, т/ч	133,5
	Расход II ЦО в колону К-2, т/ч	140,0
	Расход III ЦО в колону К-2, т/ч	140,0
	Температура вывода I ЦО из колонны К-2, °С	204,8
	Температура вывода II ЦО из колонны К-2, °С	271,0
	Температура вывода III ЦО из колонны К-2, °С	312,5
	Температура ввода I ЦО в колону К-2, °С	90
	Температура ввода II ЦО в колону К-2, °С	200
	Температура ввода III ЦО в колону К-2, °С	210
	Температура вывода бокового погона в К-3/1, °С	173,0
	Температура вывода бокового погона в К-3/2, °С	244,0
	Температура вывода бокового погона в К-3/3, °С	291,0
	Температура низа колонны К-2, °С	343,8
Блок стабилизации бензиновой фракции		
Колонна К-4	Расход общего потока бензина в колонну К-4, т/ч	91,83
	Расход холодного потока в К-4 (на 23-ю тарелку), т/ч	17,17
	Расход горячего потока в К-4 (на 15-ю тарелку), т/ч	74,66
	Расход бензина из линии ЦО К-1 в К-4, т/ч	4,0
	Давление на верху колонны К-4, МПа	0,81
	Давление в емкости орошения Е-3, МПа	0,54
	Температура верха колонны К-4, °С	76,8
	Температура в емкости Е-3 °С	35,30
	Расход острого орошения в колонну К-4, т/ч	13,17
	Расход горячей струи с низа К-4 в печь П-3К, т/ч	82,00
	Температура низа колонны К-4, °С	179,0
	Температура горячей струи на выходе из печи П-3К, °С	201
Блок разделения стабильной бензиновой фракции		
Колонна К-9	Расход общего сырьевого потока в колонну К-9, т/ч	81,71
	в т.ч.: на 25-ю тарелку (1 поток), т/ч	16,00
	- на 11-ю тарелку (2 поток), т/ч	65,71
	Температура на входе в колонну К-9 (1 поток сырья), °С	56,00
	Температура на входе в колонну К-9 (2 поток сырья), °С	147,1
	Давление на верху колонны К-9, МПа	0,27
	Расход острого орошения на верхнюю тарелку К-9, т/ч	26,93
	Температура верха К-9, °С	78,92
	Расход горячей струи с низа К-9 в печь П-5К, т/ч	100,00
	Температура горячей струи из П-5К, °С	158,0
	Температура низа К-9, °С	148,9

Аппарат	Наименование параметра режима и условий процесса, единицы измерения показателей и условий	Значения параметра
Колонна К-10	Расход общего поток сырья с низа К-9 в К-10, т/ч	73,39
	Температура сырья на входе в К-10, °С	149,8
	Давление на верху колонны К-10, МПа	0,062
	Температура верха К-10, °С	104,3
	Температура в емкости орошения Е-17 °С	48,0
	Расход острого орошения на верхнюю тарелку К-10, т/ч	11,38
	Расход горячей струи из К-10 в печь П-4К, т/ч	90,0
	Температура горячей струи на выходе из П-4К, °С	182,0
	Температура низа колонны К-10, °С	143,1

1.4 Расчетные показатели качества получаемой продукции на установке АВТ-4 по приоритетному варианту технического перевооружения

Расчетные физико-химические свойства сырья и продуктов, получаемых на установке АВТ-4, приведены в таблице 4. Качество всех вырабатываемых продуктов соответствует требованиям нормативной документации.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	Лист
						12

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.		Таблица 4 – Расчетное качество продуктов, получаемых на установке АВТ-4 после технического перевооружения			
Лист		Наименование продукта	Показатели качества, подлежащие проверке	Норма по нормативному документу	Расчетное значение показателя
№ докум.		Углеводородный газ из колонны К-7	1. Углеводородный состав, % масс.:		
			- сумма углеводородов C ₅ и выше	не более 12,0	12,0
Подп.		Газ сухой углеводородный очищенный из Е-3	1. Компонентный состав, % масс.:		
			- сумма углеводородов по C ₄	не нормируется	70,0
			- сумма углеводородов C ₅ и выше	не нормируется	1,0
Дата		Сжиженная пропан-бутановая фракция из Е-3	1. Углеводородный состав, % масс.		
			- сумма углеводородов C ₂	не более 2,5	0,5
			- сумма углеводородов C ₅ и выше	не более 20	20
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3		Бензиновая фракция НК-62 °С с верха колонны К-9	1. Плотность при 20 °С, кг/м ³	не нормируется	635
			2. Углеводородный состав, % масс.:		
			2.1 Сумма углеводородов C ₃ и C ₄ – сырье для установки изомеризации фракции C ₅ -C ₆	не более 5,0	4,8
			2.2 Содержание бензола – сырье для установки изомеризации C ₅ -C ₆	не более 1,0	0,1
			2.3 Сумма углеводородов C ₇₊ - сырье для установки изомеризации C ₅ -C ₆	не более 1,0	0,1
			3. Фракционный состав:		
			- температура начала кипения, °С	не нормируется	29
			- 50% об. перегоняется при температуре, °С	не нормируется	38
			- температура конца кипения, °С	не нормируется	62
		Бензиновая фракция 62-105 °С с верха колонны К-10	1. Плотность при 20 °С, кг/м ³	не нормируется	702
			2. Фракционный состав:		
			- температура начала кипения, °С	не нормируется	58
			- 10% об. перегоняется при температуре, °С	не ниже 70	70
			- 50% об. перегоняется при температуре, °С	не нормируется	82
			- 90% об. перегоняется при температуре, °С	не нормируется	104
			- температура конца кипения, °С	не выше 120	120
			3. Испытание на медной пластинке	выдерживает	выдерживает
13	Лист				

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.		Продолжение таблицы 4			
Лист		Наименование продукта	Показатели качества, подлежащие проверке	Норма по нормативному документу	Расчетное значение показателя
№ докум.		Бензиновая фракция 105-180 °С с верха колонны К-10	1. Плотность при 20 °С, кг/м ³	не нормируется	750
			2. Фракционный состав:		
			- температура начала кипения, °С	не ниже 80	108
			- 10% об. перегоняется при температуре, °С	не нормируется	116
			- 50% об. перегоняется при температуре, °С	не ниже 120	132
			- 90% об. перегоняется при температуре, °С	не нормируется	160
			- температура конца кипения, °С	не выше 185	184
			3. Испытание на медной пластинке	выдерживает	выдерживает
Подп.					
Дата					
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3		Прямогонная керосиновая фракция 140-240 °С из К-3/1	1. Плотность при 20 °С, кг/м ³	не менее 780	788
			2. Кинематическая вязкость при 20°С, мм ² /с (сСт)	не менее 1,30	1,39
			3. Фракционный состав:		
			- температура начала кипения, °С	не выше 150	145
			- 10% об. перегоняется при температуре, °С	не выше 165	164
			- 50% об. перегоняется при температуре, °С	не выше 195	179
			- 90% об. перегоняется при температуре, °С	не выше 230	212
			- 98% об. перегоняется при температуре, °С	не выше 250	227
			- остаток от разгонки, %	не более 1,5	1,0
			- потери от разгонки, %	не более 1,5	1,0
			4. Массовая доля меркаптановой серы, %	не нормируется	0,019
			5. Массовая доля сероводорода	отсутствие	отсутствие
			6. Испытание на медной пластинке при 100°С в течение 3ч	выдерживает	выдерживает
			7. Температура вспышки в закрытом тигле, °С	не ниже 28	35
			8. Температура начала кристаллизации, °С	не выше минус 60	минус 60
		Прямогонная фракция 240-300 °С из К-3/2	1. Плотность при 20 °С, кг/м ³	не нормируется	831
			2. Кинематическая вязкость при 20°С, мм ² /с (сСт)	не нормируется	3,78
			3. Температура вспышки в закрытом тигле, °С	не нормируется	75
			4. Температура помутнения, °С	не выше минус 20	минус 20
			5. Предельная температура фильтруемости, °С	не нормируется	минус 22
			6. Испытание на медной пластинке	выдерживает	выдерживает
14	Лист				

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.		Продолжение таблицы 4			
Лист		Наименование продукта	Показатели качества, подлежащие проверке	Норма по нормативному документу	Расчетное значение показателя
№ докум.		Прямогонная фракция 240-300 °С из К-3/2	7. Фракционный состав:		
			- температура начала кипения, °С	не нормируется	182
			- 50% об. перегоняется при температуре, °С	не нормируется	263
			- 90% об. перегоняется при температуре, °С	не нормируется	303
			- 95% об. перегоняется при температуре, °С	не нормируется	314
Подп.		Прямогонная фракция 300-350 °С из К-3/3	1. Плотность при 20 °С, кг/м ³	не нормируется	857
			2. Кинематическая вязкость при 20°С, мм ² /с (сСт)	не нормируется	5,55
			3.Температура вспышки в закрытом тигле, °С	не нормируется	92
			4.Температура помутнения, °С	не нормируется	плюс 6,5
			5. Фракционный состав:		
			- температура начала кипения, °С	не нормируется	206
			- 50% об. перегоняется при температуре, °С	не нормируется	321
			- 90% об. перегоняется при температуре, °С	не нормируется	364
			- 95% об. перегоняется при температуре, °С	не выше 368	366
			Дата		Суммарное дизельное топливо (балансовая смесь фракции 240-300 °С и фракции 300-350 °С)
2. Кинематическая вязкость при 40°С, мм ² /с (сСт)	не нормируется	3,32			
3.Температура вспышки в закрытом тигле, °С	не нормируется	84			
4.Температура помутнения, °С	не нормируется	минус 5			
5. Фракционный состав:					
- температура начала кипения, °С	не нормируется	195			
- 50% об. перегоняется при температуре, °С	не нормируется	279			
- 90% об. перегоняется при температуре, °С	не нормируется	342			
- 95% об. перегоняется при температуре, °С	не нормируется	367			
Мазут с низа колонны К-2	1. Плотность при 20 °С, кг/м ³	не нормируется			952
	2. Кинематическая вязкость, мм ² /с (сСт):				
	- при 100°С	не нормируется			34
	3. Температура вспышки в открытом тигле, °С	не нормируется			200
	4. Фракционный состав (по ASTM D 1160):				
	- до 360 °С перегоняется не более, %	8,0			6

Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3

Лист

15

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.		
Лист		
№ докум.		
Подп.		
Дата		
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3		
17	Лист	

Таблица 5 – Сопоставление показателей работы колонны К-1 на два значения давления (по фактической работе и по рекомендуемому варианту)

Наименование параметра режима и условий процесса, единицы измерения показателей и условий	Расчетные значения параметра	
	Вариант работы при давлении 0,26 МПа	Рекомендуемый вариант работы при давлении 0,30 МПа
Расход общего потока нефти на установку, т/ч	626,27	626,27
Расход нагретого потока обессоленной нефти, т/ч	626,27	626,27
Расход 1 потока нефти в К-1, т/ч	70,00	70,00
Расход 2 потока нефти в К-1, т/ч	180,00	180,00
Расход 3 потока нефти в К-1, т/ч	376,27	376,27
Температура нефти после теплообменников (1 поток), °С	165	165
Температура нефти после теплообменников (2 поток), °С	222	222
Температура нефти после теплообменников (3 поток), °С	243	243
Подвод тепла с потоками обессоленной нефти, Гкал/ч	78,487	78,487
Давление на верху колонны К-1, МПа	0,26	0,30
Давление в емкости орошения Е-1, МПа	0,22	0,26
Температура в емкости орошения Е-1 °С	61	61
Расход острого орошения в колонну К-1, т/ч	14,00	13,00
Расход ЦО в колонну К-1, т/ч	90,00	73,00
Суммарный расход бензиновой фракции из Е-1, т/ч	91,57	87,68
Расход бензиновой фракции из Е-2, т/ч	14,19	16,42
Расход бензиновой фракции в К-4 из потока ЦО К-1, т/ч	4,0	4,0
Выход газа из емкости Е-1 в колонну К-7, кг/ч	322	114
Температура вывода ЦО из колонны К-1, °С	162,6	164,2
Температура ввода ЦО в колонну К-1, °С	135,0	145,0
Теплоотвод циркуляционным орошением, Гкал/ч	1,553	0,897
Расход потока горячей струи с низа К-1 в печь П-1К, м3/ч	371	365
Температура вывода потока горячей струи из печи П-1К, °С	350	350
Подвод тепла с потоком «горячей струи», Гкал/ч	14,623	14,290
Теплоотвод в конденсационной системе, Гкал/ч	10,859	10,083
- в том числе в АВЗ-3, Гкал/ч	10,068	8,181
- в Х-1/3,4,5, Гкал/ч	0,791	1,902
Температура верха колонны К-1, °С	152	154,7
Температура низа колонны К-1, °С	268,5	270,4

Таблица 6 – Техническая характеристика реконструированной колонны К-1

Обозначение секции колонны и характеристика тарелок	Значение
Укрепляющая секция колонны	
Диаметр колонны, мм	4500
Количество тарелок, шт.	11+аккумулятор
Тип тарелок	клапанные
Количество сливов	
- тарелки №17÷25	один
- тарелки №27,28	два
Отгонная секция колонны	
Диаметр колонны, мм	4500
Количество тарелок, шт.	16
Тип тарелок	клапанные
Количество сливов	два

Таблица 7 – Характеристика потока пара, поступающего на тарелку колонны К-1

Номер тарелки	Массовый расход, кг/ч	Объемный расход, м ³ /ч	Молярная масса, г/моль	Температура, °С	Плотность, кг/м ³
28	96864,2	8693,8	93,4	163,1	11,1
27	98714,5	8770,1	95,6	169,9	11,3
26 аккумулятор	97649,5	8702,7	96,0	173,2	11,2
25	96137,4	8616,6	96,0	175,9	11,2
24	93556,1	8497,1	95,7	179,8	11,0
23	87888,6	8278,9	94,5	188,0	10,6
22	97845,7	8900,2	98,4	193,4	11,0
21	99800,4	9043,3	99,3	196,8	11,0
20	100508,8	9100,9	99,9	199,6	11,0
19	100262,5	9109,2	100,1	202,7	11,0
18	96369,7	9006,1	100,7	216,5	10,7
17	80310,1	7287,3	103,3	217,7	11,0
16	82693,6	7436,9	104,2	218,6	11,1
15	84761,1	7568,7	104,8	219,5	11,2
14	86522,0	7677,0	105,4	220,2	11,3
13	88089,4	7769,6	105,9	221,0	11,3
12	89553,8	7853,2	106,4	221,7	11,4
11	90983,8	7932,6	107,0	222,4	11,5
10	92437,9	8011,7	107,5	223,2	11,5
9	93973,4	8093,9	108,1	224,1	11,6
8	95655,8	8182,9	108,8	225,1	11,7
7	97568,0	8283,0	109,6	226,4	11,8
6	99819,8	8399,7	110,7	228,1	11,9
5	102540,3	8540,8	112,1	230,4	12,0
4	105771,6	8716,4	113,9	234,5	12,1
3	108853,4	8936,4	116,3	243,5	12,2
2	107484,9	9180,6	118,8	270,4	11,7
1	94848,6	8353,9	118,9	284,2	11,4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Таблица 8 – Характеристика потока жидкости, стекающей с тарелки колонны К-1

Номер тарелки	Массовый расход, кг/ч	Объемный расход, м ³ /ч	Молярная масса, г/моль	Температура, °С	Плотность, кг/м ³
28	98101,4	157,7	115,4	155,4	622,0
27	99951,4	161,2	118,3	163,1	620,0
26 аккумулятор	99951,4	161,2	118,3	163,1	620,0
25	21886,3	35,3	122,2	169,9	620,7
24	20374,2	32,7	125,0	173,2	622,8
23	17792,9	28,5	127,7	175,9	625,1
22	12125,5	19,3	131,7	179,8	628,3
21	92082,6	130,9	201,9	188,0	703,4
20	94037,2	134,7	201,6	193,4	698,3
19	94745,6	136,1	202,4	196,8	696,0
18	94499,4	135,9	204,2	199,6	695,1
17	94366,5	135,7	207,9	202,7	695,6
16	258307,0	362,1	247,2	216,5	713,4
15	260690,5	366,5	245,5	217,7	711,3
14	262757,9	370,3	244,1	218,6	709,5
13	264518,8	373,6	242,9	219,5	707,9
12	266086,3	376,6	242,0	220,2	706,6
11	267550,6	379,3	241,2	221,0	705,4
10	268980,7	381,9	240,5	221,7	704,3
9	270434,7	384,6	239,8	222,4	703,2
8	271970,2	387,4	239,2	223,2	702,0
7	273652,6	390,5	238,6	224,1	700,8
6	275564,9	393,9	238,0	225,1	699,5
5	277816,6	398,0	237,5	226,4	698,0
4	280537,2	402,9	237,1	228,1	696,3
3	283768,4	408,7	237,1	230,4	694,3
2	286850,3	414,7	238,3	234,5	691,6
1	285481,7	415,2	243,4	243,5	687,6

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата						
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3					Лист
										19

Таблица 9 – Результаты расчета рабочих характеристик ректификационных тарелок колонны К-1

Секция	Обозначение слива тарелки	Номера тарелок	Периметр слива, м	Жидкостная нагрузка, м ³ /(м·ч)	Фактор паровой нагрузки, Па ^{0,5}	Средний КПД, %
верхнего циркуляционного орошения (ВЦО)	центральный	28	8,0	19,7	0,51	65
	боковой	27	6,3	25,6	0,51	65
от вывода ВЦО до ввода нефтяного орошения	боковой	25,24,23	3,2	8,9÷11,0	0,49÷0,51	55
от ввода нефтяного орошения до ввода сырья	боковой	22,21,20,19,18,17	3,2	40,9÷42,4	0,51÷0,53	60
отгонная	центральный	16,14,12,10,8,6,4,2	8,0	45,8÷51,9	0,43÷0,55	50
	боковой	15,13,11,9,7,5,3,1	6,3	58,8÷65,8	0,44÷0,55	50

Таблица 10 - Расчетный материальный баланс колонны К-1 по предлагаемому варианту реконструкции

Наименование сырья, продуктов	Выход, % масс.	Расход, кг/час	Количество, т/сутки
Взято:			
Обессоленная нефть	99,40	626270,00	15030,48
в т.ч. с 1-ым потоком	11,11	70000,00	1680,00
в т.ч. со 2-ым потоком	28,57	180000,00	4320,00
в т.ч. с 3-им потоком	59,72	376270,00	9030,48
Рецикл из колонны К-7	0,60	3760,00	90,24
<u>Итого:</u>	100,00	630030,00	15120,72
Получено:			
Топливный газ из Е-1	0,02	112,96	2,71
Бензиновая фракция из Е-1	11,37	71650,20	1719,60
Бензиновая фракция из ЦО в К-4	0,63	4000,00	96,00
Отбензиненная нефть	87,97	554266,84	13302,40
<u>Итого:</u>	100,00	630030,00	15120,72

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № инв.	Подп. и дата	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	Лист
													20

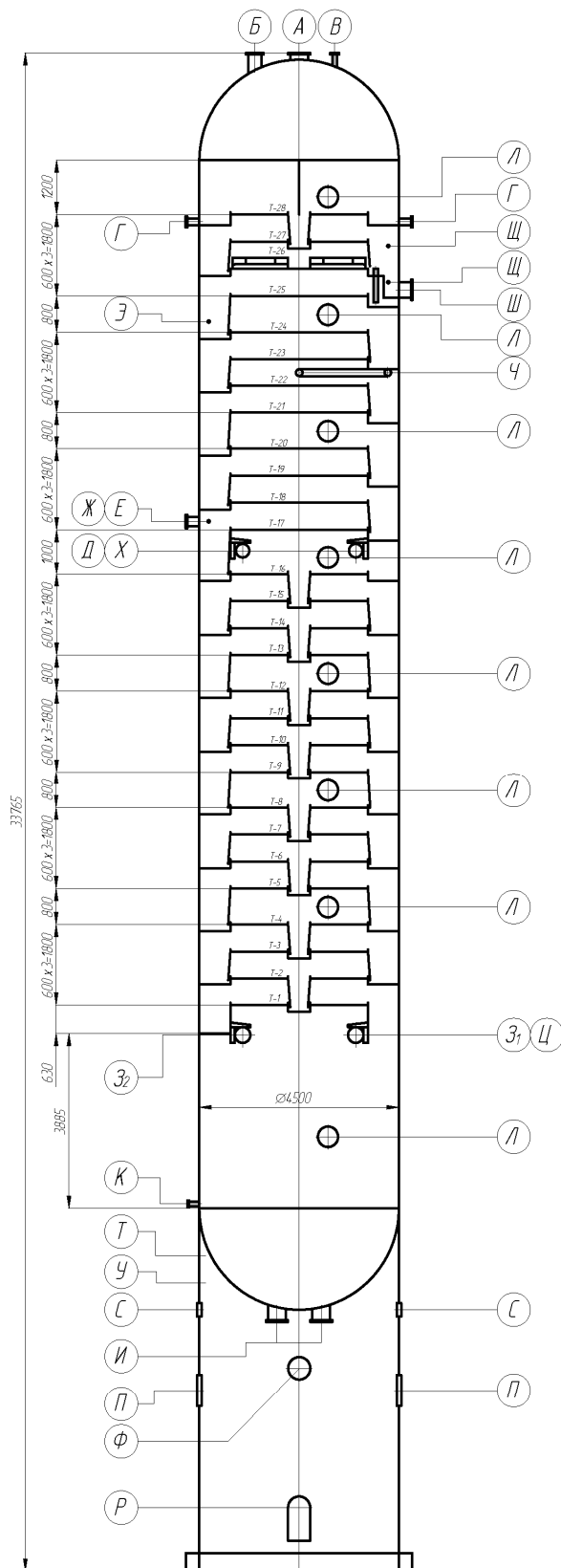


Таблица штуцеров и люков

Обозначение	Наименование	Кол-во	Ди
А	Выход паров	1	400
Б	Для предохранительного клапана	1	300
В	Воздушник	1	100
Г	Вход орошения	2	150
Д	Вход нефти	2	300
Е	Вход насыщенного абсорбента	1	50
Ж	Вход паров из Е-15	1	200
З ₁	Вход циркулирующей струи	1	350
З ₂	Вход нефти после теплообменников	1	350
И	Выход отбензиненной нефти	2	400
К	Паропроводка	1	100
Л	Люк	8	450
П	выбодное отверстие	2	700
Р	Лаз	1	1000х500
С	Световое окно	3	300
Т	Вентиляционные патрубки	8	150
У	Отверстие для пожаротушения	1	100
Ф	Лаз	1	500
Х	Отверстие для вывода трубы	2	350
Ц	Отверстие для вывода трубы	1	400
Ч	Ввод нефтяного орошения	1	150
Ш	Выход верхнего ЦО	1	350
Щ	Для уровнемера	2	50
Э	Для термопары	1	50

1 Тарелки с Т-1 по Т-16, Т-27 и Т-28 – двухсливные.
2 Тарелки с Т-17 по Т-25 – односливные.
3 Тарелка Т-26 – глухая.

Рисунок 1 – Эскиз реконструированной колонны К-1

1.5.2 Мероприятия по реконструкции ректификационной колонны К-2 по приоритетному варианту технического перевооружения

Фракционирующую способность ректификационной колонны К-2 предлагается повысить за счет замены тарелок в отгонной секции колонны К-2 на новые высокоэффективные двухсливные клапанные тарелки с увеличением их количества до 8 шт. за счет сокращения межтарелчатого расстояния.

В **первом** варианте изменения конструкции колонны К-2 предусмотрена замена тарелок в секции укрепления фракции 300-350 °С на новые высокоэффективные клапанные тарелки с увеличением их количества (две новые тарелки дополнительно устанавливаются над зоной питания колонны К-2).

В результате суммарное число тарелок в колонне К-2 увеличится до 47 шт. Эскиз колонны К-2 по этому варианту реконструкции представлен на рисунке 2.

Во **втором** варианте изменения конструкции колонны К-2 предлагается увеличить число тарелок в секции укрепления фракции 300-350 °С за счет изменения отметки штуцеров её вывода из колонны К-2 в отпарную колонну К-3/3 и изменения конструкции всех выше-расположенных тарелок.

Вывод фракции 300-350 °С организуется из заглубленных карманов новой тарелки-аккумулятора, которая устанавливается по месту существующей ректификационной тарелки №17. Потребуется врезка двух новых штуцеров «Л_{1,2}» ДУ 200 мм в заглубленные карманы этой тарелки-аккумулятора и изменение существующей наружной обвязки вывода фракции 300-350 °С из колонны К-2 в отпарную колонну К-3/3.

Существующие два штуцера «Л» ДУ 150 мм переобвязываются для ввода потока III ЦО колонны К-2 на 16-ю тарелку.

Тарелка-аккумулятор № 15 заменяется на высокоэффективную клапанную тарелку.

Вывод потока III ЦО колонны К-2 организуется из заглубленных карманов 15-й тарелки через два существующих штуцера «Н» ДУ 200 мм.

Организация верхнего циркуляционного орошения колонны (ВЦО) К-2. Вывод ВЦО осуществляется с 42 тарелки, возврат на 43 тарелку колонны К-2. Для охлаждения потока ВЦО К-2 используется существующий теплообменник Т-1/5, который высвобождается при изменении схемы теплообмена.

Для организации вывода потока ВЦО потребуется врезка в колонну К-2 двух новых штуцеров Ду 200 и изменение конструкции тарелки № 42.

Эскиз колонны К-2 по второму варианту реконструкции представлен на рисунке 3.

В таблице 11 приведены параметры технологического режима работы колонны К-2 по этим двум вариантам реконструкции.

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата						Лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3						22

№17. Потребуется врезка двух новых штуцеров «Л_{1,2}» Ду 200 мм в заглубленные карманы этой тарелки-аккумулятора и изменение существующей наружной обвязки вывода фракции 300-350 °С из колонны К-2 в отпарную колонну К-3/3.

Существующие два штуцера «Л» Ду 150 мм переобвязываются для ввода потока III ЦО колонны К-2 на 16-ю тарелку.

Тарелка-аккумулятор № 15 заменяется на высокоэффективную клапанную тарелку.

Вывод потока III ЦО колонны К-2 организуется из заглубленных карманов 15-й тарелки через два существующих штуцера «Н» Ду 200 мм.

Организация верхнего циркуляционного орошения колонны (ВЦО) К-2. Вывод ВЦО осуществляется с 42 тарелки, возврат на 43 тарелку колонны К-2. Для охлаждения потока ВЦО К-2 используется существующий теплообменник Т-1/5, который высвобождается при изменении схемы теплообмена.

Для организации вывода потока ВЦО потребуется врезка в колонну К-2 двух новых штуцеров Ду 200 и изменение конструкции тарелки № 42.

Эскиз колонны К-2 по второму варианту реконструкции представлен на рисунке 3.

В таблице 11 приведены параметры технологического режима работы колонны К-2 по этим двум вариантам реконструкции.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл		Подп. и дата		Взам. инв. №		Инв. № дубл.		Подп. и дата	
Изм.		Таблица 11 – Параметры технологического режима работы колонны К-2 по двум вариантам реконструкции							
Лист			Наименование параметра режима и условий процесса, единицы измерения показателей	Расчетные значения параметра					
				Вариант на фактическое давление в колонне К-1	Вариант на увеличение давления в колонне К-1	Вариант на изменение тарелки вывода фракции 300-350 °С			
№ докум.			Расход общего потока отбензиненной нефти в К-2, т/ч	552,074	554,663	554,663			
			Расход водяного пара в низ колонны К-2, т/ч	4,09	4,09	4,09			
			Давление на верху колонны К-2 верх, МПа	0,048	0,048	0,048			
			Давление в емкости орошения Е-2, МПа	0,023	0,023	0,023			
Подп.			Температура верха колонны К-2, °С	109,2	117	117,2			
			Температура в емкости Е-2, °С	55	55	55			
			Температура входа отбензиненной нефти в колонну К-2, °С	356	354	354			
Дата			Расход острого орошения в К-2, т/ч	16,0	30,0	30,0			
			Расход бензиновой фракции с Е-2, т/ч	14,19	16,42	16,45			
			Расход ВЦО в К-2, т/ч	126,0	120,0	120,0			
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3			Расход I ЦО в колонну К-2, т/ч	133,5	133,5	133,5			
			Расход II ЦО в колонну К-2, т/ч	140,0	140,0	140,0			
			Расход III ЦО в колонну К-2, т/ч	140,0	140,0	139,0			
			Температура вывода ВЦО из колонны К-2, °С	128,0	130,4	130,6			
			Температура вывода I ЦО из колонны К-2, °С	205,5	204,8	204,8			
			Температура вывода II ЦО из колонны К-2, °С	271,2	270,9	271,9			
			Температура вывода III ЦО из колонны К-2, °С	312,7	312,4	312,1			
			Температура ввода ВЦО в колонны К-2, °С	80	100	100			
			Температура ввода I ЦО в колонну К-2, °С	90	90	90			
			Температура ввода II ЦО в колонну К-2, °С	200	200	200			
			Температура ввода III ЦО в колонну К-2, °С	210	210	210			
			Теплоотвод ВЦО, Гкал/ч	3,343	2,071	2,084			
			Теплоотвод I ЦО, Гкал/ч	8,818	8,767	8,768			
			Теплоотвод 2 ЦО, Гкал/ч	6,415	6,385	6,476			
			Теплоотвод 3 ЦО, Гкал/ч	9,482	9,461	9,358			
			Расход фракции 140-240 °С, кг/ч	54890	54890	55000			
			Расход фракции 240-300 °С, кг/ч	89793	89793	89792			
			Расход фракции 300-350 °С, кг/ч	54157	54157	54155			
			Температура вывода бокового погона в К-3/1, °С	173,4	173,4	173,5			
			Температура вывода бокового погона в К-3/2, °С	244,0	244,0	244,0			
			Температура вывода бокового погона в К-3/3, °С	291,0	291,0	290,5			
			24	Лист	Температура низа колонны К-2, °С	343,7	343,8	343,8	
					Расход мазута, кг/ч	339345	339398	339373	

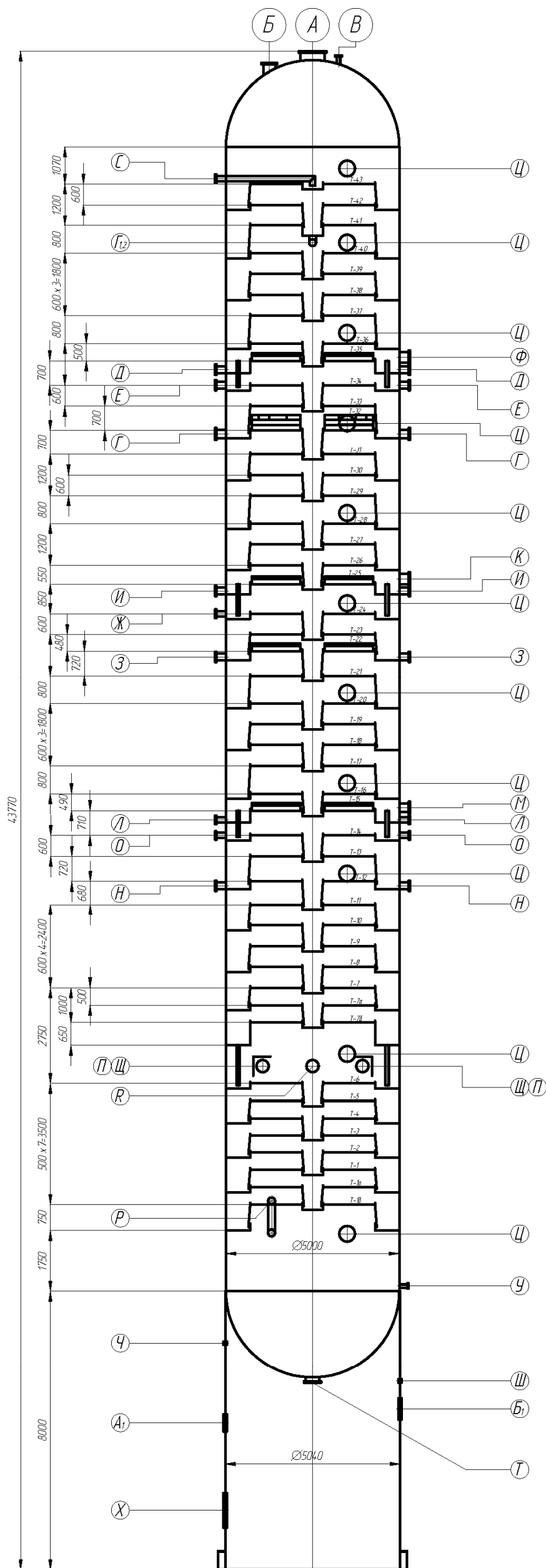


Таблица штуцеров и люков

Обозначение	Наименование	Кол-во	Dy
A	Вывод паров фракции 85-180 °C	1	700
Б	Для предохранительного клапана	1	350
В	Воздушник	1	100
Г	Вывод I циркуляционного орошения	2	250
Д	Вывод фракции 140-240 °C	2	200
Е	Ввод I циркуляционного орошения	2	200
Ж	Ввод II циркуляционного орошения	2	150
З	Вывод II циркуляционного орошения	2	200
И	Вывод фракции 240-300 °C	2	200
К	Ввод паров из отпарной колонны	1	300
Л	Вывод фракции 300-350 °C	2	150
М	Ввод паров из отпарной колонны	1	250
Н	Вывод III циркуляционного орошения	2	200
О	Ввод III циркуляционного орошения	2	150
П	Ввод сырья из печи	2	350
Р	Ввод технологического пара	1	200
С	Ввод острого орошения	1	150
Т	Вывод мазута	1	400
У	Паропродувка	1	100
Ф	Ввод паров из отпарной колонны	1	300
Х	Лаз	1	500x1000
Ц	Люк	11	450
Ч	Для вентиляции	12	100
Ш	Для паротушения	1	100
Щ	Для ввода трубы	1	400
А1	Лаз	1	500
Б1	Для вывода	1	600
Р	Ввод сырья из печи П-2	1	350
Г12	Вывод ВЦО	2	200

Рисунок 2 – Эскиз реконструированной колонны К-2

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл	Подп. и дата

Инв. № подл	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Таблица 14 – Характеристика потока жидкости, стекающей с тарелки колонны К-2 по предлагаемому варианту реконструкции

Номер тарелки	Массовый расход, кг/ч	Объемный расход, м ³ /ч	Молярная масса, г/моль	Температура, °С	Плотность, кг/м ³
43	173067,9	258,8	119,4	116,5	668,8
42	186612,3	282,1	122,7	129,7	661,6
41	68220,7	103,5	126,8	139,6	659,0
40	68676,6	104,3	130,4	146,2	658,8
39	68602,0	104,1	133,9	151,7	659,3
38	67957,9	102,9	137,7	157,2	660,1
37	65578,5	99,2	141,9	163,4	660,7
36	62578,0	94,0	151,6	173,0	665,7
35 аккумулятор	62578,0	94,0	151,6	173,0	665,7
34	231831,6	346,7	164,1	186,9	668,6
33	258975,1	393,2	169,9	204,9	658,6
32 аккумулятор	258975,1	393,2	169,9	204,9	658,6
31	126587,1	193,0	174,9	214,0	655,9
30	125486,2	191,5	179,4	220,0	655,3
29	123156,2	187,9	183,7	225,0	655,4
28	119259,1	181,9	188,3	230,0	655,6
27	111817,3	170,5	193,4	235,7	655,7
26	98299,3	148,6	207,1	243,9	661,7
25 аккумулятор	98299,3	148,6	207,1	243,9	661,7
24	209387,9	314,4	225,3	257,6	665,9
23	221840,3	336,1	232,3	270,8	660,0
22 аккумулятор	221840,3	336,1	232,3	270,8	660,0
21	79894,3	121,5	237,8	278,8	657,5
20	77119,4	117,3	241,7	282,5	657,4
19	74216,2	112,8	244,9	284,9	657,7
18	71130,5	108,1	247,7	286,8	658,2
17	67561,4	102,6	250,5	288,6	658,5
16	60262,7	91,1	257,4	290,6	661,3
15 аккумулятор	60262,7	91,1	257,4	290,6	661,3
14	233663,2	352,4	265,6	294,0	663,1
13	248991,3	380,3	276,5	311,7	654,7
12	102914,2	158,1	285,5	322,0	651,1
11	98652,8	151,7	291,4	326,5	650,3
10	94403,1	145,2	295,8	329,2	650,3
9	89928,2	138,3	299,5	331,1	650,4
8	84478,6	129,9	303,0	332,9	650,6
7	76435,7	117,5	306,9	334,9	650,7
7а	62143,6	95,5	311,8	337,6	650,8
7б	34137,6	52,4	320,6	342,2	651,2
6	378454,8	543,8	427,5	351,6	695,9
5	370487,8	528,1	438,1	350,1	701,6
4	366067,6	519,5	444,0	349,3	704,6

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	Лист
						29

Номер тарелки	Массовый расход, кг/ч	Объемный расход, м ³ /ч	Молярная масса, г/моль	Температура, °С	Плотность, кг/м ³
3	362988,2	513,7	447,8	348,7	706,6
2	360471,4	509,0	450,8	348,2	708,1
1	358159,6	504,8	453,4	347,7	709,5
1a	355833,6	500,6	455,9	347,3	710,8
1б	353339,8	496,0	458,5	346,6	712,3

Таблица 15 – Результаты расчета рабочих характеристик ректификационных тарелок колонны К-2 по предлагаемому варианту реконструкции

Секция	Обозначение слива тарелки	Номер тарелки	Периметр слива, м	Жидкостная нагрузка, м ³ /(м·ч)	Фактор паровой нагрузки, Па ^{0,5}	Средний КПД, %
верхнего циркуляционного орошения	центральный	42	6,4	40,4	0,53	60
	боковой	43	9,6	29,4	0,60	60
укрепления бензина	центральный	40,38,36	9,6	9,8 – 10,9	0,60 - 0,61	50
	боковой	41,39,37, 35 (Ак.)	6,4	15,5 - 16,3	0,59 - 0,61	50
первого циркуляционного орошения	центральный	34, 32 (Ак.)	9,6	36,1	1,09	45
	боковой	33	6,4	61,4	1,23	45
укрепления фракции 140-240 °С	центральный	30,28,26	9,6	15,5 – 19,9	1,07 - 1,22	45
	боковой	31,29,27,25 (Ак.)	6,4	26,6 - 30,2	1,15 - 1,23	45
второго циркуляционного орошения	центральный	24,22 (Ак.)	9,6	32,8	1,40	45
	боковой	23	6,4	52,5	1,45	45
укрепления фракции 240-300 °С	центральный	20,18,16	9,6	9,5 – 12,5	1,34 - 1,43	45
	боковой	21,19,17, 15 (Ак.)	6,4	16,0 – 19,0	1,37 - 1,44	45
третьего циркуляционного орошения	центральный	14	9,6	36,7	1,77	60
	боковой	13	6,4	59,4	1,83	60
укрепления фракции 300-350 °С	центральный	12,10,8,7a	9,6	9,9 – 16,5	1,62 - 1,82	60
	боковой	11,9,7,7б	5,6	8,2 – 23,7	1,51 - 1,79	60
отгонная	центральный	6,4,2,1a	9,6	52,1 – 56,6	0,19 - 0,32	50
	боковой	5,3,1,1б	6,4	77,5 – 82,5	0,17 - 0,28	50

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.		
Лист		
№ докум.		
Подп.		
Дата		
Отчет № IMPA02-Р1601-1-ТР3		
32	Лист	

Таблица 18 – Сопоставление показателей работы колонны К-4 по фактической работе и по приоритетному варианту

Наименование параметра режима и условий процесса, единицы измерения показателей и условий	Значения параметра	
	Фактическая работа	По приоритетному варианту реконструкции
Расход общего потока бензина в колонну К-4, т/ч	89,76	91,83
-в т.ч. из Е-1	87,29	87,83
- в т.ч. из линии ЦО К-1	2,47	4,00
-в т.ч. 15-ю тарелку	65,33	67,20
-в т.ч. 20-ю тарелку	7,26	7,46
-в т.ч. 23-ю тарелку	17,17	17,17
Давление на верху колонны К-4, МПа	0,81	0,81
Давление в емкости орошения Е-3, МПа	0,54	0,54
Температура верха колонны К-4, °С	78,2	77,9
Температура в емкости Е-3, °С	35,30	38,50
Температура потока холодного питания (на 23-ю тарелку), °С	62,4	62,3
Температура потока горячего питания (на 15-ю и 20-ю тарелки), °С	145,4	146,4
Расход острого орошения в колонну К-4, т/ч	11,18	15,00
Расход газа из Е-3, т/ч	0,24	1,76
Расход пропан-бутановой фракции из Е-3, т/ч	8,80	8,43
Расход горячей струи с низа К-4 в печь П-3К, т/ч	81,30	82,50
Температура горячей струи на выходе из печи П-3К, °С	201,0	201,7
Теплоподвод с потоком горячей струи, Гкал/ч	3,905	4,132
Температура низа колонны К-4, °С	179,1	179,6
Расход стабильного бензина с низа К-4, т/ч	80,72	81,64

1.5.4 Предложения по изменению схемы конденсации паров колонн К-9 и К-10

Для сокращения расхода охлаждающей воды и улучшения регулирования процесса конденсации паров, выходящих с верха колонны К-9 и К-10, предлагается выполнить схему двухступенчатой конденсации паров: первоначально в АВЗ, а затем в конденсаторах-холодильниках водяного охлаждения.

В схеме конденсации паров сверху К-9 на первой ступени используется один аппарат воздушного охлаждения АВЗ-2 (6 секций), включенных параллельно. На второй ступени (после АВЗ-2) используются два водяных конденсатора-холодильника Х-20 и Х-21/1. Из Х-20 и Х-21/1 поток фракции НК-62 °С направляется в емкость Е-18.

В схеме конденсации паров сверху К-10 на первой ступени используется один аппарат воздушного охлаждения АВЗ-1 (6 секций), включенных параллельно. На второй ступени (после АВЗ-1) используется водяной конденсатор-холодильник Х-22 и Х-21/2 поток фракции 62-105 °С направляется в емкость Е-17.

Принципиальная схема конденсации паров колонны К-9 и К-10 по предлагаемому варианту реконструкции представлена на рисунке 4.

Расчетный материальный баланс колонны К-9 по предлагаемому варианту реконструкции представлен в таблице 19.

Расчетный материальный баланс колонны К-10 по предлагаемому варианту реконструкции представлен в таблице 20.

Сопоставление показателей работы колонны К-9 по фактической работе и по приоритетному варианту приведено в таблице 21.

Сопоставление показателей работы колонны К-10 по фактической работе и по приоритетному варианту приведено в таблице 22.

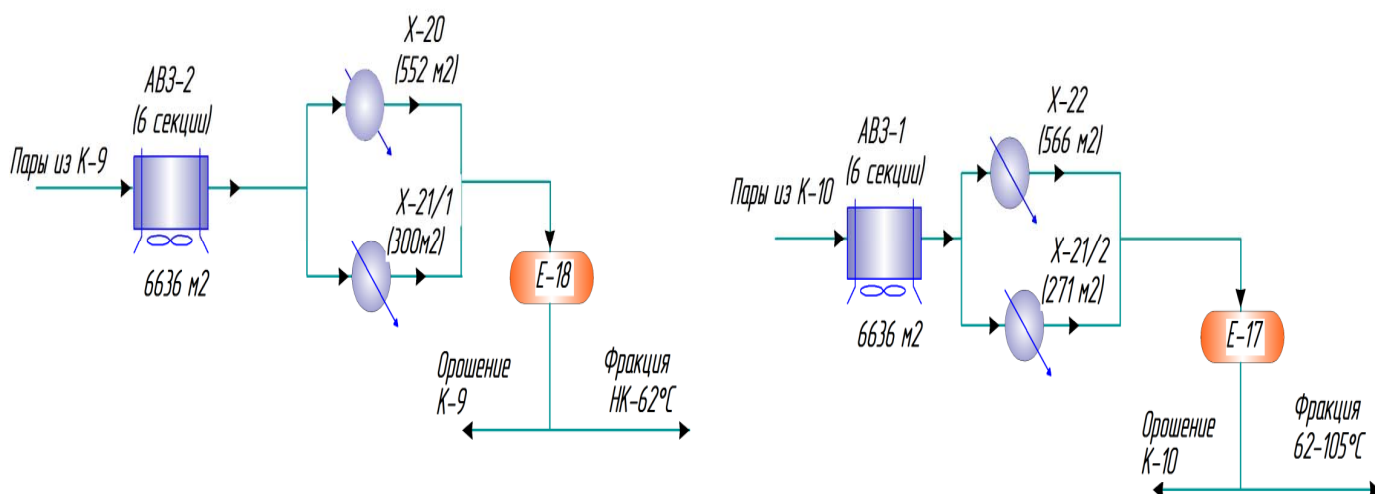


Рисунок 4 – Принципиальная схема конденсации паров колонн К-9 и К-10 по предлагаемому варианту реконструкции

Инв. № подл.	Подп. и дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	Лист	33
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	Лист	33		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	Лист	33		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	Лист	33		

рукции представлен в таблице 20.

Сопоставление показателей работы колонны К-9 по фактической работе и по приоритетному варианту приведено в таблице 21.

Сопоставление показателей работы колонны К-10 по фактической работе и по приоритетному варианту приведено в таблице 22.

Рисунок 4 – Принципиальная схема конденсации паров колонн К-9 и К-10 по предлагаемому варианту реконструкции

Таблица 19 – Расчетный материальный баланс колонны К-9 по предлагаемому варианту реконструкции

Наименование сырья, продуктов	Выход, % масс.	Расход, кг/час	Количество, т/сутки
Взято:			
Стабильная бензиновая фракция	100,00	81636,18	1959,27
в т.ч. на 11-ю тарелку	80,40	65636,18	1575,27
в т.ч. на 25-ю тарелку	19,60	16000,00	384,00
<u>Итого:</u>	100,00	81636,18	1959,27
Получено:			
Фракция НК-62 °С	12,73	10390,84	249,38
Фракция 62-180 °С	87,27	71245,34	1709,89
<u>Итого:</u>	100,00	81636,18	1959,27

Таблица 20 – Расчетный материальный баланс колонны К-10 по предлагаемому варианту реконструкции

Наименование сырья, продуктов	Выход, % масс.	Расход, кг/час	Количество, т/сутки
Взято:			
Фракция 62-180 С	100,00	71245,34	1709,89
<u>Итого:</u>	100,00	71245,34	1709,89
Получено:			
Фракция 62-105 С	43,93	31298,51	751,16
Фракция 105-180 С	56,07	39946,83	958,72
<u>Итого:</u>	100,00	71245,34	1709,89

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	Лист
											34

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.			Таблица 21 – Сопоставление показателей работы колонны К-9 по фактической работе и по приоритетному варианту		
Лист			Наименование параметра режима и условий процесса, единицы измерения показателей и условий	Значения параметра	
№ докум.				Фактическая работа	По приоритетному варианту реконструкции
			Расход общего потока стабильного бензина в К-9, т/ч	80,72	81,64
			-в т.ч. 11-ю тарелку	64,72	65,64
			-в т.ч. 25-ю тарелку	16,00	16,00
Подп.			Температура потока питания на 11-ю тарелку, °С	147,5	147,3
			Температура потока питания на 25-ю тарелку, °С	56,0	56,0
Дата			Давление на верху колонны К-9, МПа	0,27	0,27
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3			Давление в емкости орошения Е-18, МПа	0,26	0,26
			Температура верха колонны К-9, °С	78,95	86,65
			Температура в емкости Е-18, °С	40,00	40,0
			Расход острого орошения в колонну К-9, т/ч	24,35	23,28
			Расход фракции нк-62 °С из Е-18, т/ч	8,30	10,39
			Расход горячей струи с низа К-9 в печь П-5К, т/ч	100,00	130,00
			Температура горячей струи на выходе из печи П-3К, °С	158,0	158,8
			Теплоподвод с потоком горячей струи, Гкал/ч	2,083	2,243
			Температура низа колонны К-9, °С	149,4	151,6
			Расход фракции 62-180 °С с низа К-9, т/ч	72,42	71,25
Лист	35				

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.			Таблица 22 – Сопоставление показателей работы колонны К-10 по фактической работе и по приоритетному варианту	
Лист			Наименование параметра режима и условий процесса, единицы измерения показателей и условий	Значения параметра
№ докум.				<div>Фактическая работа</div> <div>По приоритетному варианту реконструкции</div>
			Расход общего потока стабильного бензина в К-10, т/ч	72,4271,25
			-в т.ч. 17-ю тарелку	18,10517,82
			-в т.ч. 25-ю тарелку	18,10517,81
			-в т.ч. 31-ю тарелку	18,10517,81
			-в т.ч. 37-ю тарелку	18,10517,81
Подп.			Температура потоков питания колонны К-10, °С	150,2152,4
Дата			Давление на верху колонны К-10, МПа	0,0620,062
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3			Давление в емкости орошения Е-18, МПа	0,0610,061
			Температура верха колонны К-10, °С	106,9110,7
			Температура в емкости Е-17, °С	48,048,0
			Расход острого орошения в колонну К-10, т/ч	8,347,62
			Расход фракции 62-105 °С из Е-17, т/ч	30,0031,30
			Расход горячей струи с низа К-10 в печь П-5К, т/ч	80,0090,00
			Температура горячей струи на выходе из печи П-4К, °С	182,0182,0
			Теплоподвод с потоком горячей струи, Гкал/ч	2,0322,047
			Температура низа колонны К-10, °С	142,5144,7
			Расход фракции 105-180 °С с низа К-10, т/ч	42,4239,95
Лист	36			

1.6 Оптимизация существующей схемы теплообмена для приоритетного варианта технического перевооружения установки АВТ-4

Предложения по изменению схемы теплообмена включает в себя переобвязку трубопроводами теплообменников, в которых нагреваются потоки сырой и обессоленной нефти. Переобвязка этих теплообменников осуществляется как по потокам нефти, так и по потокам теплоносителей. Ниже приведено описание переобвязки теплообменников для подогрева потоков сырой и обессоленной нефти.

Блок теплообмена для нагрева потоков сырой нефти до ЭЛОУ

Нагрев первого потока сырой нефти

По фактической работе первый поток сырой нефти подогревается в шести теплообменниках.

Предлагается сохранить на этом потоке сырой нефти прежние теплообменники. Поток фракции 140-240 °С охлаждается только в теплообменниках Т-1/1, Т-1/2. Освободившейся теплообменник Т-1/3 переобвязывается для рекуперации тепла циркуляционного орошения колонны К-1. Сохраняется подача в качестве теплоносителя потока 1 ЦО колонны К-2 в теплообменники Т-2, Т-3/1, Т-3/2.

Нагрев второго потока сырой нефти

По фактической работе второй поток сырой нефти подогревается в шести теплообменниках.

Предлагается увеличить поверхность теплообмена для нагрева этого потока сырой нефти.

В первый по ходу потока сырой нефти теплообменник - Т-4/1 вместо потока мазута направляется другой теплоноситель - объединенный поток фракции 240-300 °С. Затем поток сырой нефти направляется в теплообменник - Т-5, в котором в качестве теплоносителя сохраняется 1-й поток мазута. Следующий теплообменник для нагрева потока нефти - Т-4/2, в котором в качестве теплоносителя сохраняется 1ЦО колонны К-2. Далее этот поток сырой нефти направляется в теплообменник Т-1/5, в качестве теплоносителя в этот теплообменник направляется поток ВЦО колонны К-2. Затем поток сырой нефти из теплообменника Т-1/5 направляется в теплообменник Т-6/1 и далее нагревается по существующей схеме. В качестве теплоносителя в теплообменник Т-6/1 направляется 1-й поток мазута из теплообменника Т-27/4 (с блока ПТК). В теплообменники Т-6/2 и Т-7/1 сохраняется существующая схема подачи теплоносителя - фракции 300-350 °С.

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	<u>Нагрев второго потока сырой нефти</u>					
					По фактической работе второй поток сырой нефти подогревается в шести теплообменниках.					
					Предлагается увеличить поверхность теплообмена для нагрева этого потока сырой нефти.					
					В первый по ходу потока сырой нефти теплообменник - Т-4/1 вместо потока мазута направляется другой теплоноситель - объединенный поток фракции 240-300 °С. Затем поток сырой нефти направляется в теплообменник - Т-5, в котором в качестве теплоносителя сохраняется 1-й поток мазута. Следующий теплообменник для нагрева потока нефти - Т-4/2, в котором в качестве теплоносителя сохраняется 1ЦО колонны К-2. Далее этот поток сырой нефти направляется в теплообменник Т-1/5, в качестве теплоносителя в этот теплообменник направляется поток ВЦО колонны К-2. Затем поток сырой нефти из теплообменника Т-1/5 направляется в теплообменник Т-6/1 и далее нагревается по существующей схеме. В качестве теплоносителя в теплообменник Т-6/1 направляется 1-й поток мазута из теплообменника Т-27/4 (с блока ПТК). В теплообменники Т-6/2 и Т-7/1 сохраняется существующая схема подачи теплоносителя - фракции 300-350 °С.					
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3					Лист
										37

Нагрев третьего потока сырой нефти

По фактической работе третий поток сырой нефти последовательно проходит через семь теплообменников, где нагревается до высокой температуры - 135,8 °С в.

Поэтому предлагается на этом потоке сырой нефти сократить число используемых теплообменников, а высвободившиеся теплообменники Т-10/2 и Т-11 предлагается использовать для подогрева потока обессоленной нефти.

Предлагается сохранить существующую обвязку оставшихся теплообменников Т-7/2, Т-8, Т-9/1, Т-9/2, Т-10/1 как по потоку обессоленной нефти, так и по теплоносителям. В теплообменнике Т-10/1 теплоноситель - второй поток мазута поступает из теплообменника Т-10/2, который предлагается использовать для нагрева 1 потока обессоленной нефти.

Блок теплообмена для нагрева потоков обессоленной нефти

Предлагается нагрев обессоленной нефти организовать четырьмя потоками.

Предлагается поток нефтяного орошения колонны К-1 последовательно нагревать в двух существующих теплообменниках Т-17, Т-18/1. В качестве теплоносителя в этих теплообменниках сохраняется подача фракции 240-300 °С из теплообменника Т-18/2. После теплообменника Т-18/1 поток нефтяного орошения колонны К-1 по новому трубопроводу направляется в существующий трубопровод, по которому поток нефтяного орошения поступает в колонну К-1.

Нагрев первого потока обессоленной нефти

По фактической работе первый поток обессоленной нефти нагревается в шести теплообменниках.

По предлагаемому варианту работы на этом потоке обессоленной нефти сохраняется прежнее число теплообменников - шесть штук.

Вместо теплообменников Т-17, Т-18, которые используются для нагрева потока нефтяного орошения колонны К-1, первый поток нефти последовательно нагревается в освободившихся теплообменниках Т-10/2, Т-11, в которые в качестве теплоносителя направляется 2-й поток мазута из теплообменника Т-22/4 (или из теплообменника Т-27/2). Из теплообменника Т-11 поток обессоленной нефти поступает в теплообменник Т-18/2, у которого сохраняется существующая обвязка как по потоку обессоленной нефти, так и по теплоносителю (первый поток фракции 240-300 °С). Следующие по нагреву потока обессоленной нефти теплообменники - Т-22/4, Т-22/5 переобвязываются по теплоносителю и используются для охлаждения второго потока мазута, который поступает в теплообменник Т-22/5 из теплообменника Т-27/1. Через теплообменники Т-22/4, Т-22/5 второй поток мазут проходит противото-

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3					Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						38

ком потоку обессоленной нефти. Обвязка теплообменника Т-27/1 как по потоку обессоленной нефти, так и второму потоку мазута не изменяется.

Нагрев второго потока обессоленной нефти

По фактической схеме второй поток обессоленной нефти подогревается в пяти теплообменниках.

Предлагается изменить последовательность прохождения потока обессоленной нефти через эти теплообменники. Первоначально второй поток обессоленной нефти проходит теплообменник Т-21, где нагревается потоком фракции 300-350 °С из теплообменника Т-23. Затем поток обессоленной нефти направляется в теплообменник Т-20, где нагревается потоком 3 ЦО колонны К-2 из теплообменника Т-24, далее второй поток обессоленной нефти поступает в теплообменник Т-19, где нагревается потоком 2 ЦО колонны К-2 (от Н-11,13). Из теплообменника Т-19 поток обессоленной нефти направляется в теплообменник Т-23, а затем в Т-22/6. Сохраняется обвязка этих двух теплообменников по потокам теплоносителей, соответственно, поток фракции 300-350 °С и 1 поток мазута.

Нагрев третьего потока обессоленной нефти

По фактической работе на третьем потоке обессоленной нефти установлено шесть теплообменников.

Предлагается сохранить существующую обвязку этих теплообменников по потокам теплоносителей и изменить обвязку по потоку обессоленной нефти. Третий поток обессоленной нефти первоначально поступает в теплообменник Т-22/1, далее в Т-24, а затем в Т-25/2. Из теплообменника Т-25/2 поток обессоленной нефти последовательно проходит теплообменники Т-22/2, Т-22/3, Т-26. Обвязка по теплоносителю теплообменников Т-22/1, Т-22/2, Т-22/3 сохраняется существующей – теплоноситель первый поток мазута. Обвязка по теплоносителю теплообменников Т-24, Т-25/2, Т-26 также сохраняется существующей - теплоноситель поток 3 ЦО колонны К-2.

Предлагаемая принципиальная схема блока теплообмена для подогрева потоков сырой и обессоленной нефти по приоритетному варианту технического перевооружения установки АВТ-4 приведена на рисунках 5 и 6.

Результаты расчета предлагаемой схемы теплообмена для нагрева нефти

Характеристика потоков сырой и обессоленной нефти, а также теплоносителей, которые поступают во все теплообменники блока подогрева нефти установки АВТ-4 при ее работе в летний период, приведена в таблице 23. В этой же таблице для каждого теплообменника

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>Предлагается сохранить существующую обвязку этих теплообменников по потокам теплоносителей и изменить обвязку по потоку обессоленной нефти. Третий поток обессоленной нефти первоначально поступает в теплообменник Т-22/1, далее в Т-24, а затем в Т-25/2. Из теплообменника Т-25/2 поток обессоленной нефти последовательно проходит теплообменники Т-22/2, Т-22/3, Т-26. Обвязка по теплоносителю теплообменников Т-22/1, Т-22/2, Т-22/3 сохраняется существующей – теплоноситель первый поток мазута. Обвязка по теплоносителю теплообменников Т-24, Т-25/2, Т-26 также сохраняется существующей - теплоноситель поток 3 ЦО колонны К-2.</p> <p>Предлагаемая принципиальная схема блока теплообмена для подогрева потоков сырой и обессоленной нефти по приоритетному варианту технического перевооружения установки АВТ-4 приведена на рисунках 5 и 6.</p> <p>Результаты расчета предлагаемой схемы теплообмена для нагрева нефти</p> <p>Характеристика потоков сырой и обессоленной нефти, а также теплоносителей, которые поступают во все теплообменники блока подогрева нефти установки АВТ-4 при ее работе в летний период, приведена в таблице 23. В этой же таблице для каждого теплообменника</p>					
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3					Лист
										39

приведено значение поверхности теплообмена и определенное расчетом по математической модели количественного тепла, которое передано от теплоносителей потокам сырой или обессоленной нефти. Суммарная поверхность теплообмена (11456,4 м²) этих 37 аппаратов распределена на две технологические стадии: нагрев трех потоков сырой нефти (18 теплообменников с поверхностью теплообмена – 5541,4 м²) и нагрев трех потоков обессоленной нефти (19 теплообменников с поверхностью теплообмена – 5915 м²). Анализ данных, приведенных в таблице 23, показывает, что 48,4 % от суммарной поверхности теплообмена на установке АВТ-4 предназначено для обеспечения нагрева трех потоков сырой нефти в 18 теплообменниках до температуры не ниже 115 °С, которая необходима для обеспечения эффективного протекания процесса обессоливания сырой нефти на блоке ЭЛОУ.

Предлагаемый вариант распределения теплообменников по четырем потокам нагрева обессоленной нефти обеспечивает их нагрев до разной температуры. Поток нефтяного орошения колонны К-1 нагревается до температуры 166,9 °С. Первый поток обессоленной нефти (расход 220000 кг/ч) в 6 теплообменниках с суммарной поверхностью – 2063 м² нагревается до высокой температуры 256,3 °С. Третий поток обессоленной нефти с меньшим расходом (156270 кг/ч) в 6 теплообменниках с примерно такой же суммарной поверхностью – 1950 м² нагревается до более низкого значения температуры 231,4 °С. Затем эти потоки обессоленной нефти объединяются и по новому трубопроводу Ду 350 направляются под нижнюю тарелку колонны К-1 (через существующий штуцер Ду 350).

Нагрев второго потока обессоленной нефти, расход которого составляет 180000 кг/ч, используются пять теплообменников, которые имеют значительно меньшую суммарной поверхностью теплообмена – 1402 м². Поэтому второй поток обессоленной нефти нагревается до температуры – 225,2 °С и по существующему трубопроводу направляется в зону питания ректификационной колонны К-1.

В таблице 24 приведены расчетные показатели работы каждого теплообменника по приоритетному варианту технического перевооружения установки АВТ-4.

В таблице 25 приведены расчетные показатели работы теплообменников при температуре нефти 10 °С (при работе в зимний период) по приоритетному варианту технического перевооружения установки АВТ-4.

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Нагрев второго потока обессоленной нефти, расход которого составляет 180000 кг/ч, используются пять теплообменников, которые имеют значительно меньшую суммарной поверхностью теплообмена – 1402 м ² . Поэтому второй поток обессоленной нефти нагревается до температуры – 225,2 °С и по существующему трубопроводу направляется в зону питания ректификационной колонны К-1.					
					В таблице 24 приведены расчетные показатели работы каждого теплообменника по приоритетному варианту технического перевооружения установки АВТ-4.					
					В таблице 25 приведены расчетные показатели работы теплообменников при температуре нефти 10 °С (при работе в зимний период) по приоритетному варианту технического перевооружения установки АВТ-4.					
Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3					Лист
										40
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3

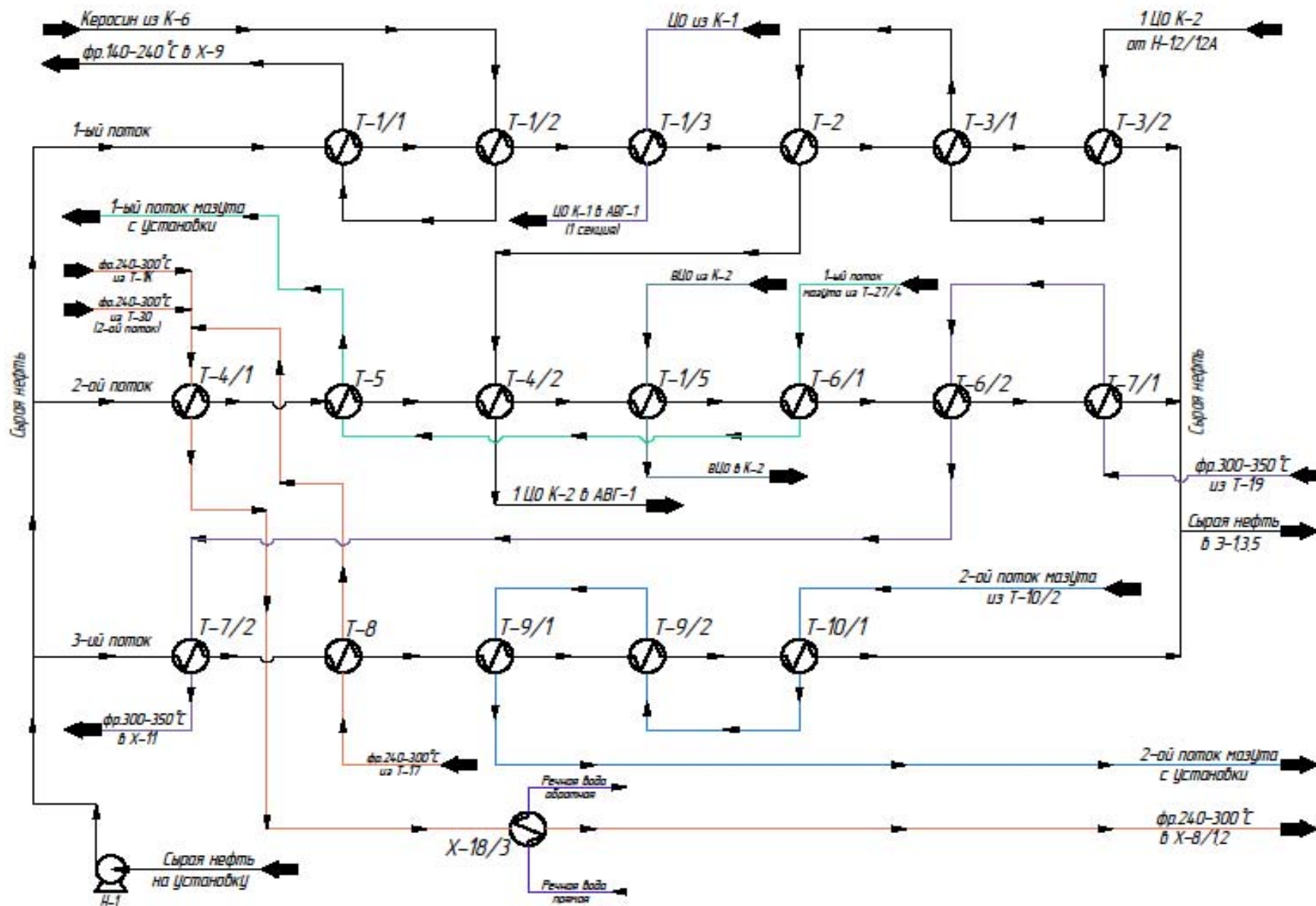


Рисунок 5 – Принципиальная технологическая схема подогрева сырой нефти на установке АВТ-4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3				

42	Лист
----	------

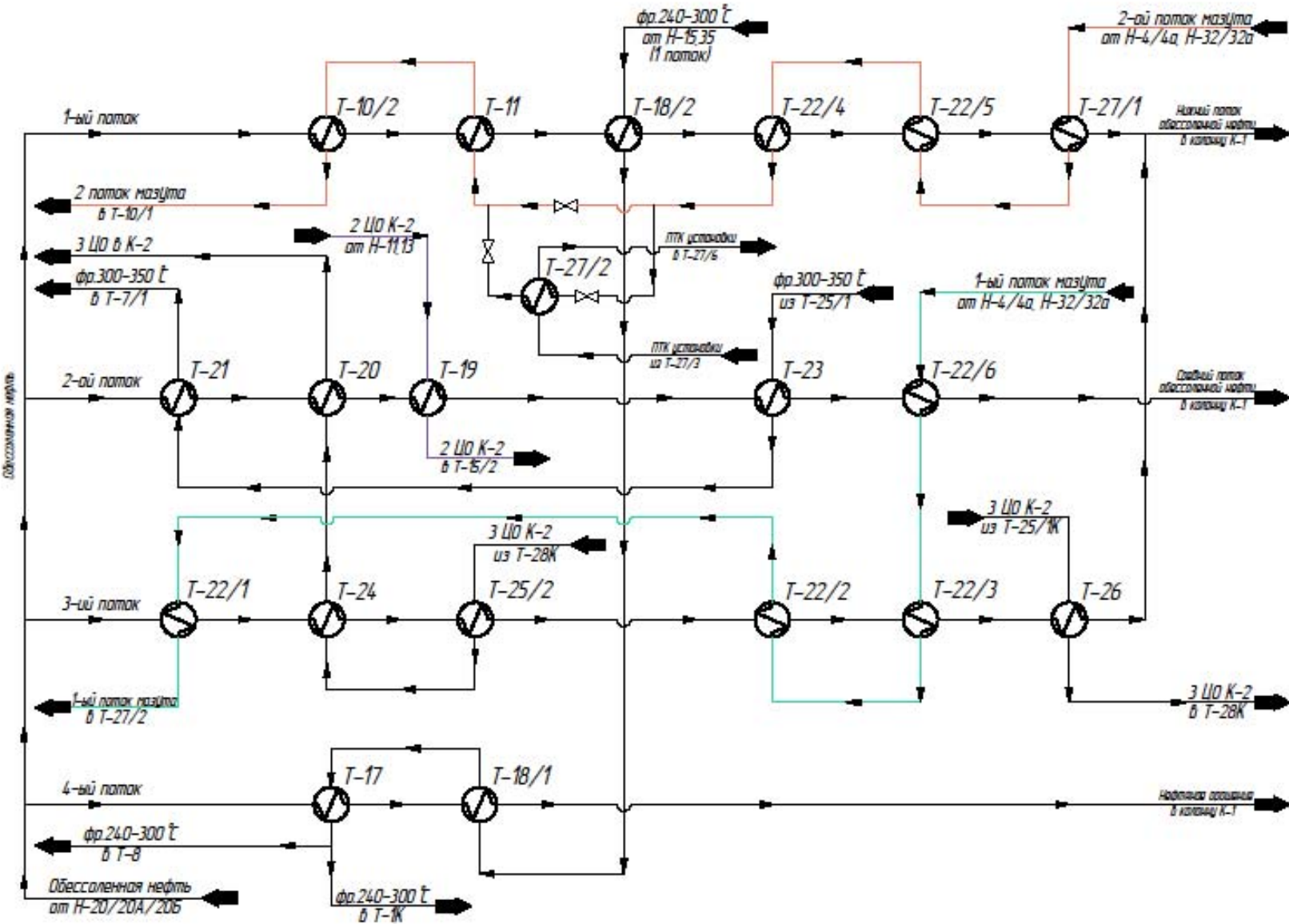


Рисунок 6 – Принципиальная технологическая схема подогрева обессоленной нефти на установке АВТ-4

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-ТП3	Лист
						43

Наименование потока теплоносителя	Обозначение на схеме	Поверхность теплообмена, м ²	Расход потока, кг/ч		Температура потока, °С				Количество передаваемого тепла, Гкал/ч
			нагреваемого	теплоносителя	нагреваемого		теплоносителя		
					на входе	на выходе	на входе	на выходе	
Нагрев сырой нефти									
1 поток сырой нефти									
Фракция 140-240 °С	T-1/1	250	200000	62290	20,0	35,0	101,7	59,6	1,331
Фракция 140-240 °С	T-1/2	413	200000	62290	35,0	62,0	173,0	101,7	2,512
ЦО К-1	T-1/3	261	200000	73000	62,0	70,8	163,9	145,0	0,846
1 ЦО К-2	T-2	250	200000	133500	70,8	90,0	158,0	132,8	1,909
1 ЦО К-2	T-3/1	250	200000	133500	90,0	107,0	180,1	158,0	1,748
1 ЦО К-2	T-3/2	250	200000	133500	107,0	126,5	205,3	180,1	2,074
ИТОГО:									10,420
2 поток сырой нефти									
Фракция 240-300 °С	T-4/1	250	200000	89792	20,0	30,0	102,7	83,3	0,882
1-ый поток мазута	T-5	413	200000	169806	30,0	53,0	123,0	99,0	2,102
1 ЦО К-2	T-4/2	250	200000	133500	53,0	77,4	132,8	100,0	2,358
ВЦО К-2	T-1/5	940	200000	120000	77,4	97,5	130,0	100,0	2,024
1-ый поток мазута	T-6/1	257,2	200000	169806	97,5	110,6	138,0	123,0	1,360
Фракция 300-350 °С	T-6/2	257,2	200000	54156	110,6	113,5	145,0	135,0	0,297
Фракция 300-350 °С	T-7/1	250	200000	54156	113,5	117,8	160,0	145,0	0,455
ИТОГО:									9,478
3 поток сырой нефти									
Фракция 300-350 °С	T-7/2	250	226270	54156	20,0	37,9	135,0	70,0	1,803
Фракция 240-300 °С	T-8	250	226270	66792	37,9	60,0	159,9	95,5	2,329
2-ой поток мазута	T-9/1	250	226270	169623	60,0	77,0	120,3	99,0	1,864
2-ой поток мазута	T-9/2	250	226270	169623	77,0	97,0	145,3	120,3	2,276
2-ой поток мазута	T-10/1	250	226270	169623	97,0	121,5	175,9	145,3	2,909
ИТОГО:									11,181
ИТОГО ДО БЛОКА ЭЛОУ:									31,079

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3										
						Наименование потока теплоносителя	Обозначение на схеме	Поверхность теплообмена, м²	Расход потока, кг/ч		Температура потока, °С				Количество передаваемого тепла, Гкал/ч
									нагреваемого	теплоносителя	нагреваемого		теплоносителя		
						на входе	на выходе	на входе	на выходе						
Нагрев обессоленной нефти															
Поток нефтяного орошения															
Фракция 240-300 °С						T-17	250	70000	81792	112,0	140,0	182,0	159,9	1,057	
Фракция 240-300 °С						T-18/1	250	70000	81792	140,0	166,9	204,4	182,0	1,106	
ИТОГО:														2,163	
1 поток обессоленной нефти															
2-ой поток мазута						T-10/2	250	220000	169623	112,0	125,0	191,2	175,7	1,526	
2-ой поток мазута						T-11	250	220000	169623	125,0	140,0	209,1	191,2	1,805	
Фракция 240-300 °С						T-18/2	250	220000	81792	140,0	156,8	244,7	204,4	2,076	
2-ой поток мазута						T-22/4	450	220000	169623	156,8	185,0	245,0	209,1	3,760	
2-ой поток мазута						T-22/5	403	220000	169623	185,0	221,7	295,0	245,0	5,532	
2-ой поток мазута						T-27/1	460	220000	169623	221,7	256,5	343,7	295,0	5,707	
ИТОГО:														20,406	
2 поток обессоленной нефти															
Фракция 300-350 °С						T-21	250	180000	54156	112,0	127,6	207,0	160,0	1,497	
3 ЦО К-2						T-20	250	180000	142900	127,6	157,5	243,5	210,0	2,997	
2 ЦО К-2						T-19	250	180000	140000	157,5	165,0	271,3	263,0	0,774	
Фракция 300-350 °С						T-23	250	180000	54156	165,0	174,1	237,6	207,0	1,032	
1-ый поток мазута						T-22/6	402	180000	169623	174,1	225,2	343,7	290,0	6,275	
ИТОГО:														12,575	
3 поток обессоленной нефти															
1-ый поток мазута						T-22/1	400	156270	169623	112,0	130,0	238,8	224,5	1,508	
3 ЦО К-2						T-24	250	156270	142900	130,0	142,0	254,6	243,5	1,032	
3 ЦО К-2						T-25/2	250	156270	142900	142,0	160,0	271,5	254,6	1,589	
1-ый поток мазута						T-22/2	400	156270	169623	160,0	184,1	260,0	238,8	2,290	
1-ый поток мазута						T-22/3	400	156270	169623	184,1	215,5	290,0	260,0	3,344	
3 ЦО К-2						T-26	250	156270	142900	215,5	231,4	299,0	280,0	1,852	
ИТОГО:														11,615	
ИТОГО ОБЕССОЛЕННОЙ НЕФТИ														46,759	
СУММА ТЕПЛА К СЫРОЙ И ОБЕССОЛЕННОЙ НЕФТИ														77,838	

44

Лист

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	
Лист	45

Таблица 24 – Расчетные показатели работы теплообменников установки АВТ-4 в летний период

Обозначение на схеме	Поверхность теплообмена, м ²	Количество передаваемого тепла, Гкал/ч	Средний температурный напор, °С	Расчетный коэффициент теплопередачи, ккал/ч(м ² ·°С)	Линейная скорость потока, м/с	
					в трубном пространстве	в межтрубном пространстве
T-1/1	250	1,331	49,9	106,7	1,187	0,127
T-1/2	413	2,512	83,1	73,2	0,735	0,089
T-1/3	261	0,846	87,6	37,0	1,188	0,188
T-1/5	940	2,024	27,2	79,2	0,405	0,252
T-2	250	1,909	63,7	119,9	1,209	0,247
T-3/1	250	1,748	69,6	100,5	1,228	0,304
T-3/2	250	2,074	74,8	110,9	1,251	0,325
T-4/1	250	0,882	67,4	52,7	1,147	0,174
T-4/2	413	2,358	48,4	194,9	0,752	0,178
T-5	250	2,102	68,2	74,6	1,164	0,292
T-6/1	257	1,360	26,4	200,3	1,222	0,322
T-6/2	257	0,297	27,6	41,9	1,226	0,114
T-7/1	250	0,455	36,3	50,1	1,233	0,106
T-7/2	250	1,803	68,1	105,9	1,302	0,112
T-8	250	2,329	73,6	126,6	1,329	0,134
T-9/1	250	1,864	39,3	189,7	1,349	0,334
T-9/2	250	2,276	43,7	208,3	1,375	0,295
T-10/1	250	2,909	48,6	239,4	1,408	0,301
T-10/2	250	1,526	64,4	94,8	1,374	0,303
T-11	250	1,805	67,0	107,8	1,393	0,306
T-17	250	1,057	42,5	99,5	0,441	0,171
T-18/1	250	1,106	37,1	119,2	0,728	0,175
T-18/2	250	2,076	73,9	112,4	1,386	0,183
T-19	250	0,774	105,8	29,3	0,304	0,311
T-20	250	2,997	82,2	145,8	1,162	0,295
T-21	250	1,497	60,4	99,1	1,113	0,111
T-22/1	400	1,508	110,3	34,2	1,326	0,193
T-22/2	400	2,290	76,3	75,0	1,346	0,202

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.				
Лист				
№ докум.				
Подп.				
Дата				
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3				
Лист	46			

Продолжение таблицы 24

Обозначение на схеме	Поверхность теплообмена, м ²	Количество передаваемого тепла, Гкал/ч	Средний температурный напор, °С	Расчетный коэффициент теплопередачи, ккал/ч(м ² ·°С)	Линейная скорость потока, м/с	
					в трубном пространстве	в межтрубном пространстве
T-22/3	400	3,344	73,1	114,4	1,379	0,316
T-22/4	450	3,760	52,9	158,0	1,338	0,218
T-22/5	403	5,532	61,6	222,8	1,319	1,211
T-22/6	402	6,275	113,2	137,9	1,375	0,340
T-23	250	1,032	51,1	80,8	1,680	0,112
T-24	250	1,032	112,9	36,6	0,975	0,302
T-25/2	250	1,589	111,6	57,0	0,993	0,332
T-26	250	1,852	62,3	118,9	3,731	0,342
T-27/1	460	5,707	76,4	162,4	0,641	2,426

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

Таблица 25 – Расчетные показатели работы теплообменников установки АВТ-4 в зимний период

Обозначение на схеме	Наименование потока теплоносителя	Поверхность теплообмена, м ²	Количество передаваемого тепла, Гкал/ч	Средний температурный напор, °С	Расчетный коэффициент теплопередачи, ккал/ч(м ² ·°С)	Линейная скорость потока, м/с	
						в трубном пространстве	в межтрубном пространстве
T-1/1	Фракция 140-240 °С	250	1,037	44,6	93,0	1,187	0,127
T-1/2	Фракция 140-240 °С	413	3,213	76,4	101,8	0,735	0,089
T-1/3	ЦО К-1	261	1,055	88,5	45,7	1,188	0,188
T-1/5	ВЦО К-2	940	2,280	25,1	96,6	0,405	0,252
T-2	1 ЦО К-2	250	1,854	63,4	117,0	1,209	0,247
T-3/1	1 ЦО К-2	250	1,946	69,3	112,3	1,228	0,304
T-3/2	1 ЦО К-2	250	2,124	75,0	113,3	1,251	0,325
T-4/1	Фракция 240-300 °С	250	1,612	65,9	97,8	1,147	0,174
T-4/2	1 ЦО К-2	413	2,288	47,0	194,7	0,752	0,178
T-5	1-ый поток мазута	250	2,176	65,6	80,3	1,164	0,292
T-6/1	1-ый поток мазута	257	1,171	22,1	206,0	1,222	0,322
T-6/2	Фракция 300-350 °С	257	0,297	28,2	41,0	1,226	0,114
T-7/1	Фракция 300-350 °С	250	0,455	36,9	49,3	1,233	0,106
T-7/2	Фракция 300-350 °С	250	1,932	74,4	103,9	1,302	0,112
T-8	Фракция 240-300 °С	250	2,215	85,0	104,2	1,329	0,134
T-9/1	2-ой поток мазута	250	2,381	44,1	216,0	1,349	0,334
T-9/2	2-ой поток мазута	250	2,489	49,7	200,3	1,375	0,295
T-10/1	2-ой поток мазута	250	3,128	54,8	228,3	1,408	0,301
T-10/2	2-ой поток мазута	250	1,422	70,2	81,0	1,374	0,303
T-11	2-ой поток мазута	250	1,910	71,4	107,0	1,393	0,306
T-17	Фракция 240-300 °С	250	1,057	42,5	99,5	0,441	0,171
T-18/1	Фракция 240-300 °С	250	1,106	37,1	119,2	0,728	0,175
T-18/2	Фракция 240-300 °С	250	2,061	71,2	115,8	1,386	0,183
T-19	2 ЦО К-2	250	0,743	105,8	28,1	0,304	0,311
T-20	3 ЦО К-2	250	2,994	78,9	151,8	1,162	0,295
T-21	Фракция 300-350 °С	250	1,497	60,4	99,1	1,113	0,111
T-22/1	1-ый поток мазута	400	1,840	107,5	42,8	1,326	0,193
T-22/2	1-ый поток мазута	400	2,290	75,2	76,1	1,346	0,202

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.				
Лист				
№ докум.				
Подп.				
Дата				
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3				
Лист	48			

Продолжение таблицы 25

Обозначение на схеме	Наименование потока теплоносителя	Поверхность теплообмена, м ²	Количество передаваемого тепла, Гкал/ч	Средний температурный напор, °С	Расчетный коэффициент теплопередачи, ккал/ч(м ² ·°С)	Линейная скорость потока, м/с	
						в трубном пространстве	в межтрубном пространстве
T-22/3	1-ый поток мазута	400	3,344	74,6	112,1	1,379	0,316
T-22/4	2-ой поток мазута	450	3,149	55,3	126,5	1,338	0,218
T-22/5	2-ой поток мазута	403	5,532	59,9	229,2	1,319	1,211
T-22/6	1-ый поток мазута	402	6,275	113,6	137,4	1,375	0,340
T-23	Фракция 300-350 °С	250	1,020	51,4	79,4	1,680	0,112
T-24	3 ЦО К-2	250	1,231	108,2	45,5	0,975	0,302
T-25/2	3 ЦО К-2	250	1,681	108,4	62,0	0,993	0,332
T-26	3 ЦО К-2	250	1,852	68,7	107,8	3,731	0,342
T-27/1	2-ой поток мазута	460	5,707	72,2	171,8	0,641	2,426

2 Краткое описание технологической схемы установки АВТ-4 по приоритетному варианту технического перевооружения

2.1 Подогрев потоков сырой нефти перед блоком ЭЛОУ

Сырьевыми насосами Н-1 (Н-1А, Н-1Б, Н-1В) сырая нефть тремя параллельными потоками подается в теплообменники Т-1 – Т-10/1.

Первый поток сырой нефти проходит последовательно по трубному пространству теплообменников:

- Т-1/1, Т-1/2, где нагревается за счет тепла потока фракции 140-240 °С, откачиваемой с низа отпарной колонны К-6 блока ГДМ;

- Т-1/3, где нагревается за счет тепла потока ЦО колонны К-1;

- Т-2, Т-3/1, Т-3/2, где нагревается за счет тепла потока 1 ЦО колонны К-2;

Из теплообменника Т-3/2 нагретый 1 поток сырой нефти поступает в общий коллектор подачи сырой нефти в электродегидраторы 1 ступени Э-1, Э-3, Э-5.

Второй поток сырой нефти проходит последовательно по трубному пространству теплообменников:

- Т-4/1, где нагревается за счет тепла объединенного потока фракции 240-300 °С (1 поток после Т-8 и Т-1К, 2 поток после Т-30);

- Т-5, где нагревается за счет тепла 1 потока мазута из Т-6/1;

- Т-4/2, где нагревается за счет тепла потока 1 ЦО колонны К-2 из Т-2;

- Т-1/5, нефть нагревается за счет тепла потока ВЦО колонны К-2;

- Т-6/1, где нагревается за счет тепла 1 потока мазута из Т-27/4;

- Т-6/2 и Т-7/1, где нагревается за счет тепла потока фракции 300-350 °С из Т-21;

Из теплообменника Т-7/1 нагретый 2 поток сырой нефти поступает в общий коллектор подачи сырой нефти в электродегидраторы 1 ступени Э-1, Э-3, Э-5.

Третий поток сырой нефти проходит последовательно по трубному пространству теплообменников:

- Т-7/2, где нагревается за счет тепла потока фракции 300-350 °С из Т-6/2;

- Т-8, где нагревается за счет тепла 1 потока фракции 240-300 °С из Т-17;

- Т-9/1, Т-9/2, Т-10/1, где нагревается за счет тепла 2 потока мазута из теплообменника Т-10/2;

Из теплообменника Т-10/1 нагретый 3 поток сырой нефти поступает в общий коллектор подачи сырой нефти в электродегидраторы 1 ступени Э-1, Э-3, Э-5.

Общий поток сырой нефти в теплообменниках Т-1 ÷ Т-10/1 нагревается до температуры 124 °С.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	Лист 49
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

2.2 Блок ЭЛОУ

Нагретая в теплообменниках сырая нефть тремя потоками через смесители 1-ой ступени А-19/1, 3, 5 поступает, соответственно, в горизонтальные электродегидраторы 1 ступени Э-1, Э-3, Э-5. Затем тремя потоками нефть из Э-1, Э-3, Э-5 направляется на вторую ступень обессоливания.

Из электродегидраторов 2 ступени Э-2, Э-4, Э-6 обессоленная и обезвоженная нефть, содержащая в своем составе газ, поступает в емкость Е-15. Предусмотрен вывод газа с верха емкости Е-15 в колонну К-1 на 17 тарелку.

Из емкости Е-15 обессоленная нефть забирается насосами Н-20 (Н-20А, Н-20Б), на выходе которых разделяется на 4 потока.

2.3 Подогрев потоков обессоленной нефти после блока ЭЛОУ

Нефтяное орошение колонны К-1 осуществляется потоком обессоленной нефти, который нагревается в теплообменниках Т-17 и Т-18/1, проходя последовательно по их трубному пространству. В качестве теплоносителя последовательно по межтрубному пространству этих теплообменников проходит 1 потока фракции 240-300 °С из Т-18/2.

После теплообменника Т-18/1 нагретый поток обессоленной нефти поступает на 21-ую тарелку колонны К-1 в качестве нефтяного орошения.

Первый поток обессоленной нефти проходит последовательно теплообменники:

- трубное пространство Т-10/2, Т-11, где нагревается за счет тепла 2 потока мазута после Т-22/4;

- трубное пространство Т-18/2, где нагревается за счет тепла 1 потока фракции 240-300 °С с выкида насосов Н-15,35;

- трубное пространство Т-22/4 и межтрубное пространство Т-22/5 и Т-27/1, где нагревается за счет тепла 2 потока мазута с выкида насосов Н-4/4а, Н-32/32а.

После теплообменника Т-27/1 нагретый 1 поток обессоленной нефти объединяется с нагретым 3 потоком обессоленной нефти после теплообменника Т-26.

Второй поток обессоленной нефти проходит последовательно теплообменники:

- трубное пространство Т-21, где нагревается за счет тепла потока фракции 300-350 °С из Т-23;

- трубное пространство Т-20, где нагревается за счет тепла потока 3 ЦО колонны К-2 из Т-24;

- трубное пространство Т-19, где нагревается за счет тепла потока 2 ЦО колонны К-2 с выкида насосов Н-11,13;

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата		
Инв. № дубл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	Подп. и дата		
<p>Первый поток обессоленной нефти проходит последовательно теплообменники:</p> <ul style="list-style-type: none">- трубное пространство Т-10/2, Т-11, где нагревается за счет тепла 2 потока мазута после Т-22/4;- трубное пространство Т-18/2, где нагревается за счет тепла 1 потока фракции 240-300 °С с выкида насосов Н-15,35;- трубное пространство Т-22/4 и межтрубное пространство Т-22/5 и Т-27/1, где нагревается за счет тепла 2 потока мазута с выкида насосов Н-4/4а, Н-32/32а. <p>После теплообменника Т-27/1 нагретый 1 поток обессоленной нефти объединяется с нагретым 3 потоком обессоленной нефти после теплообменника Т-26.</p> <p>Второй поток обессоленной нефти проходит последовательно теплообменники:</p> <ul style="list-style-type: none">- трубное пространство Т-21, где нагревается за счет тепла потока фракции 300-350 °С из Т-23;- трубное пространство Т-20, где нагревается за счет тепла потока 3 ЦО колонны К-2 из Т-24;- трубное пространство Т-19, где нагревается за счет тепла потока 2 ЦО колонны К-2 с выкида насосов Н-11,13;						
Инв. № подл.						Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	50

- трубное пространство Т-23, где нагревается за счет тепла потока фракции 300-350 °С из Т-25/1;

- межтрубное пространство Т-22/6, где нагревается за счет тепла 1 потока мазута с выкида насосов Н-4/4а, Н-32/32а.

Затем из теплообменника Т-22/6 нагретый 2 поток обессоленной нефти по существующему трубопроводу поступает на 16-ю тарелку колонну К-1.

Третий поток обессоленной нефти проходит последовательно теплообменники:

- межтрубное пространство Т-22/1, где нагревается за счет тепла 1 потока мазута из Т-22/2.

- трубное пространство Т-24 и Т-25/2, где нагревается за счет тепла потока 3 ЦО колонны К-2 из Т-28К;

- межтрубное пространство Т-22/2 и Т-22/3, где нагревается за счет тепла 1 потока мазута из Т-22/6;

- трубное пространство Т-26, где нагревается за счет тепла потока 3 ЦО колонны К-2 из теплообменника Т-25/1К.

После теплообменника Т-26 нагретый 3 поток обессоленной нефти объединяется с нагретым 1 потоком обессоленной нефти после теплообменника Т-27/1 и по новому трубопроводу через существующий штуцер поступает под 1-ю тарелку колонны К-1 в качестве нижнего питания.

2.4 Атмосферный блок

С верха колонны К-1 отбираются пары бензиновой фракции и водяные пары, которые последовательно проходят аппарат воздушного охлаждения АВЗ-3 и группу конденсаторов-холодильников Х-1/3, Х-1/4, Х-1/5 (включенных параллельно), после которых образовавшаяся газожидкостная смесь поступает в емкость Е-1. В трубопровод между АВЗ-3 и конденсаторами-холодильниками Х-1/3, Х-1/4, Х-1/5 от насоса Н-7, Н-7А подается бензиновая фракция из емкости Е-2.

Из емкости Е-1 поток газа поступают на тарелку №9 газосепаратора К-7.

Из емкости Е-1 нестабильная бензиновая фракция забирается насосами Н-6 (Н-6А) и подается на верхнюю тарелку колонны К-1 в качестве острого орошения, а балансовый избыток направляется на 15 и 23 тарелки колонны стабилизации бензина К-4.

С тарелки №26 колонны К-1, которая выполнена «глухой» по жидкости поток фракции 40-180°С забирается насосами Н-6К (Н-6К/1). С выкида насоса часть этого потока прокачивается через теплообменник Т-1/3 (межтрубное пространство), где охлаждается 1-ым потоком сырой нефти из Т-1/2, далее охлаждается в одной секции АВГ-1 и возвращается на 28 тарелку колонны К-1 в качестве циркуляционного орошения. Заданное количество фракции 40-180°С с выкида

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	2.4 Атмосферный блок					
					С верха колонны К-1 отбираются пары бензиновой фракции и водяные пары, которые последовательно проходят аппарат воздушного охлаждения АВЗ-3 и группу конденсаторов-холодильников Х-1/3, Х-1/4, Х-1/5 (включенных параллельно), после которых образовавшаяся газожидкостная смесь поступает в емкость Е-1. В трубопровод между АВЗ-3 и конденсаторами-холодильниками Х-1/3, Х-1/4, Х-1/5 от насоса Н-7, Н-7А подается бензиновая фракция из емкости Е-2.					
					Из емкости Е-1 поток газа поступают на тарелку №9 газосепаратора К-7.					
Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Из емкости Е-1 нестабильная бензиновая фракция забирается насосами Н-6 (Н-6А) и подается на верхнюю тарелку колонны К-1 в качестве острого орошения, а балансовый избыток направляется на 15 и 23 тарелки колонны стабилизации бензина К-4.					
					С тарелки №26 колонны К-1, которая выполнена «глухой» по жидкости поток фракции 40-180°С забирается насосами Н-6К (Н-6К/1). С выкида насоса часть этого потока прокачивается через теплообменник Т-1/3 (межтрубное пространство), где охлаждается 1-ым потоком сырой нефти из Т-1/2, далее охлаждается в одной секции АВГ-1 и возвращается на 28 тарелку колонны К-1 в качестве циркуляционного орошения. Заданное количество фракции 40-180°С с выкида					
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3					Лист
										51

насоса Н-6К (Н-6К/1) подается на загрузку колонны К-4 вместе с потоком нестабильной бензиновой фракции, поступающей на 15 тарелку колонны К-4.

При работе колонны К-1 без циркуляционного орошения весь поток бензиновой фракции забирается из емкости Е-1 насосами Н-6 (Н-6А) и частично подается на орошение колонны К-1, а его избыток направляется в колонну стабилизации бензина К-4 на 15 и 23 тарелки. В этом случае фракция 40-180 °С с 26 тарелки колонны К-1 не отбирается, а схема ее вывода отсекается задвижками.

Подвод дополнительного тепла в низ колонны К-1 осуществляется циркулирующим потоком частично отбензиненной нефти, который нагревается по следующей схеме: низ К-1 → Н-2, (Н-2Б, Н-2В), Н-3 (Н-3А, Н-3Б) → П-1к (1,2,3,4 потоки) → низ К-1

Из печи П-1к частично отбензиненная нефть выводится четырьмя потоками, которые затем объединяется в два потока и через два штуцера поступают в низ колонны К-1.

Балансовый избыток частично отбензиненной нефти с низа колонны К-1 поступает на прием насосов Н-2 (Н-2А, Н-2Б), Н-3 (Н-3А, Н-3Б), четырьмя потоками подается в печь П-1 и четырьмя потоками в печь П-2, где нагревается до температуры не более 365°С, и поступает в ректификационную колонну К-2 на 6 тарелку.

Для улучшения отпаривания легких фракций в нижнюю часть колонны К-2 подается перегретый пар из пароперегревателей печей П-1 и П-2.

Пары бензиновой фракции 85-180 °С и водяные пары с верха колонны К-2 проходят параллельными потоками через секции аппаратов воздушного охлаждения АВЗ-4 и АВЗ-5, где частично конденсируются. Затем объединенный парожидкостной поток поступает в конденсаторы-холодильники Х-2/3, Х-2/4, Х-2/5, включенные параллельно, где происходит полная конденсация паров и весь поток жидкости поступают в емкость Е-2.

Из емкости Е-2 фракция 85-180°C забирается насосами Н-7(Н-7А) и с выкида насоса часть потока подается на верхнюю тарелку колонны К-2 в качестве острого орошения. Балансовый избыток фракции 85-180°C откачивается с выкида насосов Н-7 (Н-7А) в трубопровод дистиллята колонны К-1 после АВЗ-3. Также предусмотрена подача фракции 85-180°C на прием насосов Н-6, Н-6А и далее общий поток бензиновой фракции направляется, как на загрузку стабилизационной колонны К-4, так и на орошение на верх колонны К-1.

Предусмотрена возможность сброса воды из емкости Е-2 в канализацию.

Для уменьшения нагрузки на конденсационную систему колонны К-2 предусматривается организация верхнего циркуляционного орошения (ВЦО) колонны К-2, поток которого выводится с 42-ой тарелки через два новых штуцера Ду 200 мм и новым насосом Н-8 (Н-8а) прокачивается по межтрубному пространству теплообменника Т-1/5, где охлаждается 2-ым потоком обессоленной нефти, и далее подается в колонну К-2 на тарелку №43.

Избыточное тепло колонны К-2 снимается тремя циркулирующими орошениями.

		Подп. и дата							
		Взам. инв. №							
		Инв. № дубл.							
		Подп. и дата							
		Инд. № подл.							

параллельными потоками через секции аппаратов воздушного охлаждения АВЗ-4 и АВЗ-5, где частично конденсируются. Затем объединенный парожидкостной поток поступает в конденсаторы-холодильники Х-2/3, Х-2/4, Х-2/5, включенные параллельно, где происходит полная конденсация паров и весь поток жидкости поступают в емкость Е-2.

Из емкости Е-2 фракция 85-180°С забирается насосами Н-7(Н-7А) и с выкида насоса часть потока подается на верхнюю тарелку колонны К-2 в качестве острого орошения. Балансовый избыток фракции 85-180°С откачивается с выкида насосов Н-7 (Н-7А) в трубопровод дистиллята колонны К-1 после АВЗ-3. Также предусмотрена подача фракции 85-180°С на прием насосов Н-6, Н-6А и далее общий поток бензиновой фракции направляется, как на загрузку стабилизационной колонны К-4, так и на орошение на верх колонны К-1.

Предусмотрена возможность сброса воды из емкости Е-2 в канализацию.

Для уменьшения нагрузки на конденсационную систему колонны К-2 предусматривается организация верхнего циркуляционного орошения (ВЦО) колонны К-2, поток которого выводится с 42-ой тарелки через два новых штуцера Ду 200 мм и новым насосом Н-8 (Н-8а) прокачивается по межтрубному пространству теплообменника Т-1/5, где охлаждается 2-ым потоком обессоленной нефти, и далее подается в колонну К-2 на тарелку №43.

Избыточное тепло колонны К-2 снимается тремя циркулирующими орошениями.

Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лист
					52

С 32 тарелки колонны К-2 поток 1 ЦО забирается насосами Н-12 (Н-12А) и после охлаждения в теплообменниках Т-3/2, Т-3/1, Т-2, Т-4/2 (межтрубное пространство), предназначенных для подогрева сырой нефти, и в холодильнике АВГ-1 (4 секция), возвращается в колонну К-2 на 34 тарелку.

С 22 тарелки колонны К-2 поток 2 ЦО забирается насосами Н-13 (Н-11) и после охлаждения в теплообменнике Т-19 (межтрубное пространство), используемом для нагрева обессоленной нефти, теплообменниках Т-15/2, Т-15/2а, Т-15/1 (трубное пространство), используемых для нагрева сырья блока вторичной перегонки бензина и стабилизации, поступает на 24 тарелку колонны К-2.

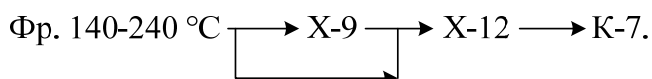
С 12 тарелки колонны К-2 поток 3 ЦО забирается насосами Н-17 (Н-19) и после охлаждения в теплообменниках Т-25/1К (трубное пространство), предназначенного для нагрева смеси фракции 140-240 °С и ВСГ, Т-26 (межтрубное пространство), предназначенного для нагрева обессоленной нефти, Т-28к (трубное пространство), предназначенного для подвода тепла в куб колонны К-6, Т-25/2, Т-24, Т-20 (межтрубное пространство), предназначенных для нагрева обессоленной нефти, возвращается на 14 тарелку колонны К-2. Имеется возможность для перекачки 3 ЦО К-2 использовать насос Н-11.

В качестве боковых погонов из колонны К-2 с 35, 25, 15 тарелок в соответствующие стриппинг-секции колонны К-3 выводятся фракции: 140-240°С, 240-300°С и 300-350°С.

Отпарная колонна К-3, состоит из трех самостоятельных стриппинг-секций: К-3/1,2,3.

Для увеличения температуры вспышки фракции 140-240°С в стриппинг К-3/1 предусмотрена подача перегретого водяного пара из пароперегревателей печей П-1, П-2. Пары с верха стриппинга К-3/1 возвращаются под 36 тарелку К-2. Фракция 140-240°С забирается с низа К-3/1 насосом Н-14 (Н-67А), прокачивается через теплообменники Т-1/3, Т-1/2, Т-1/1 (межтрубное пространство), где охлаждается сырой нефтью, холодильник Х-9, Х-9к (межтрубное пространство), где охлаждается оборотной водой 1 системы и далее параллельно проходит через аппараты с насадкой Панченкова F-3, F-4, последовательно через отстойники А-2/2, А-3/1, А-3/2, А-4, А-5 и выводится с установки в товарный парк цеха №13. При работе блока ГДМ фракция 140-240°С направляется на очистку от меркаптанов.

Для абсорбции из потока газа тяжелых углеводородов часть фракции 140-240 °С подается в верхнюю часть газосепаратора К-7 по схеме:



Фракция 240-300°С забирается с низа стриппинга К-3/2 насосами Н-15 (Н-35) и разделяется на два потока. Первый поток прокачивается через межтрубное пространство теплообменников Т-18/2, Т-18/1, Т-17, где охлаждается 1 потоком обессоленной нефти. Затем основная часть 1 потока фракции 240-300°С поступает в межтрубное пространство теплообменника

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3					53			

Т-8, где охлаждается 3 потоком сырой нефти. Остальное количество 1 потока фракции 240-300°С используется для подвода тепла в испарителе Т-1К, для испарения жидкого бутана, используемого в качестве топлива.

Второй поток фракции 240-300°С прокачивается через межтрубное пространство теплообменника Т-27/7, где охлаждается жидким топливом, поступающим на форсунки печей установки и через трубное пространство теплообменника Т-30, где охлаждается топливным газом, также поступающим на форсунки печей установки.

Выходящие потоки фракции 240-300°С из Т-30 и Т-1К объединяются с потоком фракции 240-300°С, выходящей из Т-8. Объединенный поток фракции 240-300°С поступает в межтрубное пространство холодильника Х-18/3, где охлаждается речной водой – потоком промывной воды для блока ЭЛОУ, далее поступает в межтрубное пространство холодильников Х-8/1, Х-8/2, где охлаждаются оборотной водой 1 системы и откачиваются с установки. Имеется возможность подать в холодильник Х-18/3 в качестве хладагента оборотную воду 1 системы. Пары с верха стриппинга К-3/2 возвращаются под 26 тарелку К-2.

Фракция 300-350 °С забирается с низа стриппинга К-3/3 насосами Н-16 (Н-16А), прокачивается через трубное пространство теплообменника Т-25/1, где охлаждается смесью фракции 140-240°С с ВСГ, межтрубное пространство теплообменников Т-23, Т-21, где охлаждается 2 потоком обессоленной нефти; межтрубное пространство Т-7/1, Т-6/2, Т-6/1, где охлаждается 2 потоком сырой нефти; межтрубное пространство Т-7/2, где охлаждается 3 потоком сырой нефти; межтрубное пространство холодильника Х-11, где охлаждается оборотной водой 1 системы, и откачивается с установки в парки установок: Л-24/6, ЛЧ-24/7, ГОДТ. Пары с верха стриппинга К-3/3 возвращаются в К-2 под 16 тарелку.

Имеется возможность совместного вывода фракции 240-300°С и фракции 300-350°С с установки в парки установок: Л-24/6, ЛЧ-24/7, ГОДТ. Объединение фракции 240-300°С и фракции 300-350°С происходит либо на блоке холодильников после холодильников Х-8/2 и Х-11, либо на выходе с установки, на узле объемных счетчиков.

На установке имеется возможность получения дизельного топлива «З». В этом случае фракция 140-240°С на границе установки смешивается с частью фракции 240-300°С и откачивается с установки на установки гидроочистки или в цех № 13.

Мазут с низа колонны К-2 откачивается насосами Н-4 (Н-4А) и Н-32 (Н-32А). На выкиде этих насосов мазут разделяется на 2 потока:

первый поток мазута последовательно проходит трубное пространство теплообменников Т-22/6,5, затем межтрубное пространство теплообменника Т-22/4, после этого проходит трубное пространство теплообменников Т-22/3,2,1. Во всех этих теплообменниках нагреваются потоки обессоленной нефти. Далее этот поток мазута проходит межтрубное пространство теплообменников Т-27/3, Т-27/4, которые используются для нагрева потока теплофикационной воды,

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата						Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3					54

циркулирующей на установке, затем межтрубное пространство теплообменников Т-5, Т-4/1, используемых для нагрева 2 потока сырой нефти, и направляется в качестве сырья на установки: ВТ-6, ВТ-3, КМ-2, или выводится в резервуары цеха № 13.

второй поток мазута последовательно прокачивается через трубное пространство теплообменника Т-27/1, Т-22/5, Т-22/4 и через межтрубное пространство теплообменников Т-11, Т-10/2, предназначенных для нагрева 1 потока обессоленной нефти. После теплообменника Т-10/2 2-ой поток мазута поступает в межтрубное пространство теплообменников Т-10/1, Т-9/2 и Т-9/1, где охлаждается 3-им потоком сырой нефти, и поступает в качестве сырья на установки: КМ-2, ВТ-3, ВТ-6 или выводится в резервуары цеха № 13.

Схемой предусмотрена возможность подачи 2-го потока мазута после теплообменника Т-22/4 в трубное пространство теплообменника Т-27/2 для нагрева потока ПТК установки и далее по схеме в теплообменник Т-11.

Имеется возможность объединить оба потока мазута перед выводом с установки.

2.5 Блок стабилизации бензиновой фракции

Из емкости Е-1 нестабильная бензиновая фракция НК-180°С забирается насосами Н-6 (Н-6А) и направляется в колонну стабилизации К-4. Для сокращения энергозатрат применяется двухуровневый ввод сырьевого потока в колонну К-4. Верхний поток нестабильной бензиновой фракции НК-180°С подается на 23 тарелку колонны К-4, а нижний поток последовательно нагревается в теплообменниках Т-14, Т-15/1, соответственно, потоками стабильного бензина с низа колонны К-4 в резервуары сырьевых парков тит. 55/5 и 2 ЦО колонны К-2. Эти теплообменники нижний поток бензиновой фракции НК-180°С проходит по межтрубному пространству и подается на 15 тарелку колонны К-4. Предусмотрена возможность объединения этих двух потоков на входе в колонну К-4 и их совместной подачи на 15, 19 или 23 тарелки колонны К-4.

При работе колонны К-1 с циркуляционным орошением поток фракции 40-180°С с выкида насосов Н-6К (Н-6К/1) поступает в нижний поток бензиновой фракции НК-180°С (после теплообменника Т-15/1), и совместно с ним подается на 23 тарелку колонны К-4.

С верха колонны-стабилизатора К-4 выводятся пары пропан-бутановой фракции, которые поступают в межтрубное пространство конденсаторов-холодильников Х-4/1, Х-4/2, Х-4/3, где охлаждаются оборотной водой 1 системы. После конденсации и охлаждения пропан-бутановая фракция направляется в емкость Е-3. Из емкости Е-3 сжиженная пропан-бутановая фракция забирается насосами Н-10 (Н-10А), с выкида которых основной поток подается в качестве острого орошения на верхнюю тарелку колонны К-4, а балансовый избыток откачивается с установки АВТ-4 на установку ГФУ. Предусмотрен вывод потока газа с верха емкости Е-3 в линию неочищенного топливного газа

Инв. № подл	Подп. и дата				Лист	
	Взам. инв. №					
	Инв. № дубл.					
<p>тельно нагревается в теплообменниках Т-14, Т-15/1, соответственно, потоками стабильного бензина с низа колонны К-4 в резервуары сырьевых парков тит. 55/5 и 2 ЦО колонны К-2. Эти теплообменники нижний поток бензиновой фракции НК-180°С проходит по межтрубному пространству и подается на 15 тарелку колонны К-4. Предусмотрена возможность объединения этих двух потоков на входе в колонну К-4 и их совместной подачи на 15, 19 или 23 тарелки колонны К-4.</p> <p>При работе колонны К-1 с циркуляционным орошением поток фракции 40-180°С с выкида насосов Н-6К (Н-6К/1) поступает в нижний поток бензиновой фракции НК-180°С (после теплообменника Т-15/1), и совместно с ним подается на 23 тарелку колонны К-4.</p> <p>С верха колонны-стабилизатора К-4 выводятся пары пропан-бутановой фракции, которые поступают в межтрубное пространство конденсаторов-холодильников Х-4/1, Х-4/2, Х-4/3, где охлаждаются оборотной водой 1 системы. После конденсации и охлаждения пропан-бутановая фракция направляется в емкость Е-3. Из емкости Е-3 сжиженная пропан-бутановая фракция забирается насосами Н-10 (Н-10А), с выкида которых основной поток подается в качестве острого орошения на верхнюю тарелку колонны К-4, а балансовый избыток откачивается с установки АВТ-4 на установку ГФУ. Предусмотрен вывод потока газа с верха емкости Е-3 в линию неочищенного топливного газа</p>						
					Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	55
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Температура низа колонны К-4 поддерживается циркуляцией потока стабильной бензиновой фракции низа колонны К-4 двумя потоками через змеевик печи П-3к по схеме:

низ К-4 → Н-78 (Н-78А) → печь П-3к → низ К-4

На выходе из змеевика печи П-3к эти потоки объединяются и одним потоком подаются под нижнюю тарелку колонны К-4.

С низа колонны К-4 стабильная бензиновая фракция НК-180°С выходит под собственным давлением и разделяется на два потока. Первый поток проходит по межтрубному пространству теплообменников Т-15/2а, Т-15/2, где нагревается за счет тепла потока 2 ЦО К-2, и подается на 11 тарелку колонны К-9. Второй поток стабильной бензиновой фракции проходит по трубному пространству теплообменника Т-14, где охлаждается потоком нестабильного бензина от насоса Н-6 (Н-6А), затем проходит межтрубное пространство параллельно включенных холодильников Х-5, Х-6 и межтрубное пространство холодильника Х-7, в которых охлаждается оборотной водой 1 системы, и поступает в резервуары парка тит. 55/5.

2.6 Блок вторичной перегонки бензиновой фракции

Для стабильной работы колонны К-9 и сокращения энергозатрат осуществляется двух-уровневый ввод сырья – стабильной бензиновой фракции НК-180 °С. Верхний поток стабильной бензиновой фракции подается на 25 тарелку К-9. Этот поток забирается из резервуаров парка тит. 55/5 и поступает на прием насосов Н-57 (Н-57А), которые прокачивают его через межтрубное пространство теплообменника Т-16, где этот поток нагревается за счет тепла потока бензиновой фракции, отводимой с низа колонны К-10

Нижний поток стабильной бензиновой фракции подается на 11 тарелку К-9. Этот поток выводится с низа колонны К-4 под собственным давлением, проходит через межтрубное пространство теплообменников Т-15/2а, Т-15/2, где нагревается за счет тепла потока 2 ЦО колонны К-2. Существует возможность объединения этих двух потоков на входе в колонну К-9 и их совместной подачи на 11 или 25 тарелки колонны К-9.

С верха колонны К-9 выводятся пары фракции НК-62°С, которые поступают в аппарат воздушного охлаждения АВЗ-2, где охлаждаются и частично конденсируются, а затем проходят межтрубное пространство конденсаторов-холодильников Х-20, Х-21/1, где охлаждаются оборотной водой 1 системы. В этих аппаратах происходит полная конденсация паров, и затем поток жидкой фракции НК-62°С поступает в емкость Е-18.

Из емкости Е-18 фракция НК-62°С забирается насосами Н-54 (Н-54А) с выкида которых часть потока подается в качестве острого орошения на верхнюю тарелку колонны К-9, а балансовый избыток фракции НК-62°С проходит через межтрубное пространство холодильника Х-27, где

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	<div>Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3</div> <div>Лист 56</div>				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

охлаждается оборотной водой 1 системы, и направляется на установку изомеризации фракций C₅-C₆ «Изомалк 2».

Температура низа колонны К-9 поддерживается циркуляцией кубового продукта по схеме:

низ К-9 → Н-76 (Н-79) → печь П-5К (2 потока) → низ К-9

При пуске блока вторичной перегонки бензина и его выводе на режим существует возможность откачки фракции 62-180°C с низа колонны К-9 насосом Н-76 с установки, минуя колонну К-10, по схеме откачки фр.105-180°C от Н-58 (Н-58А).

С низа колонны К-9 выводится поток фракции 62-180°C, который по линии перетока поступает в колонну К-10 на 17, 25, 31, 37 тарелки. Количество потока, подаваемого на 17, 25, 31, 37 тарелки колонны К-10 регулируется вручную задвижками, расположенными на линиях подачи сырья на соответствующие тарелки, в зависимости от режима работы колонны.

С верха колонны К-10 выводятся пары фракции 62-105°C, которые поступают в аппарат воздушного охлаждения АВЗ-1, где охлаждаются и частично конденсируются, а затем проходят межтрубное пространство конденсаторов-холодильников Х-21, Х-21/2, где охлаждаются оборотной водой 1 системы. В этих аппаратах происходит полная конденсация паров, а поток образовавшейся жидкой фракции 62-105°C поступает в емкость Е-17.

Из емкости Е-17 поток фракции 62-105°C забирается насосами Н-55 (Н-56) или Н-59 и с выкида этих насосов часть потока подается в качестве острого орошения на верхнюю тарелку колонны К-10, а балансовый избыток фракции 62-105°C последовательно прокачивается через межтрубное пространство холодильников Х-25К, Х-23/1, Х-23/2, где охлаждается оборотной водой 1 системы, и выводится на установки каталитического риформинга Л-35/6 и КР-600.

Температура низа колонны К-10 поддерживается циркуляцией кубового продукта К-10 по схеме:

низ К-10 → Н-77 (Н-77А) → печь П-4К (2 потока) → низ К-10

С низа колонны К-10 поток фракции.105-180°C забирается насосами Н-58 (Н-58А), прокачивается через трубное пространство теплообменника Т-32, где охлаждается ПТК установки; трубное пространство теплообменника Т-16, где охлаждается бензином, поступающим из парка тит.55/5 на загрузку колонны К-9, межтрубное пространство последовательно включенных холодильников Х-26/2, Х-26/3, где охлаждается оборотной водой 1 системы, и поступает в парки установок каталитического риформинга Л-35/11, ЛГ-35/11, КР-600.

Инв. № подл	Подп. и дата				
	Взам. инв. №				
	Инв. № дубл.				
	Подп. и дата				
Изм	Лист				
	№ докум.				
	Подп.				
	Дата				
Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3					Лист
					57

2.7 Блок гидродемеркаптанизации (ГДМ)

Сырьем блока ГДМ является фракция 140-240 °С колонны К-3/1 установки АВТ-4 и керосиновая фракция 140-240 °С, поступающая по линии 509к с установки ЭЛОУ-АТ-4.

Процесс демеркаптанизации фракции 140-240 °С основан на селективной гидрогенизации меркаптанов, в результате которой они превращаются в газообразные углеводороды с выделением сероводорода.

Керосиновая фракция с установки ЭЛОУ-АТ-4 подается на орошение в колонну К-2 и на прием насосов Н-14, (Н-67А) в качестве сырья блока ГДМ. Фр. 140-240 °С с ЭЛОУ-АТ-4, подаваемая на прием насосов Н-14, (Н-67А), предварительно подогревается в трубном пространстве теплообменника Т-48к фракцией 140-240 °С из К-12/3. Фр. 140-240°С от насосов Н-14, (Н-67А) подается в Т-12. Водородсодержащий газ (ВСГ) поступает на установку АВТ-4 из заводского коллектора и направляется в Т-12.

Газосырьевая смесь (ГСС) – смесь фракции 140-240 °С и ВСГ проходит межтрубное пространство теплообменников Т-12 и Т-25/1, где нагревается фракцией 140-240 °С из К-12/3 и фракцией 300-350 °С из К-3/3, соответственно.

Из теплообменника Т-25/1 газосырьевая смесь направляется в теплообменник Т-25/1к, где подогревается потоком 3 ЦО колонны К-2 и поступает в реактор К-12/4, заполненный катализатором. В реакторе К-12/4 происходит процесс гидродемеркаптанизации фр. 140-240 °С с образованием сероводорода.

Гидроочищенная фр. 140-240 °С из К-12/3 под собственным давлением проходит трубное пространство Т-12, где отдает тепло газосырьевой смеси блока ГДМ и межтрубное пространство Т-48к, где нагревает керосин с установки ЭЛОУ- АТ-4 и поступает в колонну стабилизации К-6.

Смесь отгона фр.140-240 °С и ВСГ с верха К-12/3 под собственным давлением проходит 3 секции воздушного холодильника АВГ-1 (ХВ-15к, ХВ-30к, ХВ-31к), трубное пространство водяного холодильника Х-19 и поступает в сепаратор С-1к.

Сепаратор С-1к предназначен для разделения газовой и жидкой фаз, для чего в верхней части сепаратора С-1к установлен каплеотбойник. Водородсодержащий газ и углеводороды с верха сепаратора С-1к пройдя, водяной холодильник Х-24 направляются либо в линию неочищенного топливного газа с установки, либо сбрасывается в емкость Е-44к, а затем на факел.

Жидкая углеводородная фаза из сепаратора С-1к откачивается насосами Н-110к, (Н-111к) на орошение в колонну К-6 или в сепаратор Е-12к (при нестабильном режиме и при проведении пусковых операций). Накапливающийся в сепараторе С-1к водяной конденсат выводится в сернисто-щелочную канализацию.

Стабилизационная колонна К-6, служит для удаления сероводорода и водяных паров. Тепло в куб колонны К-6 подводится при помощи теплообменника Т-28к термосифонного ти-

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	<div>Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3</div>					Лист 58
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

па. Продукт с поддона отбора жидкости 29-ой тарелки поступает в межтрубное пространство Т-28к, где нагревается потоком 3 ЦО колонны К-2 и возвращается в К-6 под 29 тарелку.

Стабильная гидроочищенная фракция 140-240 °С с куба К-6 забирается насосами Н-75, (Н-75А) и направляется на блок теплообменников для охлаждения.

С верха колонны смесь углеводородных газов и паров, остатков сероводорода и воды последовательно проходят воздушный холодильник АВГ-2к, водяной холодильник Х-12к и поступают в сепаратор Е-12к. Сепаратор Е-12к предназначен для разделения газовой и жидкой фаз. В верхней части сепаратора Е-12к установлен каплеотбойник.

Жидкая углеводородная фаза с низа сепаратора Е-12к насосами Н-98 (Н-99) подается на орошение в колонну К-6, а избыток откачивается либо на смешение с нефтяным орошением колонны К-1, либо направляется в газосепаратор К-7 в качестве абсорбента. Накапливающийся в низу сепаратора Е-12к водяной конденсат выводится в сернисто-щелочную канализацию.

2.8 Подогрев теплофикационного контура (ПТК) установки

Для подогрева оборудования и трубопроводов на установке АВТ-4 используется пром-теплофикационный контур (ПТК). Подогрев циркулирующей в этом контуре промтеплофикационной воды осуществляется при рекуперации тепла отходящих потоков мазута.

Подогрев промтеплофикационного контура установки происходит по схеме:

вода из Е-13 → Н-66 (Н-66А) → Т-32 → Т-27/5 → Т-27/4 → Т-27/3 →
→ Т-27/2 → Т-27/6 → потребители тепла → Е-13

Теплофикационная вода насосами Н-66 (Н-66А) забирается из емкости Е-13, используемой в качестве буферной, и далее последовательно проходит теплообменники:

- межтрубное пространство теплообменника Т-32, где подогревается фр. 105-180 °С с низа колонны К-10;

- по байпасу теплообменника Т-27/5, где через трубный пучок проходит обратная вода 1-ой системы;

- трубное пространство теплообменников Т-27/4, Т-27/3 и межтрубное пространство теплообменника Т-27/2, где нагревается за счет тепла 1-го потока мазута из Т-22/1; схемой предусмотрена возможность подачи 2-го потока мазута после теплообменника Т-22/4 в трубное пространство теплообменника Т-27/2 для нагрева потока ПТК установки и далее по схеме в теплообменник Т-11

- межтрубное пространство теплообменника Т-27/6, где охлаждается водой ПТК завода

Принципиальная технологическая схема подогрева ПТК на установке АВТ-4 после проведения реконструкции приведена на рисунке 7.

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	→ Т-27/2 → Т-27/6 → потребители тепла → Е-13	
					Теплофикационная вода насосами Н-66 (Н-66А) забирается из емкости Е-13, используемой в качестве буферной, и далее последовательно проходит теплообменники:	
					<ul style="list-style-type: none">- межтрубное пространство теплообменника Т-32, где подогревается фр. 105-180 °С с низа колонны К-10;- по байпасу теплообменника Т-27/5, где через трубный пучок проходит обратная вода 1-ой системы;- трубное пространство теплообменников Т-27/4, Т-27/3 и межтрубное пространство теплообменника Т-27/2, где нагревается за счет тепла 1-го потока мазута из Т-22/1; схемой предусмотрена возможность подачи 2-го потока мазута после теплообменника Т-22/4 в трубное пространство теплообменника Т-27/2 для нагрева потока ПТК установки и далее по схеме в теплообменник Т-11- межтрубное пространство теплообменника Т-27/6, где охлаждается водой ПТК завода	
Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Принципиальная технологическая схема подогрева ПТК на установке АВТ-4 после проведения реконструкции приведена на рисунке 7.	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	Лист
						59

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	Лист
60	

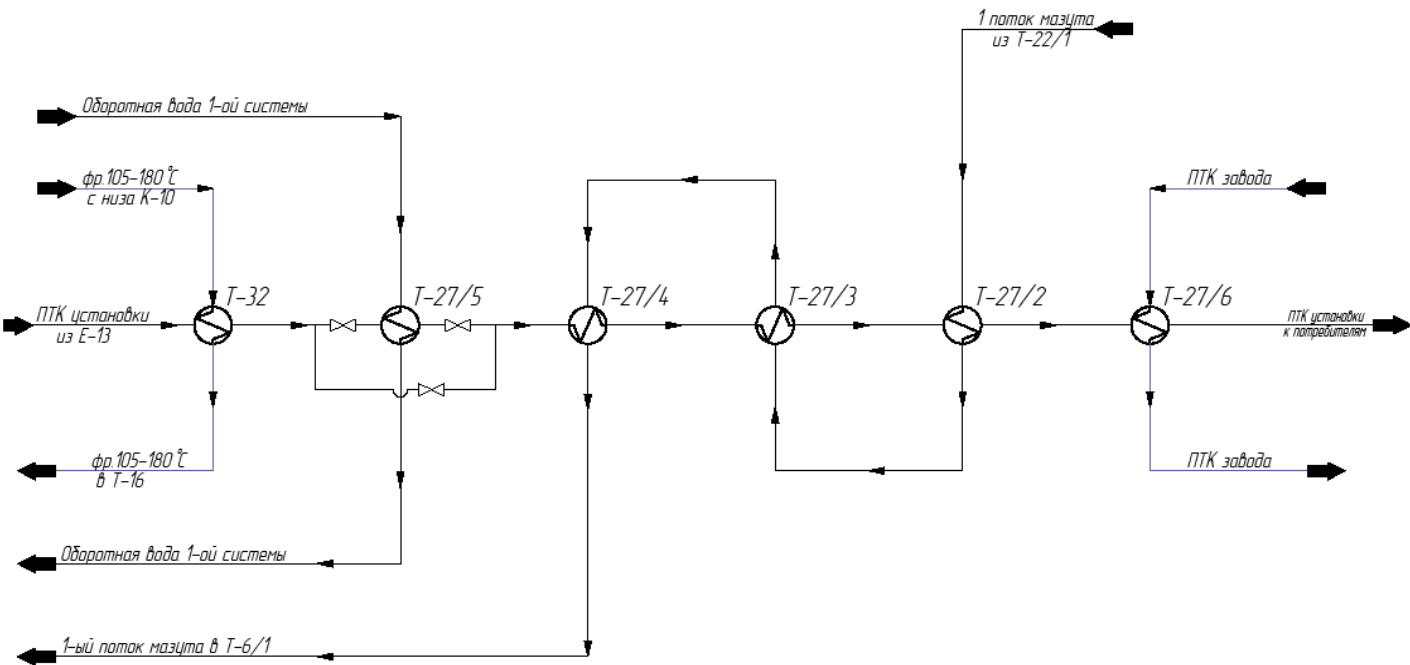


Рисунок 7 – Принципиальная технологическая схема подогрева ПТК на установке АВТ-4 после проведения реконструкции

3 Определение экономической эффективности предлагаемых вариантов. Определение приоритетных вариантов

На базе выполненных технологических расчетов фракционирования нефти на установке АВТ-4 были определены три варианта ее технического перевооружения. Ниже приведено описание этих вариантов и выполнена оценка экономической эффективности от их реализации.

В таблице 26 приведена оценка капитальных затрат на техническое перевооружение колонны К-1, в котором предусматривается замена ректификационных тарелок. В таблице 27 приведена оценка капитальных затрат на полное техническое перевооружение колонны К-2, которые кроме замены тарелок предусматривают врезку новых штуцеров для организации верхнего циркуляционного орошения.

Результаты оценки стоимости трубопроводов, которые необходимо проложить при переобвязке теплообменников и для организации подачи потока обессоленной нефти в низ колонны К-1 приведены в таблицах 28 и 29. Стоимость строительно-монтажных работ при переобвязке теплообменников по оценке составит 13,06 млн. руб. Таким образом, общая величина капитальных затрат по переобвязке теплообменников составит 15,61 млн. руб.

Таблица 26 – Оценка стоимости работ по замене тарелок в колонне К-1

Наименование секции колонны	Количество тарелок, шт.	Количество сливов, шт.	Стоимость, млн. руб.
Зона ЦО с аккумулятором ЦО	3	2	4,10
Секция укрепления бензиновой фракции	9	1	12,30
Отгонная секция колонны	16	2	21,87
Итого:	28	-	38,27
Стоимость демонтажа и монтажа	-	-	15,30
Стоимость ПИР	-	-	6,43
Итого капитальных вложений	-	-	60,0

Таблица 4 – Оценка стоимости работ по замене тарелок в колонне К-2

Наименование секции колонны	Количество тарелок, шт.	Количество сливов, шт.	Стоимость, млн. руб.
Укрепления бензиновой фракции	9	1	10,80
Укрепления фракции 140-240 °С	9	2	11,09
Укрепления фракции 240-300 °С	8	2	9,90
Укрепления фракции 300-350 °С	13	2	16,40
Зона ВЦО	врезка штуцеров Ду 200 (2 шт.)	-	0,41
Зона вывода фракции 300-350 °С	врезка штуцеров Ду 150 (2 шт.)	-	0,27
Отгонная секция	8	2	9,80
Итого:	47	-	58,67
Стоимость демонтажа и монтажа	-	-	23,47
Стоимость ПИР	-	-	9,86
Итого капитальных вложений	-	-	92,0

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	Лист
											61

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

№ п/п	Обозначение аппарата по схеме	Фактический поток	Переобвязываемый поток	Диаметр трубопровода, Ду, мм	Оценочная длина трубопровода, м	Примечание
23	T-22/3	Обессоленная нефть в T-24	Обессоленная нефть в T-26	250	20	
24	T-26	Обессоленная нефть из T-25/2	Обессоленная нефть из T-22/3	250	16	
25	T-27/2	Мазут из T-27/1 (2-й поток)	Мазут из T-22/1 (1-й поток)	250	33	Существующая обвязка сохраняется
		Мазут в T-11 (2-й поток)	Мазут в T-27/3 (1-й поток)	250	15	
26	T-15/2a	Стабильный бензин из K-4	Нестабильный бензин из T-15/1 в K-4	150	8	
27	АВГ-1 (секция №2)	Пары из K-12/3	ЦО колонны K-1 от T-1/3	150	120	
Новый трубопровод от блока теплообмена к колонне K-1						
28		Обессоленная нефть в зону питания K-1	Обессоленная нефть в низ K-1 через штуцер З ₂	350	80+ компенсаторы 20 м	Новый трубопровод дополнительно к существующему
Итого трубопроводов для переобвязки теплообменников и подачи обессоленной нефти в низ колонны K-1:						
			Итого:	150	555	
			Итого:	200	101	
			Итого:	250	346	
			Итого:	350	100	

23	T-22/3	Обессоленная нефть в Т-24	Обессоленная нефть в Т-26	250	20	
24	T-26	Обессоленная нефть из Т-25/2	Обессоленная нефть из Т-22/3	250	16	
25	T-27/2	Мазут из Т-27/1 (2-й поток)	Мазут из Т-22/1 (1-й поток)	250	33	Существующая обязка со- храняется
		Мазут в Т-11 (2-й поток)	Мазут в Т-27/3 (1-й поток)	250	15	
26	T-15/2а	Стабильный бензин из К-4	Нестабильный бензин из Т-15/1 в К-4	150	8	
27	АВГ-1 (секция №2)	Пары из К-12/3	ЦО колонны К-1 от Т-1/3	150	120	

25	Т-27/2	Мазут из Т-27/1 (2-й поток)	Мазут из Т-22/1 (1-й поток)	250	33	Существующая
		Мазут в Т-11 (2-й поток)	Мазут в Т-27/3 (1-й поток)	250	15	

26	Т-15/2а	Стабильный бензин из К-4	Нестабильный бензин из Т-15/1 в К-4	150	8	
----	---------	--------------------------	-------------------------------------	-----	---	--

27	АВГ-1 (секция №2)	Пары из К-12/3	ЦО колонны К-1 от Т-1/3	150	120	
----	-------------------------	----------------	-------------------------	-----	-----	--

Новый трубопровод от блока теплообмена к колонне К-1						
28		Обессоленная нефть в зону питания К-1	Обессоленная нефть в низ К-1 через штуцер З ₂	350	80+ компенсаторы 20 м	Новый трубопровод дополнительно к существующему

2 8	Обессоленная нефть в зону питания К-1	Обессоленная нефть в низ К-1 через штуцер З ₂	350	80+ компенсаторы 20 м	Новый трубопровод дополнительно к существующему
--------	---------------------------------------	--	-----	--------------------------	---

Итого трубопроводов для переобвязки теплообменников и подачи обессоленной нефти в низ колонны К-1:						
			Итого:	150	555	
			Итого:	200	101	
			Итого:	250	346	
			Итого:	350	100	

			Итого:	150	555	
			Итого:	200	101	
			Итого:	250	346	
			Итого:	350	100	

			<u>Итого:</u>	200	101	
			<u>Итого:</u>	250	346	

			Итого:	350	100	
--	--	--	---------------	------------	------------	--

Таблица 29 – Сводная таблица оценки затрат на переобвязку теплообменников установки АВТ-4 по приоритетному варианту

Диаметр трубопровода, Ду, мм	Оценочная длина трубопро- вода, м	Масса 1 погонного метра трубы, кг	Масса, т	Стоимость 1 тонны трубы, тыс. руб.	Общая стоимость трубы, тыс. руб.
150	555	31,35	17,40	49,0	852,6
200	101	43,18	4,36	51,0	222,4
250	346	53,63	18,63	52,0	968,8
350	100	92,43	9,24	55,0	508,2
Итого:	-	-	49,63	-	2552,0

150	555	31,35	17,40	49,0	852,6
200	101	43,18	4,36	51,0	222,4

250	346	53,63	18,63	52,0	968,8
-----	-----	-------	-------	------	-------

350	100	92,43	9,24	55,0	508,2
-----	-----	-------	------	------	-------

Итого:	-	-	49,63	-	2552,0
---------------	---	---	-------	---	--------

Таблица 32 – Финансовая эффективность технического перевооружения установки АВТ-4

Наименование	Значение
Капитальные затраты, млн. руб.	138,733
Экономический эффект, млн. руб. в год	62,594
Ставка дисконтирования, %	20
NPV, млн. руб.	58,0
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	28,1
Дисконтированный период окупаемости (DPP), лет	9,0
Индекс доходности (PI)	1,6

3.2 Вариант №2 технического перевооружения установки АВТ-4

Техническое перевооружение установки АВТ-4 по варианту №2 предусматривает выполнение следующих мероприятий:

1. замену теплообменника Т-26 и трубных пучков теплообменников Т-1/1, Т-1/2, Т-1/5 и Т-4/2;
2. переобвязку теплообменников в соответствии с таблицей 28;
3. установку и обвязку трубопроводами новых насосов Н-8, Н-8а для перекачки потока ВЦО колонны К-2;
4. замену тарелок с №17 по №28 (12 шт.) в колонне К-1;
5. организацию нового верхнего ЦО в колонне К-2;
6. изменение схемы конденсации паров из ректификационных колонн К-9 и К-10.

Техническое перевооружение по варианту №2 включает изменение схемы конденсации паров из ректификационных колонн К-9 и К-10 (в дополнение к работам, предусмотренным по варианту №1).

В таблице 33 приведена оценка капитальных затрат на техническое перевооружение установки АВТ-4 по варианту №2. Оценочно технико-экономические показатели технического перевооружения по варианту №2 приведены в таблице 34. Финансовая эффективность технического перевооружения установки АВТ-4 по варианту №2 показана в таблице 35.

Техническое перевооружение установки АВТ-4 по варианту №2 потребует капитальных затрат в размере 178,283 млн. руб. Экономический эффект от реализации проекта составит 506,049 млн. руб. в год. Индекс доходности (PI) – 10,4.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	Лист
						65

Таблица 33 – Капитальные затраты на техническое перевооружение установки АВТ-4

Наименование	Стоимость, млн. руб.	
	оборудование	общие затраты с учетом монтажа
Новые теплообменник и трубные пучки	30,20	34,68
Переобвязка теплообменников	2,55	15,61
Новые насосы ВЦО К-2 (Н-8,Н-8а)	7,20	11,50
Замена тарелок №17 по №28 в колонне К-1	25,62	36,10
Зона ВЦО в колонне К-2	-	0,38
Изменение схемы конденсации паров из ректификационных колонн К-9 и К-10	5,0	30,42
Стоимость ПИР	-	13,78
Непредвиденные расходы	-	35,813
Всего	70,57	178,283

Таблица 34 – Техничко-экономические показатели технического перевооружения установки АВТ-4

Наименование	Работа по варианту 2	Фактическая работа	Абсолютная разница
Расход топливного газа в печах П-1К, П-2К тыс. т/год	51,33	58,30	минус 6,97
Экономия затрат на топливный газ, млн. руб./год	-	-	62,594
Выработка фракции н.к.-62 °С тыс. т/год	91,0	63,6	плюс 27,4
Экономический эффект, млн. руб./год	-	-	443,455
Общий экономический эффект, млн. руб./год	-	-	506,049

Таблица 35 – Финансовая эффективность технического перевооружения установки АВТ-4

Наименование	Значение
Капитальные затраты, млн. руб.	178,283
Экономический эффект, млн. руб. в год	506,049
Ставка дисконтирования, %	20,0
NPV, млн. руб.	1078,5
Внутренняя норма рентабельности (IRR),%	110,2
Дисконтированный период окупаемости (DPP), лет	5,0
Индекс доходности (PI)	10,4

Подп. и дата

Взам. инв. №

Инв. № дубл.

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

3.3 Вариант №3 технического перевооружения установки АВТ-4

Техническое перевооружение установки АВТ-4 по варианту №3 предусматривает выполнение следующих мероприятий:

1. замену теплообменника Т-26 и трубных пучков теплообменников Т-1/1, Т-1/2, Т-1/5 и Т-4/2;
2. переобвязку теплообменников в соответствии с таблицей 28;
3. установку и обвязку трубопроводами новых насосов Н-8, Н-8а для перекачки потока ВЦО колонны К-2;
4. замену тарелок в колонне К-1;
5. замену тарелок в колонне К-2 с увеличением их числа до 47;
6. организацию нового верхнего ЦО в колонне К-2;
7. изменение схемы конденсации паров из ректификационных колонн К-9 и К-10.

Техническое перевооружение по варианту №3 включает замену всех тарелок в колоннах К-1 и К-2 (в дополнение к работам, предусмотренным по варианту №2)

В таблице 36 приведена оценка капитальных затрат на техническое перевооружение установки АВТ-4 по варианту №3. Оценочно технико-экономические показатели технического перевооружения по варианту №3 приведены в таблице 37. Финансовая эффективность технического перевооружения установки АВТ-4 по варианту №3 показана в таблице 38.

Техническое перевооружение установки АВТ-4 по варианту №3 потребует капитальных затрат в размере 328,453 млн. руб. Экономический эффект от реализации этого варианта составит 1661,969 млн. руб. в год. Индекс доходности(PI) – 18,7.

Таблица 36 – Капитальные затраты на техническое перевооружение установки АВТ-4

Наименование	Стоимость, млн. руб.	
	оборудование	общие затраты с учетом монтажа
Новые теплообменник и трубные пучки	30,20	34,68
Переобвязка теплообменников	2,55	15,61
Новые насосы ВЦО К-2 (Н-8, Н-8а)	7,2	11,50
Замена тарелок в колонне К-1	38,27	60,0
Замена тарелок в колонне К-2	58,67	92,0
Изменение схемы конденсации паров из ректификационных колонн К-9 и К-10	5,0	30,42
Стоимость ПИР	-	13,78
Непредвиденные расходы	-	70,463
Всего	141,89	328,453

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	Лист
						67

Таблица 37 – Технико-экономические показатели технического перевооружения установки АВТ-4

Наименование	Работа по варианту 3	Фактическая работа	Абсолютная разница
Расход топливного газа в печах П-1К, П-2К тыс. т/год	51,33	58,30	минус 6,97
Экономия затрат на топливный газ, млн. руб./год	-	-	62,594
Выработка фракции н.к. – 62 °С тыс. т/год	91,0	63,6	плюс 27,4
Экономический эффект, млн. руб./год	-	-	443,455
Выработка суммарного дизельного топлива, тыс. т/год	1248,9	1194,1	плюс 54,8
Экономический эффект, млн. руб./год	-	-	1155,92
Общий экономический эффект, млн. руб./год	-	-	1661,969

Таблица 38 – Финансовая эффективность технического перевооружения установки АВТ-4

Наименование	Значение
Капитальные затраты, млн. руб.	328,453
Экономический эффект, млн. руб. в год	1661,969
Ставка дисконтирования, %	20,0
NPV, млн. руб.	3706,9
Внутренняя норма рентабельности (IRR),%	164,1
Дисконтированный период окупаемости (DPP), лет	4,5
Индекс доходности (PI)	18,7

3.4 Выбор приоритетного варианта технического перевооружения установки АВТ-4

С целью улучшения энергоэффективности были разработаны три варианта технического перевооружения установки АВТ-4. В таблице 39 представлено сравнение капитальных затрат и экономического эффекта от реализации каждого из этих трех вариантов. Наиболее короткий дисконтированный период окупаемости (4,5 года) и наибольший экономический эффект – 1661,969 млн. руб. в год (NPV – 3706,9 млн. руб.; PI – 18,7) достигаются при реализации варианта № 3 технического перевооружения, который следует считать приоритетным для технического перевооружения установки АВТ-4.

Таблица 39 – Сводная таблица капитальных вложений, срока их окупаемости и получаемого экономического эффекта по трем вариантам технического перевооружения

Показатель	Вариант №1	Вариант №2	Вариант №3
Капитальные затраты, млн. руб.	138,733	178,283	328,453
Экономический эффект, млн. руб. в год	62,594	506,049	1661,969
Ставка дисконтирования, %	20	20,0	20,0
NPV, млн. руб.	58,0	1078,5	3706,9
Внутренняя норма рентабельности (IRR),%	28,1	110,2	164,1
Дисконтированный период окупаемости (DPP), лет	9,0	5,0	4,5
Индекс доходности (PI)	1,6	10,4	18,7

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	<p>Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3</p>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	68	

Заключение

1) В результате выполненных технологических расчетов фракционирования нефти предложены три варианта технического перевооружения установки АВТ-4.

2) Вариант №1 технического перевооружения установки АВТ-4 включает следующие мероприятия:

1. замена теплообменника Т-26 и трубных пучков теплообменников Т-1/1, Т-1/2, Т-1/5 и Т-4/2;
2. переобвязка теплообменников;
3. установка новых насосов Н-8, Н-8а для перекачки потока ВЦО колонны К-2;
4. замена тарелок с №17 по №28 (12 шт.) в колонне К-1;
5. организация нового ВЦО в колонне К-2.

3) Вариант №2 технического перевооружения установки АВТ-4 включает следующие мероприятия:

6. замена теплообменника Т-26 и трубных пучков теплообменников Т-1/1, Т-1/2, Т-1/5 и Т-4/2;
7. переобвязка теплообменников;
8. установка новых насосов Н-8, Н-8а для перекачки потока ВЦО колонны К-2;
9. замена тарелок с №17 по №28 (12 шт.) в колонне К-1;
10. организация нового ВЦО в колонне К-2;
11. изменение схемы конденсации паров из ректификационных колонн К-9 и К-10.

4) Вариант №3 технического перевооружения установки АВТ-4 включает следующие мероприятия:

12. замена теплообменника Т-26 и трубных пучков теплообменников Т-1/1, Т-1/2, Т-1/5 и Т-4/2;
13. переобвязка теплообменников;
14. установка новых насосов Н-8, Н-8а для перекачки потока ВЦО колонны К-2;
15. замена тарелок в колонне К-1;
16. организация нового ВЦО в колонне К-2;
17. замена тарелок в колонне К-2 с увеличением их числа до 47;
18. изменение схемы конденсации паров из ректификационных колонн К-9 и К-10.

5) Проведено сравнение капитальных затрат, срока их окупаемости и экономического эффекта от реализации каждого варианта технического перевооружения установки АВТ-4. Наиболее высокий экономический эффект и наименьший срок окупаемости капитальных затрат получен при реализации варианта № 3 технического перевооружения. Капитальные затраты по этому варианту составляют 328,453 млн. руб., дисконтированный период окупаемости (4,5 года) экономический эффект – 1661,969 млн. руб. в год (NPV – 3706,9 млн. руб.; PI – 18,7). Вариант № 3 рекомендуется в качестве приоритетного для технического перевооружения установки АВТ-4.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP3	69

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

**ПРОВЕДЕНИЕ ПИНЧ-АНАЛИЗА
С ЦЕЛЬЮ УЛУЧШЕНИЯ ТЕПЛООБМЕНА
УСТАНОВКИ АВТ-4 ЦЕХА № 1**

Отчет № IMPA02-P1601-1-TP4/1

по этапу №4 по договору № 13Д00864/16 от 30.09.2016 г.

Редакция № 1 от 21 декабря 2016 г.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Инд. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Заказчик: ОАО “Славнефть-ЯНОС”

Подрядчик: ООО “ИМПА Инжиниринг”

Наименование работ по договору: Проектно-изыскательские работы в соответствии с техническим заданием № 1-2968 на работы по проведению ПИНЧ-анализа с целью улучшения теплообмена установки АВТ-4 цеха № 1

Наименование работ по этапу: Разработка заказной документации на заменяемое оборудование.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

- | | |
|---|-----------------|
| 1. Заместитель технического директора, к.т.н. | М.Н. Миннуллин |
| 2. Ведущий инженер, к.т.н. | А.А.Осинцев |
| 3. Ведущий инженер-технолог, к.т.н. | И.Д. Нестеров |
| 4. Начальник технологического отдела, к.т.н. | Р.Г. Зиганшин |
| 5. Начальник конструкторского отдела | А.А. Рыцев |
| 6. Руководитель технологической группы | Н.В. Фаизова |
| 7. Инженер-конструктор | Е.В. Апсадыкова |

[illegible]

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 4

Опросный лист на насос Н-8,8а..... 5

Опросные листы на теплообменные аппараты 6

Заключение 11

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата						Лист
										3
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP4/1

Введение

ООО «ИМПА Инжиниринг» по договору № 13Д00864/16 от 30.09.2016 г., заключенному с ОАО «Славнефть-ЯНОС», выполняет работы: «Выполнение проектно-изыскательских работ в соответствии с техническим заданием № 1-2968 на работы по проведению ПИНЧ-анализа с целью улучшения теплообмена установки АВТ-4 цеха № 1».

В ходе выполнения работ, предусмотренных этапами 1-3 календарного плана этого договора, были разработаны варианты технического перевооружения установки АВТ-4 цеха №1 и определен приоритетный вариант. По приоритетному варианту технического перевооружения установки АВТ-4 предусмотрена замена теплообменника Т-26 и трубных пучков теплообменников Т-1/1, Т-1/2, Т-1/5 и Т-4/2.

Кроме того, для перекачки нового потока ВЦО колонны К-2 необходима установка новых насосов Н-8, Н-8а. Определены технические характеристики этих новых насосов

В результате выполнения работ, предусмотренных этапом 4 календарного плана этого договора, была разработана заказная документация (опросные листы) на заменяемое и новое оборудование.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP4/1					4

Опросный лист на насос Н-8,8а

Заказчик _____

Количество 2 шт.

Позиция насоса – **Н-8,8а**

Назначение: откачка верхнего циркуляционного орошения колонны К-2

№ п/п	Наименование параметра (характеристики)	Размер- ность	Требования заказчика
1	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ		
1.1	Подача	м ³ /ч	181,4
1.2	Напор	м	200
1.3	Давление на входе / выходе (не более)	кгс/см ²	
1.4	Кавитационный запас (не более)	м	3,5
2	ПЕРЕКАЧИВАЕМАЯ СРЕДА		
2.1	Наименование перекачиваемой среды	Углеводороды (керосин)	
2.2	Содержание твердых частиц:		
2.2.1	Объемная концентрация	%	нет
2.2.2	Размеры частиц (абразивных/неабразивных)	мм	-
2.3	Рабочая температура ,tr	⁰ С	130,4
2.4	Вязкость (кинематическая) при tr	сСт	0,357
2.5	Плотность при tr	кг/м ³	661,6
3	МАТЕРИАЛЫ СТОЙКИЕ В ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ СРЕДЕ		
	Углеродистая сталь		
4	УПЛОТНЕНИЕ ВАЛА		
4.1	Сальниковое одинарное/двойное		-
4.2	Торцовое одинарное/двойное		Двойное торцевое
5	УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ (УСТАНОВКИ)		
5.1	Климатическое исполнение и категория размещения при эксплуатации по ГОСТ 15150-69		УХЛ1
5.2	Класс взрывоопасности и пожарной зоны размещения по ПУЭ		2(В-1г)
5.3	Необходимость подвода охлаждающей/обогревающей среды	да/нет	да
6	ПРИВОД		
6.1	Напряжение, количество фаз	В	380, 3
6.2	Частота сети	Гц	50

Опросный лист заполнил: _____

(Ф.И.О., должность, дата)

Адрес: _____

Тел. _____ факс _____

Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Инв. № подл.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP4/1	Лист
						5

Опросные листы на теплообменные аппараты

ОПРОСНЫЙ ЛИСТ

на кожухотрубчатый теплообменный аппарат
по ТУ 3612-023-00220302-01

Условное обозначение - **Т-26**

Количество заказываемых аппаратов 1 сдвоенный

1 Марка теплообменника	800 ТП 2,5 / 25 Г9 К2	
2. Характеристика пространства	Трубное	Межтрубное
2.1 Давление		
- рабочее	0,60	0,95
- расчетное	1,25	1,35
2.2 Температура рабочая, С		
- Вход	215,5	299,0
- Выход	231,4	280,0
2.3 Температура расчетная, С	310	310
2.4 Минимально-допустимая (отрицательная) температура стенки аппарата, находящегося под давлением, С	положительная	
2.5 Наименование рабочей среды и процентный состав	Обессоленная нефть	3 ЦО колонны К-2 (дизельная фракция)
2.6 Физическое состояние среды (газ, жидкость)	жидкость	жидкость
2.7 Класс опасности среды по ГОСТ 12.1.007 (для нетоксичных писать: нетоксично)	4	4
2.8 Взрывоопасность (да, нет)	да	да
2.9 Воспламеняемость (да, нет)	да	да
2.10 Вызывает МКК (для нержавеющей стали)	нет	нет
2.11 Вызывает коррозионное растрескивание (да, нет) если – да, проверить возможность термообработки)	нет	нет
2.12 Прибавка на коррозию	3	3
3 Нужны ли детали для крепления теплоизоляции (да, нет)	да	
4 Нужны ли шарнирные устройства (да, нет) если –да, то левые или правые	да	
5 Горизонтальные аппараты устанавливаются: на бетонном основании или на металлоконструкции	на бетонном основании	
6 а) Ру штуцеров б) уплотнительная поверхность фланцев в) ответные фланцы плюс заглушки для гидроиспытания и транспортировки	а) 2,5 б) выступ-впадина в) в комплекте ответные фланцы и заглушки для гидроиспытания с крепежом и прокладками	а) 2,5 б) выступ-впадина в) в комплекте ответные фланцы и заглушки для гидроиспытания с крепежом и прокладками
7 Материал (по возможности уточнить сталь Ст3сп или 09Г2С и категорию)	Сталь 20	09Г2С
8 Зап. части	В комплекте с пучком, для проведения пусконаладочных работ и двух лет эксплуатации	
9 Срок службы аппарата (для углеродистых аппаратов, если скорость коррозии более 0,2 мм/год, то срок службы труб менее срок службы аппарата)	20 лет	

Подпись руководителя организации,

заполнившей опросный лист _____

Печать организации, заполнившей опросный лист

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP4/1	Лист
						6

ОПРОСНЫЙ ЛИСТ

на трубный пучок кожухотрубчатого теплообменного аппарата
по ТУ 3612-023-00220302-01

Позиция аппарата – Т-1/1

Количество заказываемых аппаратов - 1

1 Марка существующего теплообменника	800 ТП 2,5 25 Г9 К2	
2. Характеристика пространства	Трубное	Межтрубное
2.1 Давление, МПа		
- рабочее	1,7	0,95
- расчетное	1,95	1,35
2.2 Температура рабочая, С		
Вход	20,0	89,3
Выход	30,5	59,6
2.3 Температура расчетная, С	200	200
2.4 Минимально-допустимая (отрицательная) температура стенки аппарата, находящегося под давлением, °С	положительная	
2.5 Наименование рабочей среды и процентный состав	Сырая нефть	Фракция 140-240 °С
2.6 Физическое состояние среды (газ, жидкость)	жидкость	жидкость
2.7 Класс опасности среды по ГОСТ 12.1.007 (для нетоксичных писать: нетоксично)	4	4
2.8 Взрывоопасность (да, нет)	да	да
2.9 Воспламеняемость (да, нет)	да	да
2.10 Вызывает МКК (для нержавеющей стали)	нет	нет
2.11 Вызывает коррозионное растрескивание (да, нет) если – да, проверить возможность термообработки)	нет	нет
3. Нужны ли детали для крепления теплоизоляции (да, нет)	нет	
7. Нужны ли шарнирные устройства (да, нет) если –да, то левые или правые	нет	
8. Материал теплообменного пучка	Сталь 20	09Г2С
9. Зап.части	В комплекте с пучком, для проведения пусконаладочных работ и двух лет эксплуатации	
10. Срок службы аппарата (для углеродистых аппаратов, если скорость коррозии более 0,2 мм/год, то срок службы труб менее срок службы аппарата)	20 лет	

Подпись руководителя организации,
заполнившей опросный лист _____

Печать организации, заполнившей опросный лист

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP4/1	Лист
						7

ОПРОСНЫЙ ЛИСТ

на трубный пучок кожухотрубчатого теплообменного аппарата

по ТУ 3612-023-00220302-01

Позиция аппарата – Т-1/2

Количество заказываемых аппаратов - 1

1 Марка существующего теплообменника	<u>1000 ТП 4,0 М4</u> <u>25 Г9 К4</u>	
2. Характеристика пространства	Трубное	Межтрубное
2.1 Давление, МПа		
- рабочее	1,7	0,95
- расчетное	1,95	1,35
2.2 Температура рабочая, С		
Вход	30,5	173,0
Выход	62,0	89,3
2.3 Температура расчетная, С	200	200
2.4 Минимально-допустимая (отрицательная) температура стенки аппарата, находящегося под давлением, °С	положительная	
2.5 Наименование рабочей среды и процентный состав	Сырая нефть	Фракция 140-240 °С
2.6 Физическое состояние среды (газ, жидкость)	жидкость	жидкость
2.7 Класс опасности среды по ГОСТ 12.1.007 (для нетоксичных писать: нетоксично)	4	4
2.8 Взрывоопасность (да, нет)	да	да
2.9 Воспламеняемость (да, нет)	да	да
2.10 Вызывает МКК (для нержавеющей стали)	нет	нет
2.11 Вызывает коррозионное растрескивание (да, нет) если – да, проверить возможность термообработки)	нет	нет
3. Нужны ли детали для крепления теплоизоляции (да, нет)	нет	
7. Нужны ли шарнирные устройства (да, нет) если –да, то левые или правые	нет	
8. Материал теплообменного пучка	Сталь 20	09Г2С
9. Зап. части	В комплекте с пучком, для проведения пусконаладочных работ и двух лет эксплуатации	
10. Срок службы аппарата (для углеродистых аппаратов, если скорость коррозии более 0,2 мм/год, то срок службы труб менее срок службы аппарата)	20 лет	

Подпись руководителя организации, заполнившей опросный лист _____

Печать организации, заполнившей опросный лист

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP4/1	Лист
						8

ОПРОСНЫЙ ЛИСТ

на трубный пучок кожухотрубчатого теплообменного аппарата
по ТУ 3612-023-00220302-01

Позиция аппарата – Т-1/5

Количество заказываемых аппаратов – 1

1 Марка существующего теплообменника	1200 TY 25 25 G6 K2	
2. Характеристика пространства	Трубное	Межтрубное
2.1 Давление, МПа		
- рабочее	1,59	1,0
- расчетное	2,32	2,32
2.2 Температура рабочая, С		
Вход	77,4	130,0
Выход	97,5	100,0
2.3 Температура расчетная, С	200	200
2.4 Минимально-допустимая (отрицательная) температура стенки аппарата, находящегося под давлением, °С	положительная	
2.5 Наименование рабочей среды и процентный состав	Сырая нефть	ВЦО колонны К-2 (бензин)
2.6 Физическое состояние среды (газ, жидкость)	жидкость	жидкость
2.7 Класс опасности среды по ГОСТ 12.1.007 (для нетоксичных писать: нетоксично)	4	4
2.8 Взрывоопасность (да, нет)	да	да
2.9 Воспламеняемость (да, нет)	да	да
2.10 Вызывает МКК (для нержавеющей стали)	нет	нет
2.11 Вызывает коррозионное растрескивание (да, нет) если – да, проверить возможность термообработки	нет	нет
3. Нужны ли детали для крепления теплоизоляции (да, нет)	нет	
7. Нужны ли шарнирные устройства (да, нет) если –да, то левые или правые	нет	
8. Материал теплообменного пучка	Сталь 20	09Г2С
9. Зап.части	В комплекте с пучком, для проведения пусконаладочных работ и двух лет эксплуатации	
10. Срок службы аппарата (для углеродистых аппаратов, если скорость коррозии более 0,2 мм/год, то срок службы труб менее срок службы аппарата)	20 лет	

Подпись руководителя организации,
заполнившей опросный лист _____

Печать организации, заполнившей опросный лист

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP4/1	Лист
						9

ОПРОСНЫЙ ЛИСТ

на трубный пучок кожухотрубчатого теплообменного аппарата
по ТУ 3612-023-00220302-01

Позиция аппарата – Т-4/2

Количество заказываемых аппаратов – 1

1 Марка существующего теплообменника	1000 ТП 2,5 25 Г9 К4	
2. Характеристика пространства	Трубное	Межтрубное
2.1 Давление, МПа - рабочее - расчетное	1,64 1,95	1,0 1,0
2.2 Температура рабочая, С Вход Выход	53,0 77,4	132,8 100,0
2.3 Температура расчетная, С	200	200
2.4 Минимально-допустимая (отрицательная) температура стенки аппарата, находящегося под давлением, °С	положительная	
2.5 Наименование рабочей среды и процентный состав	Сырая нефть	I ЦО колонны К-2 (керосин)
2.6 Физическое состояние среды (газ, жидкость)	жидкость	жидкость
2.7 Класс опасности среды по ГОСТ 12.1.007 (для нетоксичных писать: нетоксично)	4	4
2.8 Взрывоопасность (да, нет)	да	да
2.9 Воспламеняемость (да, нет)	да	да
2.10 Вызывает МКК (для нержавеющей стали)	нет	нет
2.11 Вызывает коррозионное растрескивание (да, нет) если – да, проверить возможность термообработки)	нет	нет
3. Нужны ли детали для крепления теплоизоляции (да, нет)	нет	
7. Нужны ли шарнирные устройства (да, нет) если –да, то левые или правые	нет	
8. Материал теплообменного пучка	Сталь 20	09Г2С
9. Зап.части	В комплекте с пучком, для проведения пусконаладочных работ и двух лет эксплуатации	
10. Срок службы аппарата (для углеродистых аппаратов, если скорость коррозии более 0,2 мм/год, то срок службы труб менее срок службы аппарата)	20 лет	

Подпись руководителя организации,
заполнившей опросный лист _____

Печать организации, заполнившей опросный лист

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP4/1	Лист
						10

Заключение

1) ООО «ИМПА Инжиниринг» по договору № 13Д00864/16 от 30.09.2016 г., заключенному с ОАО «Славнефть-ЯНОС», выполнила работы: «Выполнение проектно-изыскательских работ в соответствии с техническим заданием № 1-2968 на работы по проведению ПИНЧ-анализа с целью улучшения теплообмена установки АВТ-4 цеха № 1». Календарный план этого договора предусматривал выполнение четырех этапов.

2) В ходе выполнения работ, предусмотренных этапом 1 календарного плана, проведено обследование установки АВТ-4 и получена база данных по фактической работе установки АВТ-4 цеха №1.

3) В ходе выполнения работ, предусмотренных этапом 2 календарного плана, был выполнен расчетный анализ фактической работы установки АВТ-4 цеха №1. В результате построена адекватная математическая модель фракционирования нефти на установке АВТ-4 и определена эффективность работы ректификационных колонн и их конденсационного оборудования, проведено энерготехнологическое обследование блока подогрева нефти установки АВТ-4 и расчет характеристик теплообмена в каждом аппарате, проведен анализ степени загрязнения поверхности теплообмена. Выполнен ПИНЧ-анализ блока подогрева нефти по фактической работе установки АВТ-4 и по рекомендуемому варианту схемы теплообмена.

Синтезирована схема переобвязки существующих теплообменников для технического перевооружения установки АВТ-4. Расчетом определены показатели работы теплообменников по этой схеме. Для предлагаемого варианта переобвязки теплообменников в соответствии с методологией ПИНЧ-анализа построены составные кривые горячих и холодных потоков. ПИНЧ (53,9 °С) локализуется при температурах 109,6 и 163,5 °С для холодных и для горячих потоков. Это значение ПИНЧа значительно меньше (на 17,8 °С), чем при фактической работе установки АВТ-4, что свидетельствует о значительном повышении эффективности рекуперации тепла горячих потоков для подогрева потоков сырой и обессоленной нефти.

В ходе выполнения работ, предусмотренных этапом 3 календарного плана на базе, выполненных технологических расчетов: Вариант №1 технического перевооружения установки АВТ-4 включает следующие мероприятия:

- замена теплообменника Т-26 и трубных пучков теплообменников Т-1/1, Т-1/2, Т-1/5 и Т-4/2;
- переобвязка теплообменников;
- установка новых насосов Н-8, Н-8а для перекачки потока ВЦО колонны К-2;
- замена тарелок с №17 по №28 (12 шт.) в колонне К-1;
- организация нового ВЦО в колонне К-2.

Вариант №2 технического перевооружения установки АВТ-4 включает следующие мероприятия:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Синтезирована схема переобвязки существующих теплообменников для технического перевооружения установки АВТ-4. Расчетом определены показатели работы теплообменников по этой схеме. Для предлагаемого варианта переобвязки теплообменников в соответствии с методологией ПИНЧ-анализа построены составные кривые горячих и холодных потоков. ПИНЧ (53,9 °С) локализуется при температурах 109,6 и 163,5 °С для холодных и для горячих потоков. Это значение ПИНЧа значительно меньше (на 17,8 °С), чем при фактической работе установки АВТ-4, что свидетельствует о значительном повышении эффективности рекуперации тепла горячих потоков для подогрева потоков сырой и обессоленной нефти.
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	В ходе выполнения работ, предусмотренных этапом 3 календарного плана на базе, выполненных технологических расчетов: Вариант №1 технического перевооружения установки АВТ-4 включает следующие мероприятия:
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	<ul style="list-style-type: none">- замена теплообменника Т-26 и трубных пучков теплообменников Т-1/1, Т-1/2, Т-1/5 и Т-4/2;- переобвязка теплообменников;- установка новых насосов Н-8, Н-8а для перекачки потока ВЦО колонны К-2;- замена тарелок с №17 по №28 (12 шт.) в колонне К-1;- организация нового ВЦО в колонне К-2.
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Вариант №2 технического перевооружения установки АВТ-4 включает следующие мероприятия:
Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP4/1
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лист
					11

- замена теплообменника Т-26 и трубных пучков теплообменников Т-1/1, Т-1/2, Т-1/5 и Т-4/2;
- переобвязка теплообменников;
- установка новых насосов Н-8, Н-8а для перекачки потока ВЦО колонны К-2;
- замена тарелок с №17 по №28 (12 шт.) в колонне К-1;
- организация нового ВЦО в колонне К-2;
- изменение схемы конденсации паров из ректификационных колонн К-9 и К-10.

Вариант №3 технического перевооружения установки АВТ-4 включает следующие мероприятия:

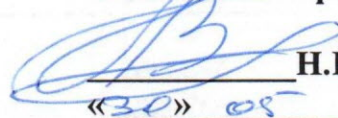
- замена теплообменника Т-26 и трубных пучков теплообменников Т-1/1, Т-1/2, Т-1/5 и Т-4/2;
- переобвязка теплообменников;
- установка новых насосов Н-8, Н-8а (12 шт.) для перекачки потока ВЦО колонны К-2;
- замена всех тарелок в колонне К-1;
- организация нового ВЦО в колонне К-2;
- замена всех тарелок в колонне К-2 с увеличением их числа до 47;
- изменение схемы конденсации паров из ректификационных колонн К-9 и К-10.

Проведено сравнение капитальных затрат, срока их окупаемости и экономического эффекта от реализации каждого варианта технического перевооружения установки АВТ-4. Наиболее высокий экономический эффект и наименьший срок окупаемости капитальных затрат получен при реализации варианта № 3 технического перевооружения. Капитальные затраты по этому варианту составляют 487,82 млн. руб. Годовой экономический эффект – 200,466 млн. руб. Срок окупаемости – 2,43 года. Индекс доходности (PI) – 1,72. Вариант № 3 рекомендуется в качестве приоритетного для технического перевооружения установки АВТ-4.

4) В ходе выполнения работ, предусмотренных этапом 4, разработаны заказная документация (опросные листы) на новое и заменяемое оборудование.

Инв. № подл.	Подп. и дата				Лист
	Взам. инв. №				
	Инв. № дубл.				
	Подп. и дата				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Отчет № IMPA02-P1601-1-TP4/1
					12

Утверждаю
Генеральный директор
ОАО «Славнефть-ЯНОС»


Н.В. Карпов
«30» 05 2017г.

**ПРОТОКОЛ
технического совещания
по итогам проведенного пинч-анализа установки АВТ-4**

г. Ярославль

«__» _____ 2017г.

Присутствовали:

От ОАО «Славнефть-ЯНОС»

Н.В. Карпов

Э.В. Дутлов

Е.Н. Карасев

А.В. Пискунов

Г.Б. Чубаров

М.А. Бубнов

М.П. Фещенко

А.П. Лядов

Слушали:

А.В. Пискунова о вариантах модернизации установки АВТ-4 по проведенному в 2016г. ООО «ИМПА Инжиниринг» пинч-анализу:

Для повышения энергоэффективности установки проведен пинч-анализ работы установки АВТ-4, по которому выданы варианты модернизации установки.

Установка АВТ-4 находится в эксплуатации с 1967г., производительность установки доведена с проектных 3млн.т/год до 5млн.т/год. В ходе эксплуатации установки выведен из работы вакуумный блок, с изменением схемы теплообмена, введен в эксплуатацию блок ГДМ с использованием теплоносителей подогрева нефти. Установка имеет ряд конструктивных особенностей и недостатков приводящих к низкой энергоэффективности по сравнению с современными установкам.

На базе проведенного пинч-анализа определены три варианта ее технического перевооружения со следующими основными мероприятиями:

Вариант №1

- замена теплообменника Т-26 и трубных пучков Т-1/1, Т-1/2, Т-1/5 и Т-4/2;
- переобвязку теплообменников;
- организацию нового верхнего ЦО в колонне К-2;
- замену тарелок с №17 по №28 (12 шт.) в колонне К-1;
- изменение схемы ввода питания в колонну К-1 с подачей части обессоленной нефти

в кубовую часть колонны.

Вариант №2

- работы по варианту №1;
- изменение схемы конденсации паров из ректификационных колонн К-9 и К-10.

Вариант №3

- работы по варианту №2
- замену всех тарелок в колонне К-1;
- замену тарелок в колонне К-2 с увеличением их числа до 47;

Наиболее короткий дисконтированный период окупаемости (DPP) – 5,8 года при экономическом эффекте 230,837 млн. руб. в год (NPV – 593 615 млн. руб.) достигаются при реализации варианта № 2 технического перевооружения, который следует считать приоритетным для технического перевооружения установки АВТ-4.

Показатель	Вариант №1	Вариант №2	Вариант №3
Капитальные затраты, млн. руб.	163,589	207,094	372,281
Экономический эффект, млн. руб. в год	108,669	230,837	252,528
NPV, млн. руб.			
ГПН	217,858	593,616	583,251
РН	83,011	283,766	241,528
Внутренняя норма рентабельности (IRR),%			
ГПН	44,6	70,9	54,8
РН	40,8	69,4	51,8
Индекс доходности (PI)			
ГПН	2,6	4,5	3,0
РН	1,7	2,9	5,9
Дисконтированный период окупаемости (DPP), лет			
ГПН	7,0	5,8	6,7
РН	7,1	5,9	6,8

Решили:

- Принять вариант модернизации установки АВТ-4 в 2020г. по второму варианту пинч-анализа с выполнением следующих основных работ:
 - замена теплообменника Т-26 и трубных пучков Т-1/1, Т-1/2, Т-1/5 и Т-4/2;
 - переобвязку теплообменников;
 - организацию нового верхнего ЦО в колонне К-2;
 - замену тарелок с №17 по №28 (12 шт.) в колонне К-1;
 - установка и обвязка трубопроводами новых насосов Н-8, Н-8а для перекачки потока ВЦО колонны К-2;
 - изменение схемы конденсации паров из ректификационных колонн К-9 и К-10.
 Внести изменения в предложенную схему ввода питания в колонну К-1: предусмотреть ввод обессоленной нефти не куб колонны, а на 3-5 тарелку снизу колонны для предотвращения риска вскипания колонны и заброса нефти вверх по колонне.
- Заключить договор на проведение проектирование «Модернизации схемы теплообмена установки АВТ-4 по результатам проведения ПИНЧ-анализа» по варианту №2 с предложенным изменением.
 Ответственный: А.С. Кесарев.
 Срок: 1.10.2017г.
- Реализовать проект «Модернизации схемы теплообмена установки АВТ-4 по результатам проведения ПИНЧ-анализа» по варианту №2.
 Ответственный: А.С. Кесарев., М.П. Фещенко.
 Срок: 2019г.-капитальный ремонт 2020г.

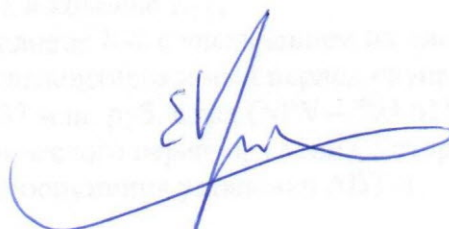
Протокол вел



А.В. Пискунов

Согласовано:

Главный инженер



Е.Н. Карасев