

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Институт компьютерных и инженерных наук  
Кафедра химии и химической технологии  
Направление подготовки 18.03.01 – Химическая технология  
Направление (профиль) образовательной программы Химическая  
технология природных энергоносителей и углеродных материалов

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ Ю.А. Гужель  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Разработка технологии переработки высокосернистых нефтей

Исполнитель студент группы 1107-об	_____	В.А. Торопчин
	(подпись, дата)	
Руководитель доцент, канд. хим. наук	_____	С.А. Лескова
	(подпись, дата)	
Консультант по безопасности жизнедеятельности доцент, канд. техн. наук	_____	А.В. Козырь
	(подпись, дата)	
Нормоконтроль проф., док. хим. наук	_____	Т.А. Родина
	(подпись, дата)	

Благовещенск 2025

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Институт компьютерных и инженерных наук  
Кафедра Химии и химической технологии

УТВЕРЖДАЮ  
Зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ Ю.А. Гужель  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

### **ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Торопчина Виталия Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: «Разработка технологии переработки высокосернистых нефтей» утверждена Приказом от 03.04.2025 г №878-УЧ
2. Срок сдачи студентом законченной работы 19.06.2025 г.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Производительность нефтеперерабатывающего предприятия по сырой нефти – 7100 тыс.т/год; сырьевой ресурс нефтеперерабатывающего производства – высокосернистая нефть Ибряевского нефтяного месторождения. Литературные данные
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Литературный обзор содержания существующих технологий переработки высокосернистых нефтей. Характеристика поточной схемы перспективного нефтеперерабатывающего производства. Разработка комбинированной технологии десульфуризации прямогонной бензиновой фракции. Безопасность и экологичность производства.
5. Перечень материалов графической части: Принципиальная поточная схема нефтеперерабатывающего производства, Технологическая схема комбинированной установки десульфуризации прямогонной бензиновой фракции
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе: Козырь А.В., канд. техн. наук, доцент; раздел «Безопасность и экологичность производства»
7. Дата выдачи задания 18.04.2025 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Лескова Светлана Анатольевна, доцент, канд. хим. наук

Задание принял к исполнению 18.04.2025 г. \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит: 75 с., 19 таблиц, 9 рисунков, 43 формулы, 60 источников.

ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ, АКТИВНАЯ СЕРА, ОСТАТОЧНАЯ СЕРА, СЕ-  
РОВОДОРОД, ТИОЛЫ, ДЕСУЛЬФУРИЗАЦИЯ, ОКИСЛИТЕЛЬНАЯ ДЕМЕР-  
КАПТАНИЗАЦИЯ, НЕФТЯНЫЕ ФРАКЦИИ, ГИДРООЧИСТКА, СТАБИЛИ-  
ЗАЦИЯ ГИДРОГЕНИЗАТА, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА

В работе рассмотрены основные технологические особенности процессов первичной и вторичной переработки высокосернистых нефтей, а также предложен оригинальный вариант организации схемы нефтеперерабатывающего производства, использующего в качестве сырья высокосернистую нефть. Содержание означенной концепции детализировано в контексте технологических возможностей организации стадии обессеривания прямогонной бензиновой фракции за счет использования комбинированной установки ее комплексной десульфуризации. На основании данных технологических регламентов действующих нефтеперерабатывающих производств произведены расчет и оптимизация основных параметров предлагаемой установки, дана оценка характеристик ее исходного сырья и целевых продуктов, специфики соответствующего технико-аппаратурного обеспечения, а также сформировано технико-экономическое обоснование предлагаемого технологического решения. Отдельно в рамках практико-ориентированного аспекта, подразумевающего создание безопасного и экологичного производства, рассмотрены особенности влияния работы комбинированной установки десульфуризации на окружающую среду.

					ВКР.371414.180301.ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Разработка технологии переработки высокосернистых нефтей</i>	<i>Литера</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Торопчин В. А.</i>				<i>У</i>	3	75
<i>Пров.</i>		<i>Лескова С. А.</i>				<i>АмГУ, ИКуИН, гр. 1107-об</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т. А.</i>						
<i>Утв.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>						

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Литературный обзор	7
1.1 Роль переработки высокосернистых нефтей в народном хозяйстве	7
1.2 Специфика высокосернистой нефти как сырья нефтепереработки	10
1.3 Технологические возможности десульфуризации нефтей и нефтепродуктов	12
1.4 Технология окислительной каталитической десульфуризации нефтей и нефтепродуктов	17
1.5 Технология гидрогенизационной очистки нефтепродуктов	22
2 Технологическая часть	28
2.1 Поточная схема нефтеперерабатывающего производства	28
2.2 Материальный баланс первичной переработки высокосернистой нефти	31
2.3 Технологическая схема комбинированной установки десульфуризации прямогонной бензиновой фракции	32
2.4 Характеристика сырья и готовой продукции	36
2.5 Расчет реактора гидроочистки установки десульфуризации	39
2.6 Оптимизация технологического режима установки десульфуризации	50
2.7 Обоснование технологического решения	55
3 Безопасность и экологичность производства	59
3.1 Организация системы утилизации отходящих газов	61
3.2 Меры пожарной безопасности для установки десульфуризации	64
Заключение	67
Библиографический список	68

						<b>ВКР.371414.180301.ПЗ</b>				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Разработка технологии переработки высокосернистых нефтей</i>			<i>Литера</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Торопчин В. А.</i>						У	4	75
<i>Пров.</i>		<i>Лескова С. А.</i>						<i>АмГУ, ИКуИН, гр. 1107-об</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т. А.</i>								
<i>Утв.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>								

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нефть может быть охарактеризована как уникальное минеральное образование, являющееся основой для получения важнейших товарных видов топлива. Помимо этого, нефть представляет собой практически неисчерпаемый источник органических компонентов, составляющих сырьевую базу органического синтеза. Несмотря на имеющиеся место тенденции к расширению использования возобновляемых и альтернативных источников энергии, спрос на нефть и продукты ее переработки демонстрирует устойчивый рост в долгосрочной перспективе.

Нефть представляет собой специфическую сложную дисперсную систему, в состав которой входят растворенный газ, минеральные соли, механические примеси и вода; а основу составляет смесь жидких углеводородов широкого компонентного и группового состава. Использование нефти как сырьевого источника для получения топлив, а также индивидуальных соединений подразумевает дифференциацию входящих в ее состав компонентов на желательные и нежелательные. К числу последних, в частности, относятся органические соединения серы, не являющиеся, как правило, целевыми компонентами переработки нефти и затрудняющие реализацию данного процесса в контексте:

- обеспечения повышенной коррозии основного и вспомогательного оборудования, трубопроводов, контрольно-измерительной аппаратуры;
- ухудшения экологических и эксплуатационных характеристик вырабатываемых из нефти товарных продуктов;
- нанесения вреда окружающей среде в силу присутствия сераорганических соединений в составе выбросов нефтеперерабатывающего производства;
- снижения технологической и экономической эффективности многих

					ВКР.371414.180301.ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Разработка технологии переработки высокосернистых нефтей</i>	<i>Литера</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб</i>		<i>Торопчин В. А.</i>				<i>У</i>	<i>5</i>	<i>75</i>
<i>Пров</i>		<i>Лескова С. А.</i>				<i>АмГУ, ИКуИН, гр. 1107-об</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т. А.</i>						
<i>Утв</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>						



# 1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

## 1.1 Роль переработки высокосернистых нефтей в народном хозяйстве

Роль нефти в структуре народного хозяйства актуализирована рядом нормативных документов. В частности, в соответствии с утвержденным распоряжением Правительства РФ от 30.08.2022 № 2473-р перечень нефть относится к категории основных видов стратегического минерального сырья [1], а Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2050 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 11.07.2024 № 1838-р, относит нефть ко второй группе полезных ископаемых, для которых достигнутые уровни добычи недостаточно обеспечены запасами разрабатываемых месторождений на период до 2035 года [2].

По состоянию на начало 2023 года извлекаемые на территории РФ запасы нефти составляли 31,2 млрд т, по запасам жидкого углеводородного сырья Россия занимала пятое место в мире. При этом к классам сернистой, высокосернистой и особо высокосернистой нефти относилось 50,6 % прогнозируемых запасов [3]. Месторождения сернистой и высокосернистой нефти приурочены в основном к Волго-Уральской и Тимано-Печерской НГП. В пределах Волго-Уральской НГП учтено около 15 %, а в пределах Тимано-Печерской НГП – около 8 % извлекаемых запасов нефти.

В период с 2012 года по 2022 год добыча жидких углеводородов в РФ выросла на 0,5 %, а добыча нефти сократилась на 2 % [3].

В настоящее время более половины добываемой отечественной нефти направляется на дальнейшую переработку. К началу 2023 года переработкой нефтяного сырья на территории РФ занималось 74 нефтеперерабатывающих предприятия, в том числе, 36 предприятий в составе вертикально-интегрирован-

					<b>ВКР.371414.180301.ПЗ</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Разработка схемы переработки высокосернистых нефтей</i>	<i>Литера</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Торопчин В. А.</i>				<i>У</i>	<i>7</i>	<i>75</i>
<i>Пров.</i>		<i>Лескова С. А.</i>						
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т. А.</i>						
<i>Утв.</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>						
						<i>АмГУ, ИКуИН, гр. 1107-об</i>		



подготовленные, в частности, по содержанию сераорганических соединений, в соответствии с требованиями европейских стандартов;

- ужесточением экологических ограничений стран-импортеров отечественных нефтепродуктов;

- крайне высоким дисконтом на высокосернистую нефть стран-участниц Европейского Союза;

- конкурентными преимуществами стран-поставщиков высококачественной нефти Каспийского региона [4].

Перспективным направлением использования отечественных ресурсов высокосернистой нефти является обеспечение внутреннего рынка продуктами ее глубокой переработки. Настоящие показатели объемов первичной переработки нефти в период с 2011 года по 2023 год показаны на рисунке 1 [5-8].

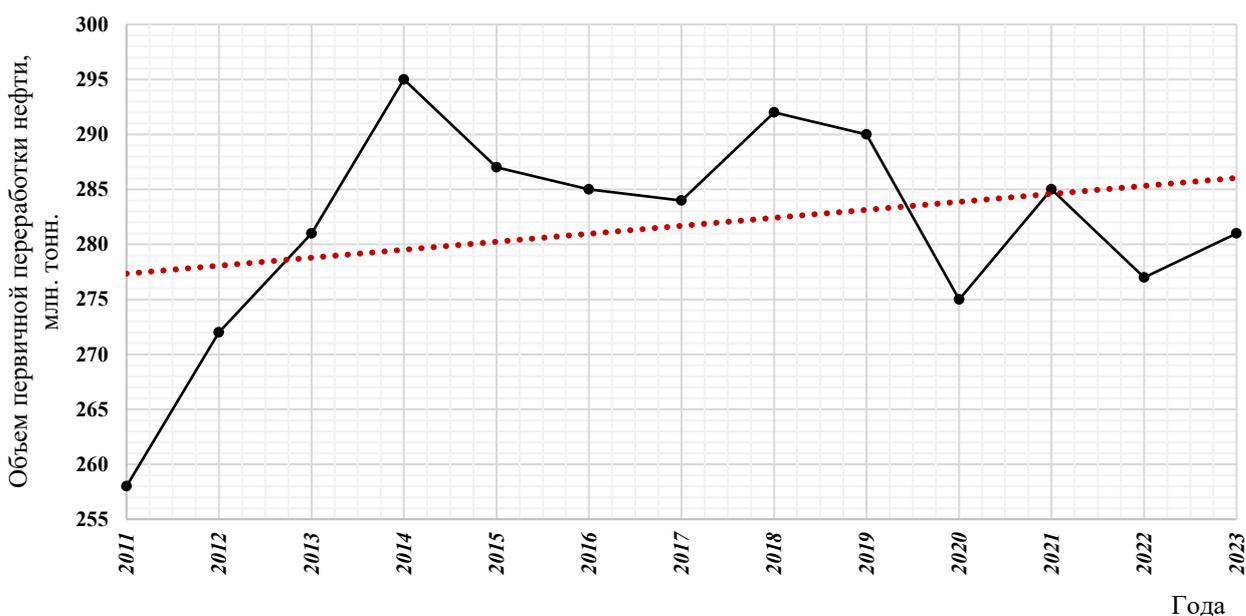


Рисунок 1 – Динамика объемов первичной переработки нефти в РФ в период 2011-2023 гг.

Приведенный на рисунке 1 график демонстрирует тенденцию к устойчивому росту объемов производства отечественной нефтеперерабатывающей промышленности в долгосрочной перспективе. Сокращение объемов переработки нефти в 2014-2017 годах, а также в 2019-2020 годах обусловлено соответственно

падением экспортных поставок нефтепродуктов, вследствие конъюнктурного снижения спроса на них на рынках Западной Европы; и обстоятельствами, связанными с распространением инфекции COVID-19.

Вовлечение в производство дополнительных ресурсных мощностей, за счет использования сырьевых запасов высокосернистой нефти актуализирует проблему ее эффективной подготовки и переработки с получением продуктов, соответствующих требованиям отечественных и зарубежных стандартов качества.

## **1.2 Специфика высокосернистой нефти как сырья нефтепереработки**

В настоящее время понятию «высокосернистая нефть» дано однозначное нормативное толкование, в соответствии с которым к данной группе относятся нефти с массовым содержанием серы свыше 1,80 % до 3,50 % включительно [9].

Специфика физико-химических свойств предполагает отнесение сернистых нефтей к категории трудноизвлекаемых. Как правило, нефти этого типа одновременно являются сверхтяжелыми и высоковязкими, что создает дополнительные технологические трудности при их добыче и переработке. Для сернистых нефтей отечественных месторождений характерным является невысокое содержание легких фракций и крайне низкое – нефтяных газов. Содержание парафинов в них в среднем составляет от 1 % до 19 % масс., концентрация смол и асфальтенов варьируется в весьма широких пределах, достигая своих наибольших значений в нефтях, приуроченным к месторождениям Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна [10]. В общем случае, росту содержания сернистых соединений в нефти сопутствует увеличение ее средней молярной массы, повышение коксуемости, а также вязкости, плотности, и концентрации (особенно в нефтяных остатках) смолисто-асфальтеновых компонентов, азоторганических и металлорганических соединений.

В зависимости от распределения серы по нефтяным фракциям условно можно выделить три категории высокосернистых нефтей:

- I категория – нефти, содержащие наиболее термоустойчивые сернистые

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		10



сульфоксиды и иные соединения.

Наиболее распространены в составе нефти сульфиды – их доля, обычно, составляет более половины от общего содержания сераорганических соединений; до 50 % массы от общего числа сернистых соединений нефти могут составлять тиофены, содержание меркаптанов обычно невелико. Превалирующая доля сернистых соединений нефти характеризуется высокими значениями молекулярной массы и температуры кипения, их содержание, как правило, возрастает в ряду от низкокипящих к высококипящим фракциям, причем в последних концентрируются наиболее инертные и химически устойчивые циклические конденсированные соединения серы, а максимальным содержанием меркаптановой серы характеризуются низкокипящие фракции [14].

В рамках формирования технологии переработки нефти наибольшую угрозу представляют активные формы серы – их присутствие обуславливает низкое качество товарных нефтепродуктов, неприятный запах, высокую коррозионную активность; также они являются каталитическим ядами многих процессов вторичной переработки нефти. Из числа активных соединений серы наибольшей химической агрессивностью обладают сероводород, метантиол, этантиол; их содержание в нефти и нефтепродуктах отдельно регламентировано требованиями соответствующих нормативных стандартов. По сравнению с активными соединениями серы пассивные формы являются химически инертными, однако, в условиях, соответствующих вторичным процессам нефтепереработки, наблюдаются их обратимые и необратимые переходы в пределах категории пассивных соединений, а также превращения в активные формы. В частности, в области повышенных температур термодинамически возможным становится распад сульфидов и дисульфидов с образованием сложных смесей, содержащих сероводород, тиолы и углеводороды [14].

### **1.3 Технологические возможности десульфуризации нефтей и нефтепродуктов**

В настоящее время отсутствует единая и универсальная технология обес-

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		12

серивания нефтяных углеводородов. Первостепенной задачей процессов десульфуризации является удаление из состава нефти и нефтепродуктов сероводорода, метилмеркаптана и этилмеркаптана. В зависимости от потенциала извлечения сернистых соединений, селективности действия, допустимых условий работы и параметров технологических режимов, а также удельных капитальных и эксплуатационных затрат, существующие технологии предполагают свою специализацию либо на десульфуризации сырой нефти, либо на обессеривании продуктов ее первичной и вторичной переработки.

Их числа существующих в настоящее время методов обессеривания нефтяного сырья наиболее примечательными являются следующие:

- мягкий жидкофазный гидропиролиз;
- дезодорирующая очистка с применением специфичных нейтрализаторов;
- экстракция сернистых соединений селективными экстрагентами;
- адсорбционная сероочистка;
- окислительная каталитическая десульфуризация;
- восстановительная каталитическая гидрогенизация [15-17].

Демеркаптанализация тяжелых сернистых нефтей путем их предварительного разложения может быть осуществлена методом мягкого гидропиролиза в присутствии специфичных металлсодержащих катализаторов. В частности, авторами патента RU 2187536 С1 предложен вариант реализации данной технологии, при котором тяжелая и высокосернистая нефть подвергается легкому каталитическому гидропиролизу в движущемся слое мелкодисперсного суспендированного катализатора, роль которого играет концентрат металлов, выделенный из продуктов газификации тяжелого остатка в смешанной плазме синтез-газа и водяного пара, а полученный в процессе газификации тяжелого остатка синтез-газ после очистки от сероводорода возвращают на стадию гидропиролиза и на стадию газификации тяжелого остатка в качестве ВСГ. При этом потребность в водороде в полной мере удовлетворяется за счет газификации тяжелого и трудно утилизируемого остатка, подвергаемого в ходе процесса полному разложению [18].

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		13



водно-спиртовые растворы различного состава [21]. Основным фактором, препятствующим широкому распространению практики использования нейтрализаторов, является их высокая стоимость, обуславливающая зачастую неоправданное повышение себестоимости подготавливаемой таким образом нефти. Кроме того, использование нейтрализаторов ведет к накоплению в нефти пассивных форм серы, способных переходить в активные формы в зоне вторичных процессов переработки.

Методы десульфуризации, основанные на извлечении из углеводородного сырья сернистых соединений действием селективных жидких экстрагентов характеризуются рядом абсолютных преимуществ, связанных с простотой аппаратно-технологического оформления, отсутствием необходимости применения катализаторов, водорода и твердых адсорбентов, реализацией процесса в мягких условиях – при невысоких значениях температуры и давления, позволяющих не допускать значительных изменений химической структуры компонентов нефтяных систем, осмоления углеводородов и образования углеродистых отложений. В основе метода лежит повышенная растворимость извлекаемых сернистых соединений в применяемых экстрагентах по сравнению с углеводородными компонентами сырья. При этом скорость десульфуризации возрастает при увеличении количества циклов экстракции [22]. Взаимная растворимость углеводородной части нефтепродукта и используемого экстрагента должна быть минимальной с целью обеспечения эффективного отделения получаемого экстракта от рафината. В качестве индивидуальных экстрагентов часто используют метанол, этанол, ацетон, полиэтиленгликоль, диметилацетамид, диметилформамид, диметилсульфоксид, ацетонитрил и иные соединения. Авторами патента RU 2226542 С2 предлагается способ экстракции присутствующих в нефти сернистых соединений, реализуемый в центробежном экстракторе дифференциально-контактного типа со струйным смешением фаз и использованием полярных апротонных растворителей, роль которых могут играть, в частности, диметилсульфоксид, ацетонитрил, диметилформамид и диметилацетамид [23]. В качестве эффектив-

ных экстрагентов сернистых соединений в рамках патента RU 2673539 С1 предполагается использование ионных жидкостей на основе замещенного катиона имидазолия с анионом бромидом: 1,3-дибутилимидазолий бромида, 1-октил-3-бутилимидазолий бромида или 1-нонил-3-бутилимидазолий бромида, содержащих растворенные соединения бромидов, хлоридов, или трифторацетатов переходных металлов [24]. Наряду с преимуществами метод экстрактивной десульфуризации не лишен и ряда недостатков, связанных с большими объемами обработанных растворителей, трудностями их регенерации, потерями углеводородных компонентов вместе с экстрагентами и загрязнением последними очищаемых нефтепродуктов. Помимо этого, использование лишь методов экстракции не может обеспечить снижение содержания сернистых соединений до значений, определяемых требованиями, предъявляемыми соответствующими стандартами к качеству большинства товарных нефтепродуктов; в связи с чем использование данного метода без применения иных технологий не представляется целесообразным [25].

Процессы адсорбционной десульфуризации, как правило, проводятся в мягких условиях с использованием твердых поглотителей, роль которых могут играть оксид цинка, цеолиты, силикагель, а также иные адсорбенты природного или синтетического происхождения. Так, авторами патента RU 2743291 С1 в качестве твердого поглотителя предложено использовать смесь природного происхождения, включающую землю, песок, глину и пепельную структуру нефти и нефтепродуктов, с добавлением наночастиц металлов (железа, хрома, вольфрама и иных) [26]. Сочетание адсорбционных и окислительных методов обессеривания предполагается патентом RU 2482162 С1, предусматривающим реализацию процесса обессеривания путем фильтрования исходного углеводорода через слой сорбента, в состав гранул которого вводится азотнокислая соль металла, выступающая в качестве окислителя для серосодержащих соединений [27]. Внедрение адсорбционных методов является прогрессивным направлением совершенствования технологии десульфуризации углеводородов, в частности, в

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		16

силу того, что использование твердых поглотителей способно эффективно решать проблему обессеривания как сырой нефти, так и нефтяных фракций. Помимо того, к отличительным особенностям данных технологий также относятся сравнительно невысокий уровень капитальных затрат, простота используемого аппаратного обеспечения, относительная безопасность работы узла обессеривания, а также возможность совместного удаления сернистых и полиароматических соединений. При этом, адсорбционная десульфуризация не лишена и ряда недостатков, характерных в общем случае для всех адсорбционных процессов и включающих принципиальную ограниченность адсорбционной емкости используемых сорбентов, периодичность реализуемого процесса, а также необходимость замены или регенерации адсорбента.

Наибольшее распространение в практике переработки высокосернистых нефтей получили процессы, основанные на технологиях окислительной каталитической десульфуризации и восстановительной каталитической гидрогенизации нефтяного сырья. В процессах десульфуризации наибольшие трудности связаны с удалением сернистых соединений из тяжелых нефтяных остатков, переработку которых целесообразно проводить по схемам косвенного обессеривания, предусматривающим:

- глубокую перегонку тяжелых остатков с последующей десульфуризацией полученных в ее результате газойлевых фракций и смешением остатка глубокой перегонки и обессеренного дистиллята;

- получение кокса из тяжелых нефтяных остатков с последующей десульфуризацией дистиллятных продуктов;

- предварительную деасфальтизацию тяжелых нефтяных остатков с последующей десульфуризацией деасфальтизата и смешением обессеренного дистиллята с остатком деасфальтизации.

#### **1.4 Технология окислительной каталитической десульфуризации нефтей и нефтепродуктов**

В зависимости от особенностей используемых технологий существующие

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		17

в настоящее время методы окислительного обессеривания можно разделить на:

- окислительную десульфуризацию на гетерогенных катализаторах;
- окислительную десульфуризацию в жидкой фазе в условиях межфазного катализа;
- окислительное обессеривание озонированием;
- окислительно-адсорбционную десульфуризацию;
- окислительно-экстракционное обессеривание;
- ультразвуковую десульфуризацию;
- десульфуризацию с применением сверхкритической воды [29].

Процессы окислительной десульфуризации в силу значительной степени разработанности применяемых технологий, их относительной экономичности и легкости технологического воплощения можно рассматривать в качестве релевантной альтернативы получившим широкое распространение методам гидрогенизационного обессеривания, однако, по сравнению с последними, они не столь универсальны и не всегда способны обеспечивать должную степень подготовки нефтепродуктов. Тем не менее, в ряде случаев применение окислительного обессеривания является шагом целесообразным с экономической и технологической точек зрения.

Перевод агрессивных сернистых соединений в пассивные и легко извлекаемые окисленные формы может производиться под действием различных окислителей, в частности, кислорода, озона [30], органических и неорганических пероксидов [31], двуокиси азота и азотной кислоты [32] и иных соединений; и, как правило, предполагает использование специфических катализаторов.

Несмотря на значительное разнообразие веществ, потенциально способных выступать в роли окислителей сернистых соединений, наибольшее распространение в означенном качестве получило использование молекулярного кислорода, позволяющее минимизировать сумму капитальных и эксплуатационных затрат и нашедшее практическое воплощение в ряде отечественных и зарубежных технологий. Промышленные методы кислородной демеркаптанзации, как





Широкое распространение в практике окислительной демеркаптанации нефтяных дистиллятов получила разработанная фирмой UOP технология «Merox», иллюстрируемая приведенной на рисунке 2 технологической схемой [35, 36].

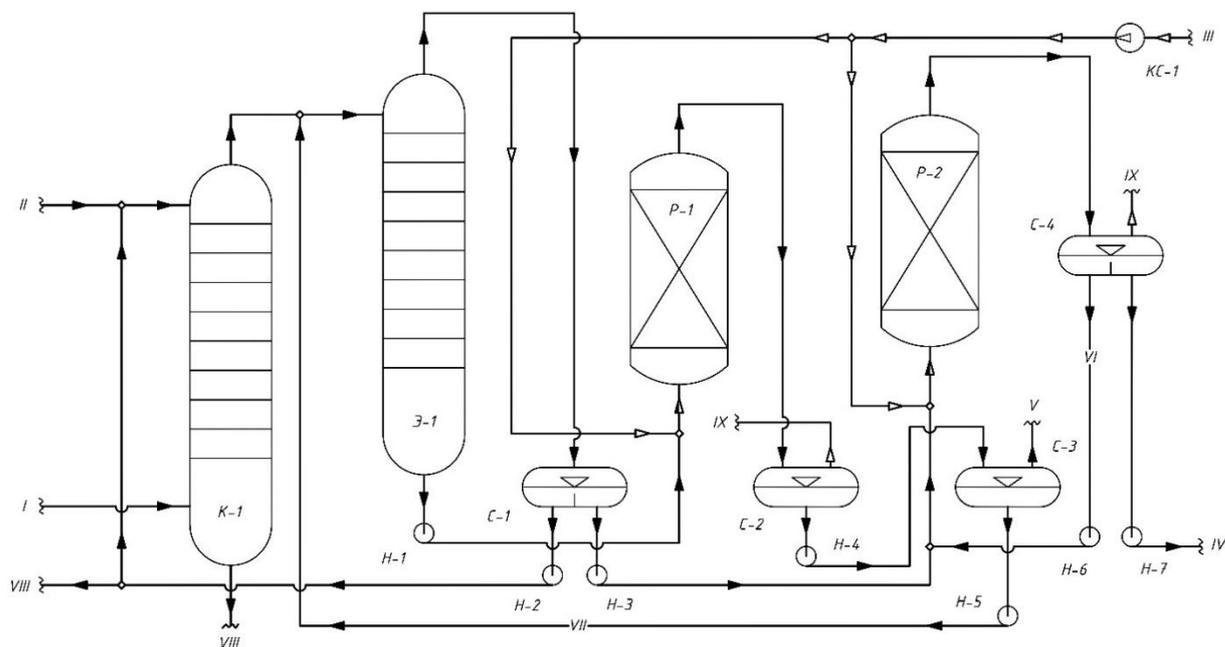


Рисунок 2 – Принципиальная схема установки демеркаптанации по технологии «Merox»

Оборудование: К-1 – промывная колонна; Э-1 – экстракционная колонна; P-1/2 – реактор окисления; C-1/4 – сепаратор; H-1/7 – насос; КС-1 – компрессор. Потoki: I – сернистое углеводородное сырье; II – раствор щелочи; III – воздух; IV – очищенный нефтепродукт; V – дисульфиды; VI – циркулирующий раствор катализатора «Merox»; VIII – отработанная щелочь; IX – избыточный воздух

В соответствии с рисунком 2 легкие меркаптаны экстрагируются из нефтяного сырья щелочным раствором «Merox» в Э-1, а полученный рафинат подается в P-2 для непосредственного окисления тяжелых тиолов в присутствии циркулирующего катализатора «Merox». В P-1 производится каталитическая регенерация щелочного раствора путем окисления присутствующих в нем меркаптидов. Перед подачей в Э-1 сырье предварительной промывается от содержащихся в нем сероводорода и органических кислот раствором щелочи в K-1 [35]. В настоящее

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

ВКР.371414.180301.ПЗ

Лист

21



нием малоактивных или легко удаляемых веществ – сероводорода, аммиака, воды и элементарных металлов.

Особенное значение процессов гидроочистки при переработке высокосернистых нефтей обусловлено их универсальностью, широким интервалом рабочих условий в зависимости от характеристики перерабатываемого сырья и целей процесса, возможностью глубокого удаления всех гетероатомных и металлоорганических соединений, а также обеспечения частичной деароматизации углеводородных фракций.

В сравнении с иными гидрогенизационными процессами процесс гидроочистки отличают более мягкие условия его проведения – температура в пределах 340-420 °С, давление – 4-9 МПа; позволяющие обеспечить практически полное удаление гетероатомных соединений и не допустить деструкции углеводородных компонентов [35].

Помимо целевых реакций гидрогенолиза гетероатомных соединений химизм процесса гидроочистки также включает различные превращения углеводородных компонентов, зачастую носящие нежелательный характер.

Инициирование в ходе процесса целевых реакций и купирование реакций побочных обеспечивается используемыми катализаторами, представляющими сложные композиции, состоящие из активных компонентов, структурирующих компонентов, а также модификаторов. Активными компонентами являются металлы VIII группы, наибольшее распространение из которых нашли никель и кобальт; а также сульфиды или оксиды металлов VI группы, в частности, молибдена и вольфрама. В качестве носителей активных компонентов, обеспечивающих формирование структуры катализаторов, применяются различные пористые соединения нейтральной (оксиды кремния, магния, алюминия) и кислотной (алюмосиликаты, цеолиты, фосфаты) природы; последние обеспечивают катализаторам также расщепляющие и изомеризирующие свойства. Наибольшее распространение получили катализаторы, использующие в качестве носителя оксид алюминия – алюмокобальтмолибденовые (АКМ), алюмокобальтникельмолибде-

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		23

новые (АКНМ), алюмоникельмолибденовые (АНМ) и алюмоникельмолибденселикатные (АНМС) катализаторы. Характеристики некоторых отечественных катализаторов гидроочистки приведены в таблице 2 [43, 44].

Таблица 2 – Характеристики отечественных катализаторов гидроочистки

Марка катализатора	Содержание активных компонентов, в процентах масс.		Насыпная плотность, м <sup>2</sup> /г	Форма и размер, мм	Сырье гидроочистки
	компонент	содержание			
КГУ-941 (АНМ)	MoO <sub>3</sub>	14,00-16,00	0,70 – 0,90	Экструдат, 2,00 – 3,00	Бензин, керосин, дизельное топливо
	NiO	2,90-3,50			
КГУ-950 (АКМ)	MoO <sub>3</sub>	9,00 – 11,00	0,75 – 0,95	Экструдат, 2,00 – 2,50	Бензин, керосин, дизельное топливо
	CoO	2,60 – 3,20			
ГКД-202	MoO <sub>3</sub>	12,50	0,72	Гранулы, 1,6 – 3,5	Керосин, дизельное топливо
	CoO	0,50			
	NiO	4,00			
ГКД-300	MoO <sub>3</sub>	9,00	0,63	Гранулы, 2,0 – 3,7	Дизельное топливо
	NiO	3,00			
ГК-202П	MoO <sub>3</sub>	8,50	0,62	Гранулы, 1,5 – 3,5	Дизельное топливо
	CoO	3,00			
ПГ-497С	MoO <sub>3</sub>	10,8	0,82	Экструдат, 2,7	Дизельное топливо, вакуумный газойль
	NiO	2,40			

Активные компоненты катализаторов формируют сложные объемные и поверхностные соединения типа молибдатов кобальта, образующие при сульфировании каталитически активные структуры сульфидного типа различного состава. Также возможно образование на поверхности носителя каталитически неактивных шпинельных фаз типа алюминатов кобальта и молибдатов алюминия [35].

В зависимости от особенностей технологического оформления процессы гидроочистки условно можно разделить на две группы:

- процессы гидроочистки нефтяных остатков (мазута, гудрона);
- процессы гидроочистки прочих нефтяных фракций.

Выделение в отдельную группу процессов гидроочистки нефтяных остатков обусловлено их повышенной коксуемостью, а также максимальным содержанием в их составе металлоорганических соединений, что ведет к резкому повышению нагрузки на катализатор. Закоксовывание катализатора, отложение на его

поверхности элементарных металлов, забивка пор и сокращение удельной поверхности ведет к снижению активности катализатора и требует дополнительных мер предварительной очистки тяжелого сырья.

Технологически наиболее простыми являются процессы гидроочистки легких фракций и средних дистиллятов. Технологию гидроочистки дизельной фракции иллюстрирует технологическая схема, приведенная на рисунке 3 [16, 35].

Представленная на рисунке 3 схема является типовой и включает:

- реактор гидроочистки;
- систему сепараторов для отделения от гидрогенизата ВСГ и легких углеводородов;
- стабилизационную колонну, в которой от гидрогенизата отгоняются легкие продукты, полученные в результате разложения элементоорганических соединений и крекинга углеводородов;
- систему теплообменного оборудования, обеспечивающего должные условия процесса при минимально возможном расходе энергетических ресурсов;

В рамках одной установки может быть предусмотрено два или более отдельных блоков гидроочистки, обеспечивающих десульфуризацию различных фракций и объединенных некоторыми общими узлами, например, установкой абсорбционной очистки газообразных продуктов от сероводорода. При обработке тяжелого сырья может быть предусмотрена реализации процесса гидроочистки в двух или трех последовательно подключенных реакторах.

Практика реализации процессов гидроочистки часто предполагает организацию комбинированных установок, в которых функцией гидроочистки является либо подготовка сырья для основного технологического процесса, либо облагораживание его продуктов. Так, авторами патента RU 2750319 С2 предложен объединенный способ гидроочистки и гидроконверсии и соответствующая ему установка, включающая две различные секции, содержащие реакторы гидроконверсии и гидроочистки, а также комбинированные сепарационные системы для разделения продуктов гидрогенизации; объединенные общей фракционирующей



- десульфуризация тяжелого сырья в одном реакторе с верхним слоем крупнопористого катализатора деметаллизации и нижним мелкопористым слоем катализатора десульфуризации;

- десульфуризация в нескольких ректорах, первый из которых заполнен дешевым катализатором деметаллизации и деасфальтизации, а следующие – более дорогими катализаторами десульфуризации;

- десульфуризация в реакторах, использующих подвижный слой катализатора, выполненного в виде сферических гранул;

- десульфуризация в реакторах, использующих трехфазный суспендированный слой катализатора [35, 46].

Наибольшее распространение получил метод организации процесса десульфуризации с использованием нескольких последовательно расположенных реакторов с предварительной деметаллизацией сырья и применением системы из двух или трех катализаторов с различными свойствами.

В контексте содержания технологических возможностей решения проблемы переработки тяжелых высокосернистых дистиллятов, получаемых, в том числе описанными ранее методами косвенного обессеривания нефтяных остатков, примечательной является предложенная группой компаний Axens технология «Prime-D», использующая в качестве базовой модель гидрооблагораживания дизельного топлива и отличающаяся от последней меньшей объемной скоростью подачи сырьевой смеси, а также более высоким давлением [16]. Означенная технология предусматривает возможность своей реализации в одностадийном и двухстадийном исполнениях. Двухстадийный вариант, обеспечивая сверхглубокую гидродесульфуризацию и деароматизацию, отличается от одностадийного меньшими значениями рабочего давления, использованием системы из двух типов катализаторов – классического, алюмокобальтмолибденового или алюмоникельмолибденового, и катализатора на основе благородных металлов; а также включением в линию подачи гидрогенизированного продукта первой стадии дополнительной отпарной колонны, работающей при повышенном давлении.

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		27



В соответствии с рисунком 4 сырая высокосернистая нефть, предварительно подготовленная в промышленных условиях согласно требованиям, предъявляемым к ней при ее передаче на переработку с использованием магистральных трубопроводных систем, дополнительно обезвоживается и обессоливается в рамках комбинированного блока атмосферно-вакуумной перегонки. Нефть, соответствующая требованиям технологического регламента предприятия, подается на атмосферную перегонку с выделением предельных серосодержащих углеводородных газов, светлых жидких дистиллятов, а также мазута. Последний направляется для вакуумного разделения на вакуумный газойль и гудрон. Гудрон подвергается сольвентной деасфальтизации с выделением тяжелого остатка деасфальтизации и деасфальтизата. Асфальт, содержащий максимальное количество наиболее пассивных и устойчивых в химическом отношении сернистых соединений направляется на окисление с получением товарных битумов. Деасфальтизат смешивается с вакуумным газойлем, после чего полученная смесь подвергается гидрогенизационному облагораживанию с извлечением из состава фракции гетероатомных и металлоорганических соединений. Гидроочищенный газойль подается на установку гидрокрекинга. Тяжелый гидрогенизат гидрокрекинга направляется на установку каталитического крекинга, где вырабатывается дополнительное количество светлых дистиллятов. Крекинг-остаток, содержащий минимальное количество сернистых соединений, подается на коксование с получением товарного кокса. Светлые дистилляты, вырабатываемые на установках блока первичной перегонки и вторичных термokatалитических процессов переработки тяжелого сырья, подвергаются десульфуризации и последующей обработке с получением компонентов товарных нефтепродуктов.

По своей организационно-технологической принадлежности описанная выше схема соответствует предприятию топливного профиля с глубокой переработкой исходного сырья.

Специфика схемы включает следующий ряд особенностей.

1. Содержание блока конверсии светлых дистиллятов в зависимости от их

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		29

фракционной принадлежности предусматривает процессы вторичного фракционирования, десульфуризации, гидроочистки, гидрирования, депарафинизации, деароматизации, изомеризации и риформирования.

2. Высокое содержание сернистых соединений в исходном сырье предполагает широкое использование технологий десульфуризации, в частности, в форме каталитического гидрогенизационного облагораживания всех первичных дистиллятов, обеспечиваемое перед их вторичным разделением. Технологические потребности гидрогенизационных процессов в ВСГ могут быть покрыты в первую очередь за счет реализации процессов каталитического риформинга, а также путем включения в производственную структуру установок паровой конверсии метана.

3. Схема предусматривает выработку нефтяных дистиллятов первичного и вторичного происхождения, процессы облагораживания которых в силу объективных различий в их химическом составе производятся отдельно.

4. Работа установки гидрокрекинга характеризуется преимущественно высокой конверсией, лежащей в пределах 10-40 %.

5. В качестве растворителя в процессах деасфальтизации может быть использован газовый бензин колонны предварительного отбензинивания комбинированной установки ЭЛОУ-АВТ.

Обоснованием целесообразности предлагаемой схемы может служить следующий ряд характеризующих ее абсолютных преимуществ.

1. Взаимная увязка процессов гидрокрекинга и каталитического крекинга способна снизить нагрузку на последний, а также существенно повысить производственную гибкость предприятия в контексте обеспечения возможности оперативного и малозатратного изменения объемов выпуска товарных бензина и дизельного топлива в соответствии с текущей рыночной конъюнктурой. Невысокая глубина гидрокрекинга при этом позволяет свести к минимуму расход ВСГ и потери катализатора, одновременно обеспечивая производство качественных компонентов дизельного топлива и повышая качество тяжелых дистиллятов для

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		30

их глубокого каталитического крекирования.

2. Использование наиболее тяжелых остатков в качестве сырья для производства окисленных битумов позволяет эффективно решить проблему присутствия в их составе тяжелых сернистых соединений, фактически исключая необходимость их термокаталитического разложения и связанные с ней затраты.

3. В качестве сырья для установки коксования используются вторичные остатки, полученные из обессеренных фракций, содержащие минимальное количество сернистых соединений, что позволяет обеспечить производство высококачественных малосернистых сортов нефтяного кокса.

4. Схема позволяет в широких пределах варьировать использование доступных технологий десульфуризации, исходя из их технологической и экономической обоснованности применительно к отдельным фракциям.

### **2.1 Материальный баланс первичной переработки высокосернистой нефти**

Блок первичной переработки включает электрообессоливающую установку, а также атмосферную и вакуумную трубчатки, функционирующие в форме комбинированной установки ЭЛОУ-АВТ. Для расчета материального баланса процессов атмосферно-вакуумной перегонки на основе существующих методических рекомендаций [47] примем совокупную величину объема отделенной воды и потерь нефти на электрообессоливающей установке равной 0,5 % масс. в расчете на сырую нефть. Таким образом, с учетом производительности предприятия по сырой нефти равной 7100000 т/год сырьевая нагрузка установок первичного фракционирования составит 6745000 т/год.

Сырьевым ресурсом нефтеперерабатывающего предприятия является Иб-ряевская нефть. Составление материального баланса первичной нефтепереработки производим на основании сведений о фракционном составе сырьевой нефти [48] и усредненных для высокосернистых нефтей коэффициентах отбора отдельных фракций [47]. Соответствующие данные приведены в таблице 3.

Согласно действующим нормам технического проектирования число рабо-

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		31

чих дней в году принимаем равным 340.

Данные материального баланса первичной атмосферно-вакуумной перегонки приведены в форме таблицы 4.

Таблица 3 – Характеристика фракционного состава Ибряевской нефти

Нефтяная фракция	Выход фракции на нефть, в процентах масс.	Коэффициент отбора фракции
Газовая фракция	1,2	1,00
Бензиновая фракция НК-180	29,9	0,99
Керосиновая фракция 180-240	11,2	0,97
Дизельная фракция 240-350	20,9	0,96
Вакуумный газойль 350-500	28,3	0,94
Гудрон	8,5	-

Таблица 4 – Материальный баланс атмосферно-вакуумной перегонки Ибряевской нефти

Компонент	Массовый расход компонента		Доля компонента, в процентах массы на сырье перегонки	Доля компонента, в процентах массы на сырую нефть
	т/год	кг/ч		
<b>Приход</b>				
Обессоленная нефть	6745000,0000	826593,1373	100,0000	95,0000
Итого	6745000,0000	826593,1373	100,0000	95,0000
<b>Расход</b>				
Газовая фракция	80373,4200	9849,6838	1,1916	1,1320
Бензиновая фракция НК-180	1982611,3379	242967,0757	29,3938	27,9241
Керосиновая фракция 180-240	747673,7396	91626,6838	11,0849	10,5306
Дизельная фракция 240-350	1366348,1400	167444,6250	20,2572	19,2443
Вакуумный газойль 350-500	1837738,2483	225213,0206	27,2459	25,8836
Гудрон	683040,1143	83705,8964	10,1266	9,6203
Потери	47215,0000	5786,1520	0,7000	0,6650
Итого	6745000,0000	826593,1373	100,0000	95,0000

### 2.3 Технологическая схема комбинированной установки десульфуризации прямогонной бензиновой фракции

Технологическая схема комбинированной установки десульфуризации прямогонной бензиновой фракции НК-180 приведена на рисунке 5.

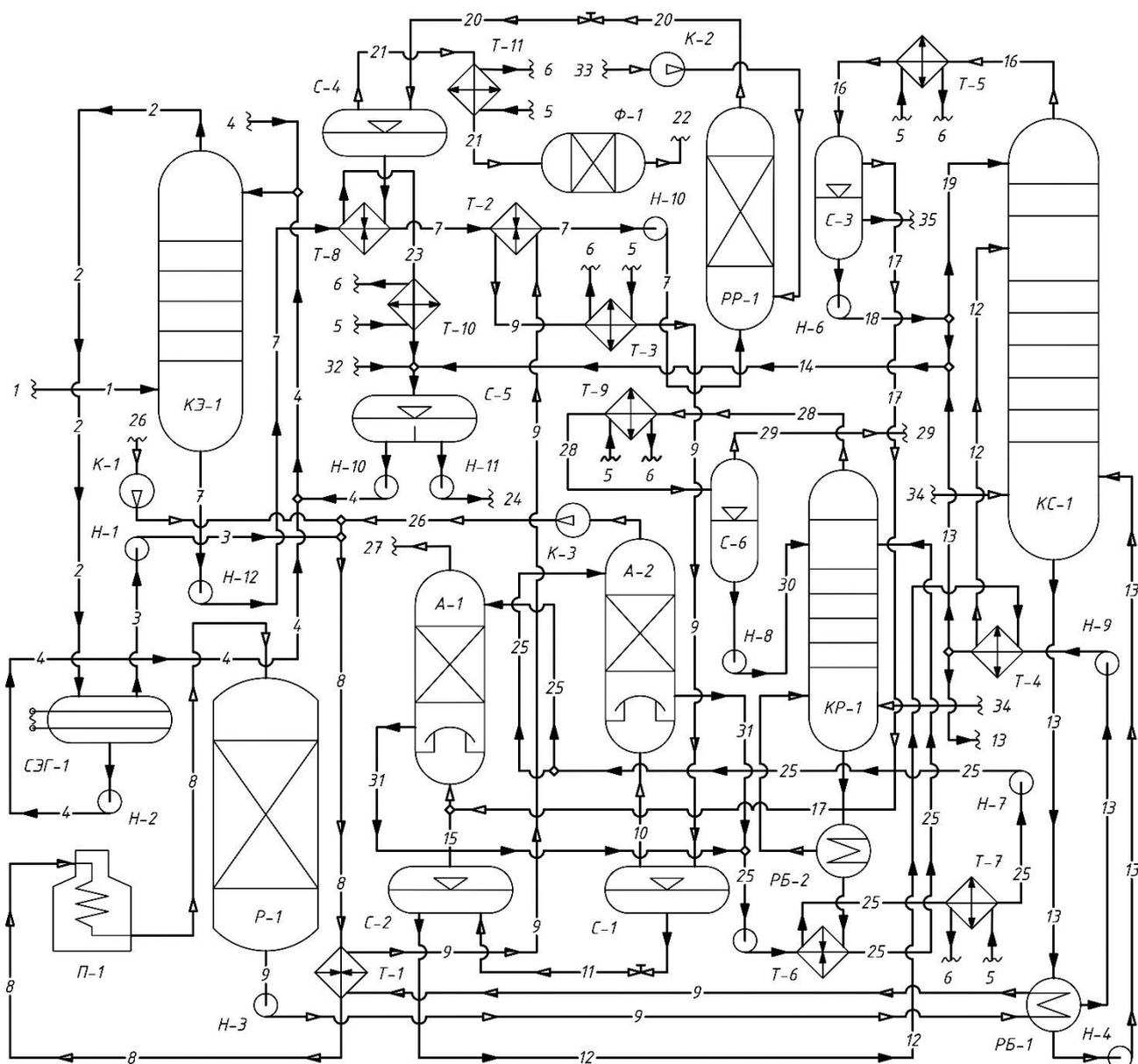


Рисунок 5 – Технологическая схема комбинированной установки десульфуризации прямогонной бензиновой фракции НК-180:

Оборудование: КЭ-1 – колонна экстракции меркаптанов; КС-1 – колонна стабилизации гидрогенизата; КР-1 – колонна регенерации амина; П-1 – печь; А-1/2 – абсорбер; РР-1 – реактор-регенератор; Ф-1 – сорбционный фильтр; СЭГ-1 – сепаратор-электродегидратор; С-1/6 – сепаратор; РБ-1/2 – ребойлер; К-1/3 – компрессор; Т-1/10 – теплообменник; Н-1/11 – насос. Поток: 1 – прямогонная бензиновая фракция НК-180; 3 – демеркаптанизированная бензиновая фракция; 4 – раствор щелочи; 9 – гидрогенизат гидроочистки; 13 – стабильный десульфурированный бензин; 24 – бензиновый экстракт дисульфидного масла; 26 – ВСГ

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

ВКР.371414.180301.ПЗ

Лист

33

В соответствии с рисунком 5 прямогонная бензиновая фракция, выкипающая в температурном пределе до 180 °С, подается в экстракционную колонну КЭ-1, где при температуре 30-35 °С и давлении 0,20-0,25 МПа легкие меркаптаны извлекаются водным раствором едкого натра, подаваемым с концентрацией 10-15 % масс. Демеркаптанизованный рафинат сепарируется от увлеченной щелочи в электродегидраторе СЭГ-1, после чего бензиновая фракция насосом Н-1 под давлением 2,5-3,5 МПа подается на смешение с циркулирующим ВСГ. Подготовленная газожидкостная смесь подогревается в теплообменнике Т-1 и печи П-1, после чего с температурой 320-360 °С вводится в реактор гидроочистки Р-1. Гидрогенизат, выводимый из реактора Р-1, нагревает циркулирующий через ребойлер РБ-1 стабильный десульфуризированный бензин и последовательно охлаждается, проходя теплообменники Т-1, Т-2, Т-3, после чего с температурой 40-45 °С подается в сепаратор С-1, где от него отделяется избыточный ВСГ. Вторая ступень сепарации, позволяющая выделить легкие углеводородные газы, реализуется в сепараторе С-2 после дросселирования частично дегазированного гидрогенизата до давления 1,20-1,40 МПа. Дегазированный гидрогенизат подогревается в теплообменнике Т-4 и с температурой 100-120 °С вводится в эвопорационную секцию стабилизационной колонны КС-1. Кубовый продукт колонны КС-1, представляющий собой стабильный десульфуризированный бензин, циркулирует через ребойлер РБ-1 и частично отводится с установки. Верхний продукт колонны КС-1 после охлаждения в теплообменнике Т-5 подается на разделение в сепаратор С-3. Головка стабилизации из сепаратора С-3 частично используется в качестве верхнего холодного орошения колонны КС-1, а частично, в смеси со стабильным бензином – для растворения дисульфидного масла в сепараторе С-5. Несконденсированные газы из С-3 смешиваются с газами, отводимыми из С-2, после чего объединенный газовый поток направляется для абсорбционного извлечения сероводорода в абсорбер А-1. Выводимый из нижней части экстракционной колонны КЭ-1 экстракт демеркаптанизации, представляющий собой водно-щелочной раствор меркаптидов, последовательно по-

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		34

догревается в теплообменниках Т-8 и Т-2 до температуры 50-60 °С, после чего подается для окисления меркаптидов в реактор-регенератор РР-1. Окисляющим агентом служит кислород воздуха, нагнетаемого в РР-1 компрессором К-2 под давлением 0,45-0,50 МПа. В РР-1 на поверхности волокнистого полимерного носителя с нанесенными на нее частицами металлорганического фталоцианинового катализатора производится перевод содержащихся в щелочном растворе меркаптид-анионов в инертные диалкилдисульфиды. Выводимые из РР-1 продукты регенерации щелочного экстрагента дросселируют до давления 0,20-0,25 МПа и разделяются в сепараторе. Отделяемые в С-4 газы, содержащие сернистые продукты глубокого окисления, проходят санитарную адсорбционную очистку в сорбционном фильтре Ф-1, после чего выводятся с установки. Жидкая дегазированная фаза из С-4 охлаждается, последовательно проходя теплообменники Т-8 и Т-10, смешивается с бензином-экстрагентом и вводится в сепаратор С-5. В С-5 производится разделение водно-щелочного раствора и органической фазы, включающей смесь образовавшихся в РР-1 дисульфидов – дисульфидное масло, растворенное в объеме бензинового экстрагента. Перед подачей в С-5 в поток из С-4 также дозированно вводится щелочной раствор пропилмеркаптида натрия, играющий роль стабилизатора металлорганических катализаторов окисления. Неорганическая фаза, выделяемая в сепараторе С-5, смешивается с водно-щелочным раствором из СЭГ-1 и подается в верхнюю часть колонны КЭ-1. Для корректировки состава щелочного экстрагента схемой предусмотрено добавление в его поток свежей щелочи. Из потока смеси углеводородных газов, содержащей в своем составе сероводород, извлечение последнего производится в абсорбере А-1 циркулирующим раствором моноэтаноламина с концентрацией 15-20 % масс., очищенные газы выводятся с установки. Для очистки от сероводорода циркулирующий ВСГ, выводимый из С-1, проходит адсорбционную очистку в А-2, после чего сжимается компрессором К-3 до давления 2,5-3,0 МПа и подается на смешение с десульфуризируемой бензиновой фракцией. Схемой предусмотрено поддержание постоянной концентрации циркулирующего ВСГ за счет дозиро-

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		35



ства окисленных битумов.

$$A + C - 2,5 \cdot П > 0 \quad (1)$$

$$A + C > 6 \quad (2)$$

где А – массовое содержание асфальтенов, в процентах на нефть;

С – массовое содержание смол, в процентах на нефть;

П – массовое содержание парафина, в процентах на нефть;

В случае Ибряевской нефти:

$$A + C - 2,5 \cdot П = 5 + 13,3 - 2,5 \cdot 5,79 = 3,825; (3,825 > 0)$$

$$A + C = 5 + 13,3 = 18,3; (18,3 > 6)$$

что косвенно подтверждает состоятельность решения о включении в технологический комплекс нефтеперерабатывающего предприятия блока битумного производства.

Таблица 5 – Физико-химические свойства сырьевой Ибряевской нефти

Параметр	Значение параметра
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	873,3
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	24,7
Температура застывания, °С	минус 18
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	8,8
Общее содержание серы, в процентах масс. на нефть	2,30
Содержание парафина, в процентах масс. на нефть	5,79
Содержание смол, в процентах масс. на нефть	13,30
Содержание асфальтенов, в процентах масс. на нефть	5,00
Содержание ванадия, мкг/г	100
Содержание никеля, мкг/г	-

В рамках настоящей работы предполагается, что качество подаваемой на переработку нефти, обеспеченное ее подготовкой в промышленных условиях, соответствует требованиям, установленным Техническим регламентом Евразийского экономического союза «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию» (ТР ЕАЭС 045/2017) [50] в части величины давления насыщенных паров, а также содержания сероводорода, легких меркаптанов, воды, хлористых солей и органических хлоридов.

Прямогонные бензины являются полупродуктами нефтяного производства, вырабатываемыми из сырьевой нефти путем ее атмосферной перегонки, ре-

ализуемой, как правило, в соответствующих блоках комбинированных установок ЭЛОУ-АВТ. Отличительной особенностью получаемых таким образом фракций является сравнительно низкое значение величины октанового числа, характеризующее их эксплуатационные свойства (детонационную устойчивость) в качестве компонентов товарных автомобильных топлив и определяющее необходимость их дальнейшей переработки, в частности, с использованием технологий каталитического риформинга и каталитической изомеризации. Основу углеводородного состава прямогонных бензинов составляют предельные ациклические, нафтеновые и ароматические углеводороды. В группе алканов, как правило, наиболее распространены углеводороды нормального строения, присутствующие в бензинах изоалканы характеризуются низкой степенью разветвленности и преобладанием в качестве заместителей коротких алкильных групп. Увеличение доли изоалканов – один из наиболее перспективных подходов к повышению детонационной стойкости бензинов. Нафтеновые углеводороды в основном представлены алкильными производными циклопентана и циклогексана. Содержание ароматических углеводородов в прямогонных бензинах обычно невелико, преобладают в составе данной группы простые алкильные производные бензола. Также характерной особенностью прямогонных бензинов, отличающей их от дистиллятов вторичного происхождения, является фактическое отсутствие в их составе олефиновых углеводородов. Помимо отмеченных выше, эксплуатационные свойства и специфику физико-химической переработки прямогонных бензинов в значительной мере определяет присутствие в них неорганических и гетероорганических компонентов, в частности, сернистых соединений, из числа которых наибольшую угрозу представляют легкие меркаптаны.

Характеристика бензиновой фракции, вырабатываемой прямой перегонкой сырьевой Ибряевской нефти, приведена в форме таблицы 6.

Практика эксплуатации установок каталитического риформинга предполагает жесткое регламентирование содержания серы в составе сырьевого бензина, ограничиваемое соответствующими технологическими стандартами в пределах

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		38

$1,2 \cdot 10^{-4} - 2,0 \cdot 10^{-6}$  % масс. [49]. Наиболее распространенным методом обеспечения данного показателя является физико-химическая подготовка сырьевых бензиновых фракций с использованием технологии гидроочистки.

Таблица 6 – Физико-химические свойства прямогонной бензиновой фракции НК-180 сырьевой Ибряевской нефти

Параметр	Значение параметра
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	728,0
Общее содержание серы, в процентах масс. на бензин	2,351
Содержание меркаптановой серы, в процентах масс. на бензин	1,570
Содержание сульфидной серы, в процентах масс. на бензин	0,781
Содержание олефинов, в процентах масс. на бензин	-
Групповой углеводородный состав, в процентах масс.	
парафиновые углеводороды	67,0
нафтеновые углеводороды	24,0
ароматические углеводороды	9,0
Октановое число (определяемое по моторному методу)	42

В рамках настоящей работы решение отмеченной выше задачи предусматривается за счет возможностей комбинированной установки десульфуризации.

## 2.5 Расчет реактора гидроочистки установки десульфуризации

Исходные данные, необходимые для расчета реактора гидроочистки комбинированной установки десульфуризации приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Данные для расчета реактора гидроочистки

Параметр	Значение параметра
Производительность установки десульфуризации по сырью, кг/ч	242967,0757
Остаточное содержание серы в бензине, в процентах масс.	$1,0 \cdot 10^{-4}$
Давление в реакторе гидроочистки, МПа	3,2
Температура сырьевой смеси, °С	340
Объемная скорость подачи сырья, ч <sup>-1</sup>	6,5
Кратность циркуляции ВСГ, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> (в нормальных условиях)	180
Средняя линейная скорость сырьевого потока в реакторе, м/с	2,5

С учетом справочных данных о показателях работы типовых блоков окислительной демеркаптанизации [51, 52] производительность гидрогенизационного блока по сырью принимаем равной 241057,21 кг/ч, а содержание в подаваемой для гидрообработки бензиновой фракции меркаптановой и сульфидной серы – 0,005 % масс. и 0,7810 % масс. на исходное сырье, соответственно.



где  $\eta$  – выход гидрогенизата, в процентах масс. на исходное сырье.

Выход гидрогенизата рассчитываем по формуле:

$$\eta = 1 - \frac{62 \cdot (L_M + L_C)}{G_0} \quad (8)$$

Таким образом:

$$\eta = 1 - \frac{62 \cdot (0,3767 + 58,8255)}{241057,21} = 0,9848 \text{ масс. долл.} = 98,48 \%$$

$$G_{\text{ГГ}} = \frac{241057,21 \cdot 98,48}{100} = 237393,14 \text{ кг/ч}$$

Определяем расход ВСГ, подаваемого на смешение с сырьевым бензином (реакционного ВСГ). Состав циркулирующего ВСГ, соответствующий производственным условиям эксплуатации установок гидроочистки, охарактеризован данными таблицы 8.

Таблица 8 – Состав реакционного ВСГ

Компонент	Содержание компонента, в масс. дол.	Содержание компонента, в процентах об.	Молекулярная масса компонента, г/моль
Водород	0,410	91,64	2,02
Метан	0,124	3,36	16,04
Этан	0,119	1,84	30,07
Пропан	0,185	1,89	44,10
и-бутан	0,064	0,43	58,12
н-бутан	0,051	0,52	58,12
Пентаны	0,047	0,32	72,15
Всего	1,000	100,00	-

Расход реакционного ВСГ ( $G_{\text{ВСГ}}$ , кг/ч) определяем по формуле:

$$G_{\text{ВСГ}} = \frac{G_0 \cdot K_{\text{ЦВСГ}} \cdot M_{\text{ВСГ}}}{22,4 \cdot \rho_B} \quad (9)$$

где  $K_{\text{ЦВСГ}}$  – кратность циркуляции ВСГ, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (в нормальных условиях);

$M_{\text{ВСГ}}$  – средняя молекулярная масса ВСГ, г/моль;

$\rho_B$  – плотность сырьевого бензина, кг/м<sup>3</sup>.

Величину средней молекулярной массы ВСГ рассчитываем по данным таблицы 8 в соответствии с правилом аддитивности по формуле:

$$M_{\text{ВСГ}} = \sum_{i=1}^n M_i \cdot \varphi_i \quad (10)$$

где  $M_i$  – молекулярная масса  $i$ -го компонента ВСГ, г/моль;

$\varphi_i$  – объемная доля  $i$ -го компонента ВСГ в газе.

$$M_{\text{ВСГ}} = 0,9164 \cdot 2,02 + 0,0336 \cdot 16,04 + 0,0184 \cdot 30,07 + 0,0189 \cdot 44,10 + 0,0043 \cdot 58,12 + 0,0052 \cdot 58,12 + 0,0032 \cdot 72,15 = 4,56 \text{ г/моль}$$

$$G_{\text{ВСГ}} = \frac{241057,21 \cdot 180 \cdot 4,56}{22,4 \cdot 728} = 12133,28 \text{ кг/ч}$$

Расход чистого водорода в составе реакционного ВСГ ( $G_{\text{ВР-0}}$ , кг/ч) определяем по формуле:

$$G_{\text{ВР-0}} = G_{\text{ВСГ}} \cdot \omega_{\text{ВР-0}} \quad (11)$$

где  $\omega_{\text{ВР-0}}$  – массовая доля водорода в реакционном ВСГ.

$$G_{\text{ВР-0}} = 12133,28 \cdot 0,410 = 4974,64 \text{ кг/ч}$$

Потери водорода в процессе гидроочистки ( $\Delta G_{\text{ВР}}$ , кг/ч) рассчитываем по формуле:

$$\Delta G_{\text{ВР}} = G_{\text{ВР1}} + G_{\text{ВР2}} + G_{\text{ВР3}} + G_{\text{ВР4}} \quad (12)$$

где  $G_{\text{ВР1}}$  – расхода водорода на гидрогенолиз сераорганических соединений, кг/ч;

$G_{\text{ВР2}}$  – величина отдува циркулирующего ВСГ для поддержания заданной концентрации водорода, кг/ч;

$G_{\text{ВР3}}$  – потери водорода из-за механических неплотностей в аппаратуре и коммуникациях, кг/ч;

$G_{\text{ВР4}}$  – потери водорода из-за его растворения в гидрогенизате, кг/ч.

Расход водорода на обеспечение целевых реакций гидроочистки определяем по формуле:

$$G_{\text{ВР1}} = (L_M + 2 \cdot L_C) \cdot 2 \quad (13)$$

$$G_{\text{ВР1}} = (0,3767 + 2 \cdot 58,8255) \cdot 2 = 236,06 \text{ кг/ч}$$

Расход водорода на отдув, принимаемый из расчета 0,030 % масс. на сырье [49], составляет:

$$G_{\text{ВР2}} = 241057,21 \cdot 0,0003 = 72,32 \text{ кг/ч}$$

Величину потерь водорода вследствие его утечек через неплотности рас-

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		42

считываем по формуле:

$$G_{\text{ВРЗ}} = \frac{K_{\text{ЦВСГ}} \cdot 0,01 \cdot M_{\text{ВР}}}{22,4 \cdot \rho_{\text{Б}}} \cdot 100 \quad (14)$$

где  $M_{\text{ВР}}$  – молекулярная масса водорода, г/моль.

$$G_{\text{ВРЗ}} = \frac{180 \cdot 0,01 \cdot 2}{22,4 \cdot 728} \cdot 100 = 0,02 \text{ кг/ч.}$$

Величину потерь водорода, обусловленных его растворением в гидрогенизате, принимаем из расчета 0,018 % масс. на исходное сырье [49], что составляет:

$$G_{\text{ВР4}} = 241057,21 \cdot 0,00018 = 43,39 \text{ кг/ч}$$

$$\Delta G_{\text{ВР}} = 236,06 + 72,32 + 0,02 + 43,39 = 351,79 \text{ кг/ч}$$

Расход водорода в составе ВСГ, сепарированного из гидрогенизата ( $G_{\text{ВР-1}}$ , кг/ч), рассчитываем по формуле:

$$G_{\text{ВР-1}} = G_{\text{ВР-0}} - \Delta G_{\text{ВР}} \quad (15)$$

$$G_{\text{ВР-1}} = 4974,64 - 351,79 = 4622,85 \text{ кг/ч}$$

На основании результатов приведенных выше расчетов может быть составлен материальный баланс реактора гидроочистки, представленный в форме таблицы 9.

Таблица 9 – Материальный баланс реактора гидроочистки установки десульфуризации

Приход			Расход		
Компонент	Расход компонента		Компонент	Расход компонента	
	кг/ч	процентов масс.		кг/ч	процентов масс.
Прямогонный бензин	241057,21	100,00	Гидрогенизат	237393,14	98,48
ВСГ	12133,28	5,03	Сероводород	2012,87	0,83
Водород в составе ВСГ	4974,64	2,06	Сухой газ	1893,72	0,78
			ВСГ	11781,49	4,89
			Водород в составе ВСГ	4622,85	1,92
			Потери	109,27	0,05
Итого	253190,49	105,03	Итого	253190,49	105,03

## Тепловой расчет реактора гидроочистки

Определение температуры газопаровой смеси гидрогенизата, покидающей реактор гидроочистки, производим, исходя из уравнения теплового баланса, имеющего вид выражения:

$$Q_C + Q_{\text{ВСГ}} + Q_S = \sum Q_{\text{П}} \quad (16)$$

где  $Q_C$  – тепло, вносимое в реактор потоком сырьевого бензина, кДж/ч;

$Q_{\text{ВСГ}}$  – тепло, вносимое в реактор потоком ВСГ, кДж/ч;

$Q_S$  – энергия, выделяющаяся в процессе гидрогенолиза сернистых соединений, кДж/ч;

$\sum Q_{\text{П}}$  – тепло, отводимое из реактора продуктовым потоком, кДж/ч.

Для дальнейших расчетов выражение (16) используем в форме тождества:

$$G_0 \cdot c_B \cdot T_0 + G_{\text{ВСГ}} \cdot c_{\text{ВСГ}} \cdot T_0 + Q_S = G_1 \cdot c_{\text{ср}} \cdot T_1 \quad (17)$$

где  $c_B$  – удельная теплоемкость сырьевого бензина, кДж/(кг·К);

$c_{\text{ВСГ}}$  – удельная теплоемкость ВСГ, вводимого в реактор, кДж/(кг·К);

$T_0$  – температура сырьевой смеси перед ее подачей в реактор, К;

$G_1$  – суммарный расход продуктового потока, кг/ч;

$c_{\text{ср}}$  – средняя удельная теплоемкость продуктового потока, кДж/(кг·К);

$T_1$  – температура продуктового потока, покидающего реактор, К.

Расчет величины  $Q_S$  производим по формуле:

$$Q_S = 62 \cdot (L_M \cdot q_M + L_C \cdot q_C) \quad (18)$$

где  $q_M$  – средняя теплота гидрогенолиза меркаптанов, кДж/кг.

$q_C$  – средняя теплота гидрогенолиза сульфидов, кДж/кг.

Учитывая условия процесса, на основании данных [49] принимаем величины  $q_M$  и  $q_C$  равными, соответственно, 2010 кДж/кг и 3430 кДж/кг.

$$Q_S = 62 \cdot (0,3767 \cdot 2010 + 58,8255 \cdot 3430) = 12556775,18 \text{ кДж/ч}$$

Величину удельной теплоемкости ВСГ рассчитываем по данным таблицы 8 в соответствии с правилом аддитивности по формуле:

$$c_{\text{ВСГ}} = \sum_{i=1}^n c_i \cdot \omega_i \quad (19)$$

										Лист
										44
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						



где  $T_{кр}$  – критическая температура сырья, К.

Величину  $T_{кр}$  рассчитываем по формуле:

$$T_{кр} = 273 + (1,05 \cdot t_k + 160) \quad (23)$$

где  $t_k$  – средняя температура кипения сырьевой фракции, °С.

$$T_{кр} = 273 + \left(1,05 \cdot \frac{35 + 180}{2} + 160\right) = 545,9 \text{ К}$$

$$T_{пр} = \frac{613,0}{545,9} = 1,123$$

Приведенное давление ( $P_{пр}$ ) определяем по формуле:

$$P_{пр} = \frac{P}{P_{кр}} \quad (22)$$

где  $P$  – давление в реакторе гидроочистки, МПа;

$P_{кр}$  – критическое давление сырья, МПа.

Величину  $P_{кр}$  рассчитываем по формуле:

$$P_{кр} = \frac{0,1 \cdot T_{кр} \cdot K}{M_B} \quad (23)$$

где  $M_B$  – средняя молекулярная масса сырьевого бензина, г/моль.

Величину  $M_B$  определяем по формуле:

$$M_B = 60 + 0,3 \cdot t_k + 0,001 \cdot t_k^2 \quad (24)$$

$$M_B = 60 + 0,3 \cdot \frac{35 + 180}{2} + 0,001 \cdot \left(\frac{35 + 180}{2}\right)^2 = 103,81 \text{ г/моль}$$

Величину коэффициента  $K$  рассчитываем по формуле:

$$K = \frac{1,216 \cdot \sqrt[3]{273 + t_k}}{\rho_{15}^{15}} \quad (25)$$

$$K = \frac{1,216 \cdot \sqrt[3]{273 + \frac{35 + 180}{2}}}{0,7324} = 12,03$$

$$P_{кр} = \frac{0,1 \cdot 545,9 \cdot 12,03}{103,81} = 6,33 \text{ МПа}$$

$$P_{пр} = \frac{3,20}{6,33} = 0,51$$

Величину поправки к значению энтальпии бензиновых паров ( $\Delta I$ , кДж/кг) определяем по формуле:

$$\Delta I = 4,4 \cdot \frac{P_{\text{пр}} \cdot T_{\text{кр}}}{T_{\text{пр}}^3 \cdot M_{\text{Б}}} \quad (26)$$

$$\Delta I = 4,4 \cdot \frac{0,51 \cdot 545,9}{1,123^3 \cdot 103,81} = 8,33 \text{ кДж/кг}$$

С учетом рассчитанной поправки  $\Delta I$  уточненное значение энтальпии бензиновых паров составляет:

$$I_{\text{Б}} = 1052,16 - 8,33 = 1043,83 \text{ кДж/кг}$$

Теплоемкость сырьевого бензина определяем по формуле:

$$c_{\text{Б}} = \frac{I_{\text{Б}}}{T_0} \quad (27)$$

Таким образом:

$$c_{\text{Б}} = \frac{1043,83}{613} = 1,703 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}$$

Величину  $c_{\text{ср}}$  определяем по формуле:

$$c_{\text{ср}} = \frac{c_{\text{Б}} + G_{\text{ВСГ}} \cdot c_{\text{ВСГ}}}{1 + G_{\text{ВСГ}}} \quad (28)$$

где  $G_{\text{ВСГ}}$  – расход реакционного ВСГ, в масс. дол. на сырье.

$$c_{\text{ср}} = \frac{1,703 + 0,0503 \cdot 7,890}{1 + 0,0503} = 1,999 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}$$

Для расчета температуры продуктового потока на выходе из реактора гидроочистки тождество (17) используем в виде:

$$T_1 = \frac{G_0 \cdot c_{\text{Б}} \cdot T_0 + G_{\text{ВСГ}} \cdot c_{\text{ВСГ}} \cdot T_0 + Q_S}{G_1 \cdot c_{\text{ср}}} \quad (29)$$

$$T_1 = \frac{241057,21 \cdot 1,703 \cdot 613 + 12133,28 \cdot 7,890 \cdot 613 + 12556775,18}{253081,22 \cdot 1,999} = 638,24 \text{ К}$$

### Расчет конструктивных размеров реактора гидроочистки

Рассчитываем объем катализатора в реакторе гидроочистки. Определение производим по формуле:

$$V_K = \frac{V_B}{u} \quad (30)$$

где  $V_B$  – объемный расход бензина при 20 °С, м<sup>3</sup>/ч;

$u$  – объемная скорость подачи жидкого сырья, ч<sup>-1</sup>.

Величину  $V_B$  определяем по формуле:

$$V_B = \frac{G_0}{\rho_B} \quad (31)$$

$$V_B = \frac{241057,21}{728} = 331,12 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$V_K = \frac{331,12}{6,5} = 50,94 \text{ м}^3$$

Определяем секундный объемный расход смеси бензиновых паров и ВСГ ( $V_{CM}$ , м<sup>3</sup>/с). Расчет производим по формуле:

$$V_{CM} = V_{БП} + V_{ВСГ}$$

где  $V_{БП}$  – объемный расход бензиновых паров на входе в реактор, м<sup>3</sup>/с;

$V_{ВСГ}$  – объемный расход ВСГ на входе в реактор, м<sup>3</sup>/с.

Величину  $V_{БП}$  определяем по формуле:

$$V_{БП} = \frac{G_0}{M_B} \cdot Z_B \cdot \frac{1}{3600} \cdot \frac{0,1}{P} \cdot \frac{T_{cp}}{273} \cdot 22,4 \quad (32)$$

где  $T_{cp}$  – средняя температура в реакторе гидроочистки, К;

$Z_B$  – коэффициент сжимаемости сырьевого бензина.

С учетом рассчитанных значений критических параметров сырьевого бензина принимаем величину  $Z_B$  равной 0,88.

$$V_{БП} = \frac{241057,21}{103,81} \cdot 0,88 \cdot \frac{1}{3600} \cdot \frac{0,1}{3,2} \cdot \frac{613,00 + 638,24}{273} \cdot 22,4 = 0,91 \text{ м}^3/\text{с}$$

Величину  $V_{ВСГ}$  определяем по формуле:

$$V_{БП} = \frac{G_0 \cdot K_{цвсг}}{\rho_B} \cdot Z_{ВСГ} \cdot \frac{1}{3600} \cdot \frac{0,1}{P} \cdot \frac{T_{cp}}{273} \quad (33)$$

где  $Z_{ВСГ}$  – коэффициент сжимаемости ВСГ.

Величину  $Z_{ВСГ}$  принимаем равной 1,00.

$$V_{\text{BCГ}} = \frac{241057,21 \cdot 180}{728} \cdot 1,00 \cdot \frac{1}{3600} \cdot \frac{0,1}{3,2} \cdot \frac{613,00 + 638,24}{2} = 1,19 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$V_{\text{CM}} = 0,91 + 1,19 = 2,10 \text{ м}^3/\text{с}$$

Определяем площадь сечения реактора ( $F$ ,  $\text{м}^2$ ), расчет ведем по формуле:

$$F = \frac{V_{\text{CM}}}{u} \quad (34)$$

где  $u$  – линейная скорость сырьевого потока,  $\text{м}/\text{с}$ .

$$F = \frac{2,10}{0,25} = 8,40 \text{ м}^2$$

Диаметр реактора ( $d$ ,  $\text{м}$ ) рассчитываем по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot F}{\pi}} \quad (35)$$

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 8,40}{3,14}} = 3,27 \text{ м}$$

На основании рассчитанных значений определяем высоту слоя катализатора ( $h_{\text{К}}$ ,  $\text{м}$ ), расчет ведем по формуле:

$$h_{\text{К}} = \frac{V_{\text{К}}}{F} \quad (36)$$

Таким образом:

$$h_{\text{К}} = \frac{50,94}{8,40} = 6,06 \text{ м}$$

Полагая, что высота слоя катализатора составляет  $2/3$  высоты цилиндрической части реактора ( $h_{\text{Ц}}$ ,  $\text{м}$ ), находим величину  $h_{\text{Ц}}$  в соответствии с формулой:

$$h_{\text{Ц}} = \frac{3 \cdot h_{\text{К}}}{2} \quad (37)$$

$$h_{\text{Ц}} = \frac{3 \cdot 6,06}{2} = 9,09 \text{ м}$$

Определяем общую высоту реактора ( $H$ ,  $\text{м}$ ), исходя из выражения:

$$H = h_{\text{Ц}} + 2 \cdot h_{\text{Д}} \quad (38)$$

где  $h_{\text{Д}}$  – значения высоты верхнего и нижнего днищ,  $\text{м}$ .

Принимаем величину  $h_d$  равной половине диаметра аппарата и рассчитываем значение  $H$  как:

$$H = h_{ц} + d \quad (39)$$

$$H = 9,09 + 3,27 = 12,36 \text{ м}$$

## 2.6 Оптимизация технологического режима установки десульфуризации

Учитывая специфику структурно-технологической организации установки десульфуризации, в частности, подтвержденные производственной практикой [34, 51] сравнительно низкие операционные расходы, связанные с функционированием блока окислительной демеркаптанизации, в рамках настоящей работы задача технологической оптимизации конкретизируется в контексте рационализации параметров эксплуатации гидрогенизационного блока, включающей:

- 1) оптимизацию технологического режима работы отпарной колонны;
- 2) обеспечение эффективной интеграции энергетических потоков блока.

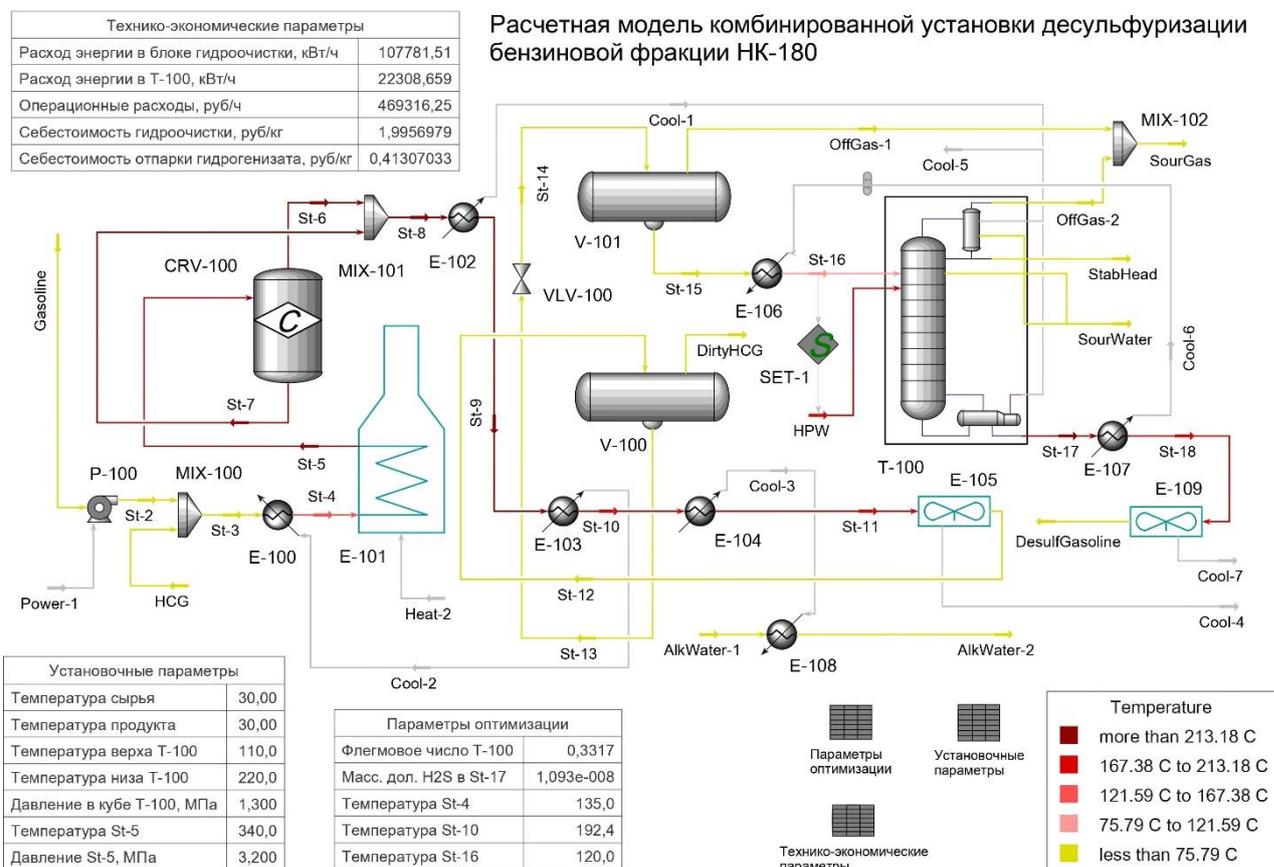
Для решения означенной задачи средствами специализированного программного обеспечения произведено технологическое моделирование блока гидроочистки, исследованы статические характеристики полученной математической модели, а также проведен анализ ее чувствительности с целью определения поисковых переменных и выбора критериев оптимальности.

При этом использован передовой отечественный подход [53], согласно которому исходная технологическая схема (рисунок 5) была приведена к расчетной форме, что позволило избежать сложных итерационных расчетов внутренних тепловых рециклов.

Вид составленной модели, характеризующий ее расчетную схему, показан на рисунке 6.

Моделирование блока произведено на основании производственных данных действующих установок гидроочистки, использованных в качестве установочных параметров для последующей оптимизации модели, описываемых материалами таблицы 11. Задача оптимизации технологического режима ориентиро-

вана на сокращение операционных расходов за счет обеспечения рационального энергопотребления отпарной колонны и теплообменного оборудования блока гидроочистки.



Mon Apr 21 19:31:58 2025

Case: оптимизированный блок го.hsc

Блок-схема: Case (Main)

**Рисунок 6 – Технологическая модель блока гидроочистки установки десульфуризации**

**Таблица 11 – Установочные параметры блока гидроочистки**

Параметр	Значение параметра
1	2
Температура потока реакционной смеси 8 (St-7) на входе в реактор P-1 (CRV-100), °C	340
Давление потока реакционной смеси 8 (St-7) на входе в реактор P-1 (CRV-100), МПа	3,2
Температура сырьевого потока 8 (Gasoline), °C	30
Температура продуктового потока 13 (DesulfGasoline), °C	30
Число тарелок в отпарной колонне KC-1 (T-100)	12
Флегмовое число отпарной колонны KC-1 (T-100)	0,8
Расход водяного пара в куб отпарной колонны KC-1 (T-100), процентов масс. на расход питания	0,1
Температура низа отпарной колонны KC-1 (T-100), °C	220

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата
------	------	---------	---------	------

ВКР.371414.180301.ПЗ

Лист

51



граммными инструментами, составляет 0,3317.

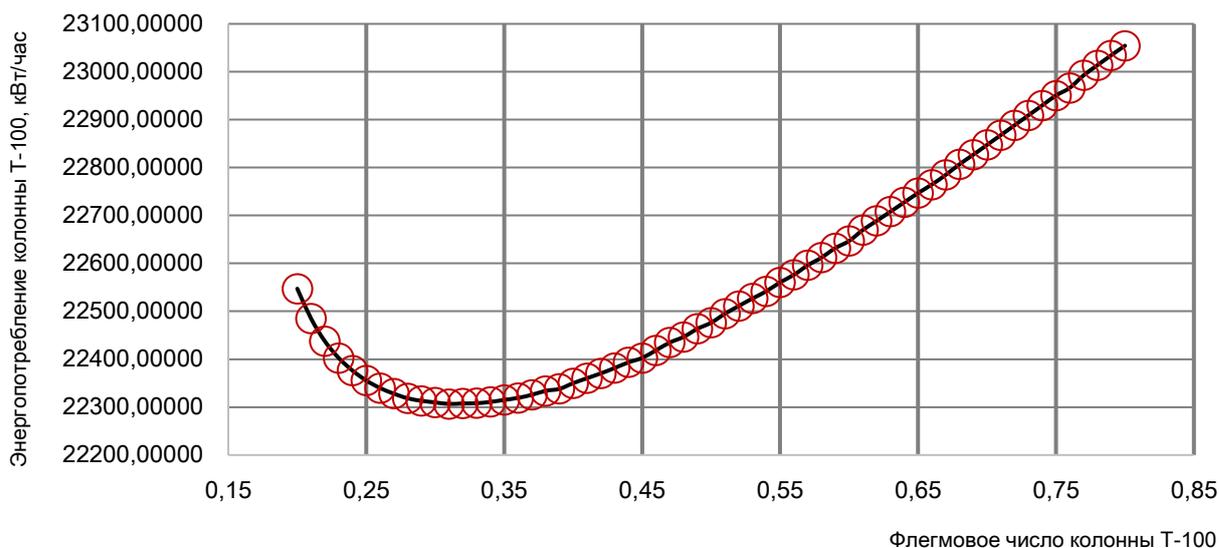


Рисунок 7 – Зависимость энергопотребления отпарной колонны от величины флегмового числа

Оптимизация теплового режима работы блока гидроочистки произведена с учетом проектных характеристик отпарной колонны и структурных особенностей архитектуры рекуперативной схемы теплообмена расчетной модели установки. Характер возможного регулирования температурных показателей объектов расчетной схемы (рисунок 6) описывается данными таблицы 13.

Таблица 13 – Возможности регулирования температурных характеристик объектов расчетной схемы

Объект расчетной схемы	Операционная специфика температурных параметров
Поток St-3	Определены проектными характеристиками установки
Поток St-4	Зависят от схемы теплообмена в блоке гидроочистки
Поток St-5	Определены проектными характеристиками установки
Поток St-8	Определены проектными характеристиками установки
Поток St-9	Определены проектными характеристиками колонны Т-100
Поток St-10	Зависят от схемы теплообмена в блоке гидроочистки
Поток St-11	Зависят от схемы теплообмена в блоке гидроочистки
Поток St-12	Определены проектными характеристиками блока гидроочистки
Поток St-15	Определены проектными характеристиками блока гидроочистки
Поток St-16	Определены проектными характеристиками колонны Т-100
Поток St-17	Определены проектными характеристиками колонны Т-100
Поток St-18	Зависят от схемы теплообмена в блоке гидроочистки
Поток DesulfGasoline	Определены проектными характеристиками установки
Поток AlkWater-1	Определены проектными характеристиками установки
Поток AlkWater-2	Определены проектными характеристиками установки

На основании данных таблицы 13 для объектов, способных к операционному изменению (потоки St-4, St-10, St-11, St-18), была сформирована матрица их взаимного влияния, приведенная в форме таблицы 14.

Таблица 14 – Матрица взаимного влияния объектов расчетной схемы

Поток	St-4	St-10	St-11	St-18
St-4	0*	1**	0	0
St-10	1	0	1	0
St-11	0	0	0	0
St-18	0	0	0	0

\*Прямое влияние отсутствует  
 \*\*Прямое влияние имеет место

С учетом данных таблицы 14 единственными потенциальными объектами оптимизации могут служить температурные характеристики потоков St-4 и St-10. В рамках настоящей работы исследована зависимость величины суммарного энергопотребления блока от температуры потока St-4 в диапазоне ее значений от 32 °С до 135 °С, определенном объективными термодинамическими ограничениями, связанными с характеристиками потока St-10. Результаты анализа приведены на рисунке 8. Зависимость, показанная на рисунке 8, носит выраженный линейный характер. Своих минимальных значений целевая функция достигает при значениях поисковой переменной, соответствующих верхней границе исследуемого диапазона. Таким образом, оптимальным является поддержание температуры потока St-4, равной 135 °С.

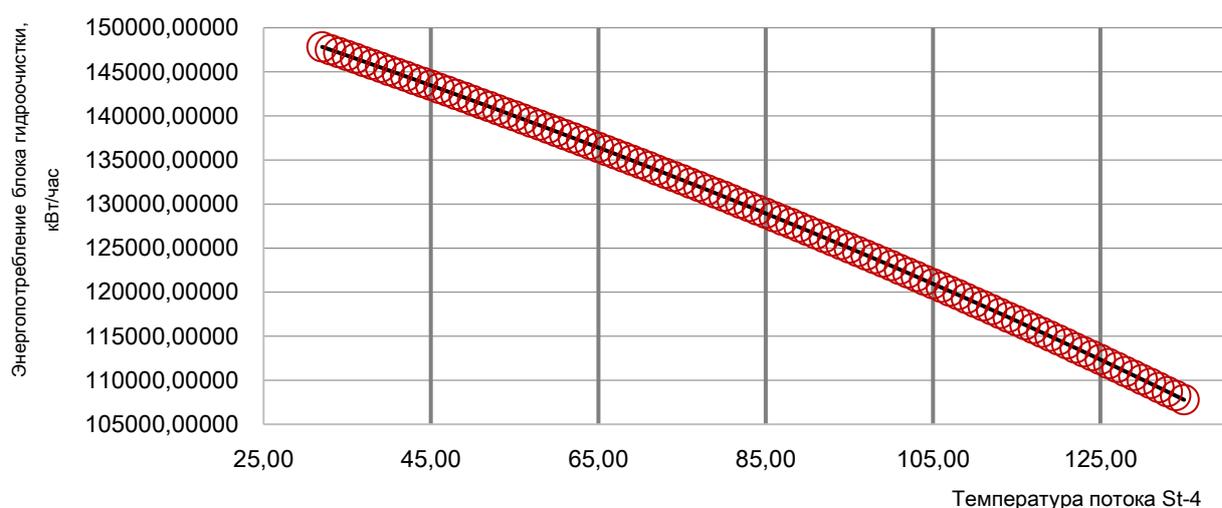


Рисунок 8 – Зависимость энергопотребления блока гидроочистки от температуры потока St-4

Количественная оценка технико-экономических эффектов предложенных оптимизационных решений приведена в таблице 12.

## 2.7 Обоснование технологического решения

Технологическая эффективность концепции описанной ранее комбинированной установки десульфуризации может быть обоснована в контексте содержания следующих практико-ориентированных тезисов.

1. Сочетание в пределах одной установки технологий окислительной демеркаптанализации и каталитической гидрогенизации позволит существенно увеличить межрегенерационный период пробега блока гидроочистки за счет снижения интенсивности коксообразования, обусловленного последствиями термического разложения тиолов с последующей полимеризацией продуктов их деструкции на катализаторах гидроочистки. Данный подход привлекателен также с точки зрения снижения коррозионной агрессивности десульфуризируемого бензина вследствие удаления тиолов, вызывающих интенсивную деградацию технологического оборудования в зонах нагрева вследствие низкого порога их термостабильности. Справедливость приводимых утверждений подтверждается рядом актуальных отечественных исследований, в частности [55], авторами которого делается обоснованный вывод о целесообразности предварительной демеркаптанализации высокомеркаптанистого сырья установок гидроочистки.

2. Организация блока демеркаптанализации по схеме с предварительной экстракцией легких тиолов и последующей окислительной регенерацией меркаптидсодержащего щелочного раствора в условиях гетерогенного катализа позволит предотвратить загрязнение сырья дисульфидами, а также исключить стадию предварительного защелачивания обессериваемого бензина. По сравнению с гомогенно-каталитическим вариантом демеркаптанализации данный подход более экологичен и технологически безопасен, характеризуется меньшими капитальными и операционными затратами, а также большей степенью извлечения меркаптановой серы.

3. Высокие требования к качеству сырья каталитического риформинга

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		55

предопределяют необходимость его подготовки с использованием технологии гидроочистки, однако, изначально низкое содержание в нем сернистых соединений, обеспечиваемое применением сравнительно малозатратных методов демеркаптанизации, сводит к минимуму операционные расходы, связанные с реализацией гидрогенизационной десульфуризации.

Для оценки экономической состоятельности предлагаемого решения был произведен анализ ключевых финансовых показателей проекта комбинированной установки десульфуризации. Исходные данные, сформированные на основе оценки стоимости типовых единиц технологического оборудования, стоимости строительно-монтажных работ, а также среднего размера приведенных затрат, связанных с эксплуатацией входящих в состав установки технологических блоков, приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Первичные финансовые показатели проекта установки десульфуризации

Показатель	Значение показателя
Размер капитальных вложений в проект, тыс. руб	738542,74
Операционная себестоимость продукции, тыс. руб/кв	346609,98
Стоимость товарной продукции, тыс. руб/кв	388989,09
Размер валовой прибыли, тыс. руб/кв	42379,11
Размер чистой прибыли, тыс. руб/кв	34962,77
Норма дисконта (E), в процентах	5,00
Расчетный срок экономического планирования, лет	5,00

Для дальнейших расчетов на основании данных таблицы 15 средствами программного обеспечения MS Excel-2019 сформирована сводная матрица динамики финансовых потоков, представленная в форме таблицы 16.

Таблица 16 – Матрица динамики финансовых потоков проекта установки десульфуризации

Номер отчетного периода (квартала)	Сальдо суммарного потока, тыс. руб	Сальдо накопленного потока, тыс. руб	Коэффициент дисконтирования	Дисконтированное сальдо суммарного потока, тыс. руб.	Дисконтированное сальдо накопленного потока, тыс. руб.
1	2	3	4	5	6
0	- 738542,74	-738542,74	1,0000	-738542,74	-738542,74
1	42379,11	-696163,63	0,9879	41815,05	-696677,41
2	42379,11	-653784,52	0,9759	41258,50	-655319,63





### 3 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА

С учетом характера реализуемых физических и химических процессов, разработанная установка комбинированной десульфуризации в соответствии с положениями Национального стандарта РФ ГОСТ Р 14.03-2005 «Экологический менеджмент. Воздействующие факторы. Классификация» относится к пожаро-взрывоопасным и химически опасным объектам [56]. Эксплуатация установки сопряжена с тепловым, электромагнитным, виброакустическим и химическим воздействием на окружающую среду, а также возможностью возникновения чрезвычайных ситуаций, связанных с работой ее отдельных узлов в условиях повышенной температуры и давления, перемещением горючих и легко воспламеняющихся технологических сред, химически агрессивных и токсичных веществ. Содержание основных опасных и вредных производственных факторов, формируемых работой установки, детализировано материалами таблицы 17.

Таблица 17 – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с эксплуатацией установки комплексной десульфуризации

Объекты технико-аппаратурного обеспечения	Характеристика фактора	
	Наименование фактора	Групповая принадлежность фактора
1	2	3
Подготовка технологических потоков		
Теплообменное оборудование	повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов	физический фактор
	повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	физический фактор
	повышенное или пониженное барометрическое давление в рабочей зоне и его резкое изменение	физический фактор
	повышенная или пониженная влажность воздуха	физический фактор
	повышенный уровень инфракрасной радиации	физический фактор
	токсические факторы	химический фактор
	раздражающие факторы	химический фактор
Нагнетательное оборудование	движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	физический фактор
	повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;	физический фактор
	повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов	физический фактор
	повышенный уровень шума на рабочем месте	физический фактор

ВКР.371414.180301.ПЗ

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб		Торопчин В. А.			Разработка технологии переработки высокосернистых нефтей	Литера	Лист	Листов
Пров		Лескова С. А.				У	59	75
Н. Контр.		Родина Т. А.			АмГУ, ИКуИН, гр. 1107-об			
Утв		Гужель Ю. А.						

1	2	3
Нагнетательное оборудование	повышенный уровень вибрации	физический фактор
	повышенная или пониженная подвижность воздуха	физический фактор
	повышенный уровень статического электричества	физический фактор
	повышенное или пониженное барометрическое давление в рабочей зоне и его резкое изменение	физический фактор
	токсические факторы	химический фактор
	раздражающие факторы	химический фактор
Конверсия сырьевых потоков		
Реакторное (регенераторное) оборудование	повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов	физический фактор
	повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	физический фактор
	повышенный уровень вибрации	физический фактор
	расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)	физический фактор
	токсические факторы	химический фактор
	раздражающие факторы	химический фактор
Разделение продуктовых потоков		
Сепарационное (массообменное ректификационное) оборудование	повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	физический фактор
	повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов	физический фактор
	повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	физический фактор
	повышенный уровень вибрации	физический фактор
	повышенное или пониженное барометрическое давление в рабочей зоне и его резкое изменение	физический фактор
	повышенная или пониженная подвижность воздуха	физический фактор
	повышенный уровень статического электричества	физический фактор
	расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)	физический фактор
	токсические факторы	химический фактор
	раздражающие факторы	химический фактор

Источники основных экологических рисков при этом включают:

- утечки компонентов технологических сред через неплотности оборудования, трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры;
- неконтролируемые выбросы газовых, разливы жидких технологических сред вследствие нарушения целостности и разгерметизации технологических систем;
- воспламенение легких углеводородных фракций;
- выбросы отходящих газов окислительной регенерации блока демеркаптаннизации;
- загрязнение технологических и дренажных вод ионами тяжелых металлов;
- сбросы шлама очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов.

В силу своего непрерывного характера наиболее выраженным является воздействие на окружающую среду отходящих газов блока окислительной демеркаптанализации. Основную опасность при этом представляют присутствующие в их составе легкие продукты глубокого окисления меркаптид-анионов, в частности, двуокись серы, однако, помимо них, в газовых выбросах также могут присутствовать увлеченные газовым потоком сераорганические компоненты – легкие меркаптаны, алкилсульфиды и др. Обобщенная экологическая характеристика отмеченных выше соединений, сформированная на основании норм СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» приведена в таблице 18 [57].

Таблица 18 – Экологическая характеристика основных загрязняющих веществ блока окислительной демеркаптанализации

Вещество	Предельно допустимая концентрация*, мг/м <sup>3</sup>	Характер биологического действия	Класс опасности
Двуокись серы	0,50000	рефлекторно-резорбтивное действие	3
Метантиол	0,00600	рефлекторное действие	4
Этантиол	0,00005	рефлекторное действие	3
Диметилсульфид	0,08000	рефлекторное действие	4
Сероуглерод	0,03000	рефлекторно-резорбтивное действие	2
*Концентрация, предотвращающая раздражающее действие, рефлекторные реакции, запахи при воздействии до 20 – 30 минут – максимальная разовая			

### 3.1 Организация системы утилизации отходящих газов

Решение проблемы эффективной утилизации отходящих газов блока демеркаптанализации, характеризуемой минимально возможными рисками для окружающей среды, предполагает реализацию специальных технико-аппаратурных и технологических решений. В качестве оптимального варианта может рассматриваться организация системы одноступенчатой адсорбционной очистки, включающей два попеременно работающих сорбционных фильтра, снабженных необходимым набором вспомогательного теплообменного, сепарационного и нагнетательного оборудования.

Использование данного метода очистки целесообразно ввиду ряда существенных ему абсолютных преимуществ, включающих:



Содержание технологического решения может быть детализировано принципиальной технологической схемой предлагаемой системы санитарной очистки, приведенной на рисунке 9.

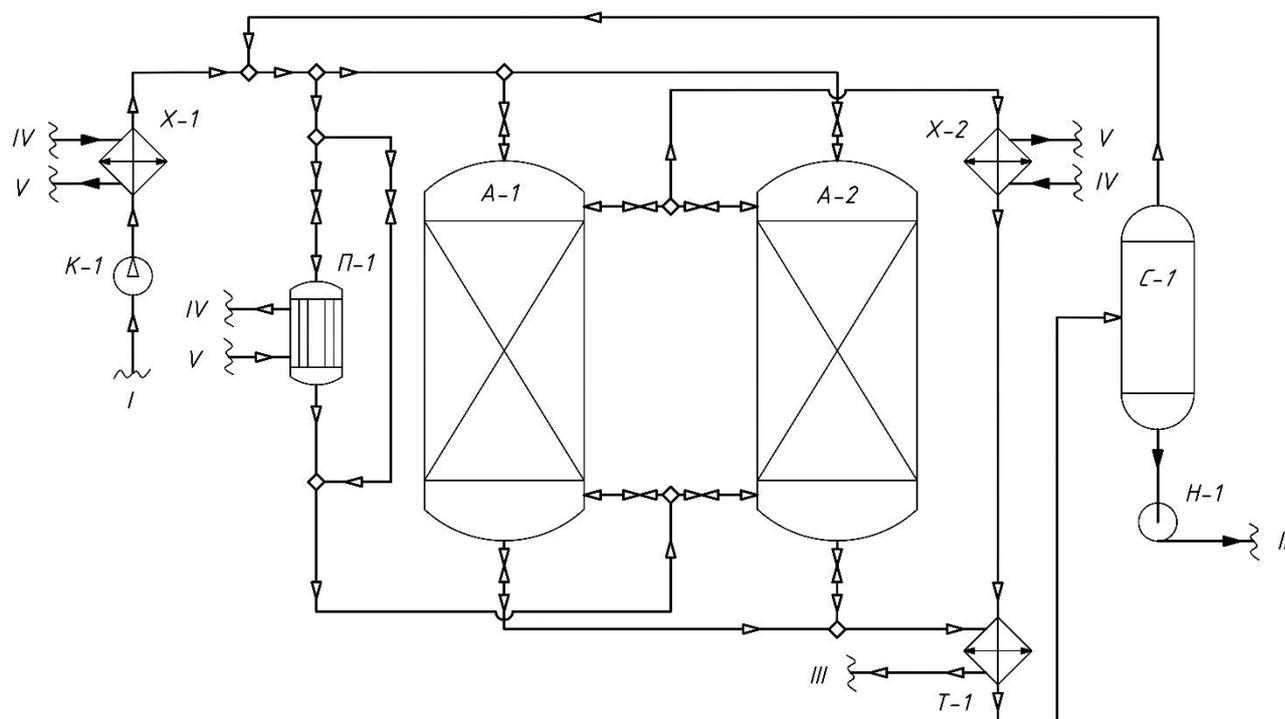


Рисунок 9 – Технологическая схема системы санитарной очистки отходящих газов блока окислительной демеркаптанизации

Оборудование: А-1/2 – адсорбер; К-1 – компрессор; П-1 – подогреватель; Т-1 – теплообменник; Н-1 – насос; С-1 – сепаратор; Х-1/2 – холодильник. Поток: I – отходящие газы окисления; II – конденсат; III – очищенный газ; IV – холодный теплоноситель; V – горячий теплоноситель

В соответствии с данными рисунка 9 отходящий газ окисления подается в систему очистки и сжимается компрессором К-1 до давления 0,9-1,2 МПа. В результате компримирования температура газа повышается, и избыточное тепло отводится в водяном холодильнике Х-1. Сжатый и охлажденный до температуры 20-30 °С газ смешивается с возвратным потоком отсепарированного газа регенерации, после чего подается в верхнюю часть адсорбера, находящегося на стадии адсорбции. Газовый поток проходит адсорбер сверху вниз, очищенный выводится из нижней части аппарата, после чего используется в качестве хладагента,

охлаждая в теплообменнике Т-1 горячий газ регенерации, и отводится с установки. Регенерация адсорбента проводится при температуре 150-175 °С. Поток десорбирующего газа нагревается в трубчатом подогревателе П-1 горячими дымовыми газами до температуры 175 °С, после чего подается в нижнюю часть адсорбера, находящегося на стадии десорбции. Проходя аппарат снизу вверх, нагретый газ насыщается сернистыми соединениями и парами влаги, покидает аппарат с температурой 150 °С, последовательно охлаждается в холодильнике Х-2 и теплообменнике Т-1 до 20 °С, после чего подается в сепаратор С-1. Образующиеся при охлаждении газа частицы капельной жидкости отделяются в сепараторе, после чего полученный конденсат с помощью насоса Н-1 отводится с установки. Отделенный в сепараторе С-1 газ возвращается и смешивается с основным потоком очищаемого газа. Нагрев адсорбента обеспечивается исходным газом, подаваемым из трубчатого подогревателя, а его охлаждение производится холодным газом, минуя трубчатый подогреватель по обводной линии трубопровода.

Суммарная продолжительность процессов нагрева адсорбента и десорбции поглощенной влаги составляет 75 % от продолжительности стадии адсорбции. Синхронизация работы адсорберов обеспечивается автоматизированной системой управления установки путем переключения соответствующих режимов работы адсорберов элементов запорной арматуры.

Эффективная организация предлагаемой очистной системы также предполагает реализацию ряда вспомогательных технологических решений, направленных на сокращение степени негативного антропогенного воздействия и включающих:

- установку запорных и отсекающих устройств, позволяющих предотвратить неконтролируемые выбросы в окружающую среду в случае аварийной разгерметизации технологических систем;
- установку сепарирующих устройств на всасывающих линиях нагнетательного оборудования;

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		64

- использование коалесцирующих фильтров на линиях сброса газов в случае присутствия жидкостей в соответствующих газовых потоках;

- применение нагнетательных устройств с двойными торцевыми уплотнениями.

### **3.2 Меры пожарной безопасности для установки десульфуризации**

Задача обеспечения безопасной эксплуатации установки десульфуризации в контексте устранения факторов техносферного риска, связанных с ее пожаро- и взрывоопасностью, на основании содержания Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности химически опасных производственных объектов» [59], а также «Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» [60], установленных приказами Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 500 от 07.12.2020 и № 533 от 15.12.2020, соответственно, может быть решена исполнением ряда специальных мер, включающих:

- устройство автоматизированных систем непрерывного контроля загазованности рабочих зон и герметичности торцевых уплотнений объектов нагнетательного оборудования, фланцевых соединений, а также запорно-регулирующей арматуры обвязочных трубопроводных систем технологических блоков, обеспечивающих передачу и обработку легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, а также углеводородных газов;

- обеспечение избыточного давления на всасывающих линиях компрессорного оборудования, установку контрольно-измерительных датчиков, определяющих содержание кислорода в горючих газах и их смесях в противном случае;

- оснащение насосов, используемых для перекачивания легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, системами блокировки, останавливающими их работу в отсутствие нагнетаемых технологических потоков или при отклонении их расходных характеристик от предельно допустимого уровня;

- обеспечение нагнетательных систем средствами предупредительной сигнализации, срабатывающими в случае достижения опасного уровня параметров

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		65

в приемных и расходных емкостях;

- оснащение объектов емкостной аппаратуры, в первую очередь предназначенных для проведения процессов разделения токсичных, горючих и негорючих жидких потоков, закрытыми дренажными системами, исключающими возможность выброса в окружающую среду соответствующих паров;

- оборудование подводящих к технологическим смесителям коммуникаций обратными клапанами или иными устройствами, исключающими возможность поступления обратным ходом горючих сред, а также их смесей;

- оснащение отпарной колонны десульфуризированного гидрогенизата специальными средствами контроля и автоматического регулирования уровня и температуры жидкой среды в ее кубовой части, а также температуры потоков питания и флегмы;

- обеспечение нагревательной трубчатой печи комбинированными блочными горелками с запальными устройствами, предусматривающими непрерывное горение форсунок в автоматическом режиме, индивидуальной системой топливоснабжения, а также, в дополнение к общему отсекающему устройству, предохранительными запорными клапанами на линиях подачи газообразного топлива, срабатывающими при падении давления газа ниже допустимого или при остановке печи в аварийном режиме;

- оснащение стравливающих и дыхательных линий аппаратов и резервуаров, содержащих легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, в частности, сепарационного оборудования, а также отводящих трубопроводов реактора гидрогенизационной сероочистки огнепреградителями, предотвращающими неконтролируемое распространение пламени;

- обеспечение предварительной фильтрации и нагрева жидких энергоносителей, подаваемых в топливные линии нагревательной печи;

- снабжение сепарирующих устройств системами регулирования и контроля в них уровня жидких сред, а также специальными средствами автоматического прекращения подачи технологических потоков в случае его превышения.

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		66

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе исполнения настоящей работы произведено системное изучение возможностей промышленной физико-химической переработки высокосернистых нефтей. Рассмотрены и систематизированы основные подходы, практикуемые в контексте организации профильных производств, использующих данный вид минерального сырья, в частности, актуализирована роль каталитических окислительных и гидрогенизационных методов десульфуризации. В рамках практико-ориентированной части рассмотрены на теоретическом уровне аспекты конкретизированы в контексте решения актуальных организационно-технологических задач современных нефтеперерабатывающих производств. Сформирована перспективная поточная схема, позволяющая рационализировать использование ресурсов высокосернистых нефтей. Применительно к разработанной схеме предложена оригинальная технология окислительно-гидрогенизационного обессеривания, конкретизированная в контексте комбинированной установки десульфуризации сырьевой бензиновой фракции процесса каталитического риформинга. На основе проектных характеристик действующих типовых технологических блоков произведен расчет реактора гидроочистки установки десульфуризации, с использованием средств специализированного программного обеспечения выполнены математическое моделирование и оптимизация технологического режима работы гидрогенизационного блока, предлагаемому проекту дано комплексное технико-экономическое обоснование. Отдельно проведена оценка экологических и производственных рисков, связанных с функционированием установки. Таким образом, в полном объеме было обеспечено достижение целей и выполнение основных задач, поставленных при написании настоящей бакалаврской работы.

						<b>ВКР.371414.180301.ПЗ</b>				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Разработка технологии переработки высокосернистых нефтей					
<i>Разраб</i>	<i>Торопчин В. А.</i>							<i>Литера</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров</i>	<i>Лескова С. А.</i>							У	67	75
<i>Н. Контр.</i>	<i>Родина Т. А.</i>							АмГУ, ИКуИН, гр. 1107-об		
<i>Утв</i>	<i>Гужель Ю. А.</i>									

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Об утверждении перечня основных видов стратегического минерального сырья [Электронный ресурс]: Распоряжение Правительства РФ от 30.08.2022 г. № 2473-р. – Режим доступа : <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405118925/>. – 12.05.2025.

2 Об утверждении стратегии развития минерально-сырьевой базы РФ до 2050 г. [Электронный ресурс]: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 11.07.2024 г. № 1838-р – Режим доступа : <https://base.garant.ru/409441699/>. – 12.05.2025.

3 О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2022 году [Электронный ресурс]: Государственный доклад Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации Федерального агентство по недропользованию / под ред. Д. Д. Тетенькина, Е. И. Петрова. – М., 2023. – Режим доступа : [https://www.mnr.gov.ru/docs/gosuda\\_rstvennye\\_doklady/](https://www.mnr.gov.ru/docs/gosuda_rstvennye_doklady/). – 12.05.2025.

4 Сердюкова, И. И. Экспорт российской нефти: состояние, сложности перспективы / И. И. Сердюкова, Г. Л. Харитонов, Т. В. Черникова // Экономика и бизнес: теория и практика. – 2022. – № 9. – С. 188-191.

5 Российский статистический ежегодник. 2024 [Электронный ресурс]: Статистический сборник / Росстат. – М., 2024 – 630 с.

6. Российский статистический ежегодник. 2020 [Электронный ресурс]: Статистический сборник / Росстат. – М., 2020 – 700 с.

7 Российский статистический ежегодник. 2016 [Электронный ресурс]: Статистический сборник / Росстат. – М., 2016 – 698 с.

8 Российский статистический ежегодник. 2013 [Электронный ресурс]:

						<b>ВКР.371414.180301.ПЗ</b>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Разработка технологии переработки высокосернистых нефтей</i>			<i>Литера</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Разраб</i>		<i>Торопчин В. А.</i>						У	68	75	
<i>Пров</i>		<i>Лескова С. А.</i>						<i>АмГУ, ИКуИН, гр. 1107-об</i>			
<i>Н. Контр.</i>		<i>Родина Т. А.</i>									
<i>Утв</i>		<i>Гужель Ю. А.</i>									

Статистический сборник / Росстат. – М., 2013 – 695 с.

9 ГОСТ Р 51858-2020. Нефть. Общие технические условия. – Взамен ГОСТ Р 51858-2002 ; введ. 2021-07-01. – Москва : Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации ; М. : Стандартинформ, 2020. – 10 с.

10 Яценко, И. Г. Физико-химические свойства сернистых нефтей мира / И. Г. Яценко // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 203-209.

11 Креймер, М. Л. Исследования и реконструкции по атмосферной и вакуумной перегонке арланской нефти / М. Л. Креймер, А. В. Берг, Л. Б. Худайдатова, Р. Н. Илембитова // Проблемы переработки высокосернистых нефтей: Материалы Первой отраслевой конференции по переработке высокосернистых нефтей, 10-12 февраля 1965 г., Уфа. – 1966. – С. 87-101.

12 Соркин, Я. Г. Особенности переработки сернистых нефтей и охраны окружающей среды: моногр. / Я. Г. Соркин. – М. : Химия, 1975. – 296 с.

13 Багиров, И. Т. Современные установки первичной переработки нефти: моногр. / И. Т. Багиров. – М. : Химия, 1974. – 240 с.

14 Мазгаров, А. М. Сернистые соединения углеводородного сырья / А. М. Мазгаров, О. М. Корнетова. – Казань : Издательство Казанского университета, 2015. – 36 с.

15 Капустин, В. М. Справочник нефтепереработчика / В. М. Капустин, М. Г. Рудин, С. Г. Кукес. – М. : Химия, 2018. – 416 с.

16 Переработка нефти [Электронный ресурс]: Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС НДТ 30-2021. – М., 2023. – Режим доступа : <https://base.garant.ru/403263382/>. – 12.08.2024.

17 Гайле, А. А. Альтернативные негидрогенизационные методы повышения качества дизельного топлива: моногр. / А. А. Гайле. – СПб. : Изд-во СПбГТИ (ТУ), 2009. – 112 с.

18 Пат. 2187536 Российская Федерация, МПК С10G 47/02. Способ переработки высоковязкой высокосернистой нефти / Г. Г. Гарифзянова, Г. Г. Гарифзянов, А. М. Тухватуллин, М. Р. Яруллин ; заявитель ООО Фирма «Плазмохим». –

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		69



Способ адсорбционной десульфуризации нефти и нефтепродуктов: бензина, дизельного топлива с использованием композиционного адсорбента на основе минералов природного происхождения / А. И. Леонтьева, К. В. Брянкин, Н. Н. Балобаева, Е. Х. М. Алаамери ; заявитель Федеральное государственное бюджетное учреждение высшего образования «Тамбовский государственный технический университет». – № 2020124616 : заявл. 24.07.2020 : опубл. 16.02.2021.

27 Пат. 2482162 Российская Федерация, МПК C10G 25/00, C10G 25/05, B01J 20/02. Способ глубокой окислительно-адсорбционной десульфуризации жидких углеводородных топлив и сорбенты для его осуществления / Н. В. Стерхов, О. К. Красильникова, Н. В. Серебрякова, В. Райджендер, С. Субхас ; заявитель Учреждение Российской академии наук «Институт физической химии и электрохимии им. А. Н. Фрумкина». – № 2012103344/04 : заявл. 01.02.2012 : опубл. 20.05.2013.

29 Акопян, А. В. Окислительное обессеривание углеводородного сырья (обзор) / А. В. Акопян, Р. А. Федоров, Б. В. Андреев [и др.] // Журнал прикладной химии. – 2018. – Т. 91, № 4. – С. 457-471.

30 Пат. 2786974 Российская Федерация, МПК C10G 32/00, C10G 27/14. Способ предварительной обработки нефтепродукта в озонозвоздушной смеси для снижения содержания серы / Д. А. Бебко, Д. А. Нормов, Т. А. Щербатова, И. В. Щербатов ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Майкопский государственный технологический университет». – № 2022111658 : заявл. 27.04.2022 : опубл. 26.12.2022.

31 Пат. 2235112 Российская Федерация, МПК C10G 27/10, C10G 27/12, C10G 29/24. Способ обессеривания светлых нефтяных дистиллятов / А. М. Мазгаров, А. Ф. Вильданов, А. Ю. Копылов, И. Р. Аслямов ; заявитель Государственное унитарное предприятие Всероссийский научно-исследовательский институт углеводородного сырья. – № 2002131649/04 : заявл. 25.11.2002 : опубл. 27.08.2004.

32 Пат. 2087520 Российская Федерация, МПК C10G 17/02, C10G 29/20,

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		71



<https://vniius.ru/usta-novka-seroochistki-gaza/>. – 10.05.2025.

41 Ахмадуллина, А. Г. Современные технологии демеркаптанализации сжиженных газов, керосина и обезвреживания сернисто-щелочных стоков / А. Г. Ахмадуллина, Р. М. Ахмадуллин, Г. Г. Васильев, С. А. Усов // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 3(49). – С. 77-80.

42 Процессы ДМС для очистки нефтей и газоконденсатов от сероводорода и меркаптанов [Электронный ресурс] // АО «ВНИУС» : офиц. сайт. – Режим доступа : <https://vniius.ru/technologies/petroleum-refining-and-gas-condensate/>. – 11.05.2025.

43 Процесс гидроочистки и катализаторы [Электронный ресурс] // ООО «НПФ «ОЛКАТ» : офиц. сайт. – Режим доступа : [http://www.olkat.ru/process\\_gidroochistki\\_i\\_katalizatori](http://www.olkat.ru/process_gidroochistki_i_katalizatori) – 12.05.2025.

44 Петров, В. В. Гидроочистка прямогонных дизельных топлив на шариковых алюмоникельмолибденовых катализаторах / В. В. Петров, А. В. Моисеев, Е. С. Бурдакова, Б. В. Красий // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2013. – № 2. – С. 16-19.

45 Пат. 2750319 Российская Федерация, МПК В01Д 3/14, С10G 45/00, С10G 49/00. Установка и объединенный способ гидроочистки и гидроконверсии с общим фракционированием / Н. Пюпа, О. Ляженесс, Ж. Боннардо, К. Пурселли, Б. Депре ; заявитель Аксенс. – № 2017144525 : заявл. 19.12.2017 : опубл. 25.06.2021.

46 Ахметов, С. А. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа : учеб. пособие / С. А. Ахметов [и др.]. – СПб. : Недра, 2006. – 868 с.

47 Кемалов, А. Ф. Теоретические и прикладные основы разработки поточной схемы и расчет товарного баланса нефтеперерабатывающего завода: учебное пособие / А. Ф. Кемалов, Р. А. Кемалов, Т. Ф. Ганиева. – Казань: Изд-во Казан. гос. технолог. ун-та, 2010. – 137 с.

48 Нефти и газовые конденсаты России: Справочник. – Т. 1. Нефти Евро-

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		73

пейской части и газовые конденсаты России / под ред. К. А. Демиденко. – М. : ООО «ТУМА ГРУПП». Техника, 2000. – 192 с.

49 Солодова, Н. Л. Гидроочистка топлив: учеб. пособие / Н. Л. Солодова, Н. А. Терентьева. – Казань : Изд-во Казан. гос. технол. ун-та, 2008. – 63 с.

50 О техническом регламенте Евразийского экономического союза «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию» [Электронный ресурс]: Решение Совета Евразийской экономической комиссии от 20.12.2017 № 89. – Режим доступа : <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71744436/>. – 18.05.2025.

51 Процесс ДМД-3 [Электронный ресурс] // АО «ВНИУС» : офиц. сайт. – Режим доступа : <https://vniius.ru/technologies/protsess-dmd-3/>. – 15.05.2025

52 DEMERUS NARHTHA: очистка бензина [Электронный ресурс] НТЦ Ahmadullins : офиц. сайт. – Режим доступа : <https://old.ahmadullins.com/tech/demerus/ochistka-benzina.> – 15.05.2025.

53 Зиятдинов, Н. Н. Оптимизация режима работы блока ректификации установки гидроочистки тяжелого газойля коксования в среде моделирующей программы HYSYS / Н. Н. Зиятдинов, А. А. Караванов, Р. С. Леонтьева, А. В. Мингалиева // Вестник Технологического университета. – 2016. – Т. 19, № 22. – С. 112-115.

54 «Оренбургэнерго» [Электронный ресурс] // ПАО «Россети Волга» : офиц. сайт. – Режим доступа : <https://www.rossetivolga.ru/ru/klientam/tarifi/tarifina20123456/individual/orenburgen/>. – 20.05.2025.

55 Ахмадуллина, А. Г. Сероочистка нефтепродуктов и обезвреживание стоков на полимерном катализаторе КСМ / А. Г. Ахмадуллина, Р. М. Ахмадуллин, С. И. Агаджанян, А. Р. Зарипова // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2012. – № 6. – С. 10-16.

56 ГОСТ Р 14.03-2005. Экологический менеджмент. Воздействующие факторы. Классификация. – Введен впервые ; введ. 2009-01-01 : Москва : Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации ; М. : Стандартинформ, 2008. – 16 с.

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		74

57 Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» [Электронный ресурс]:

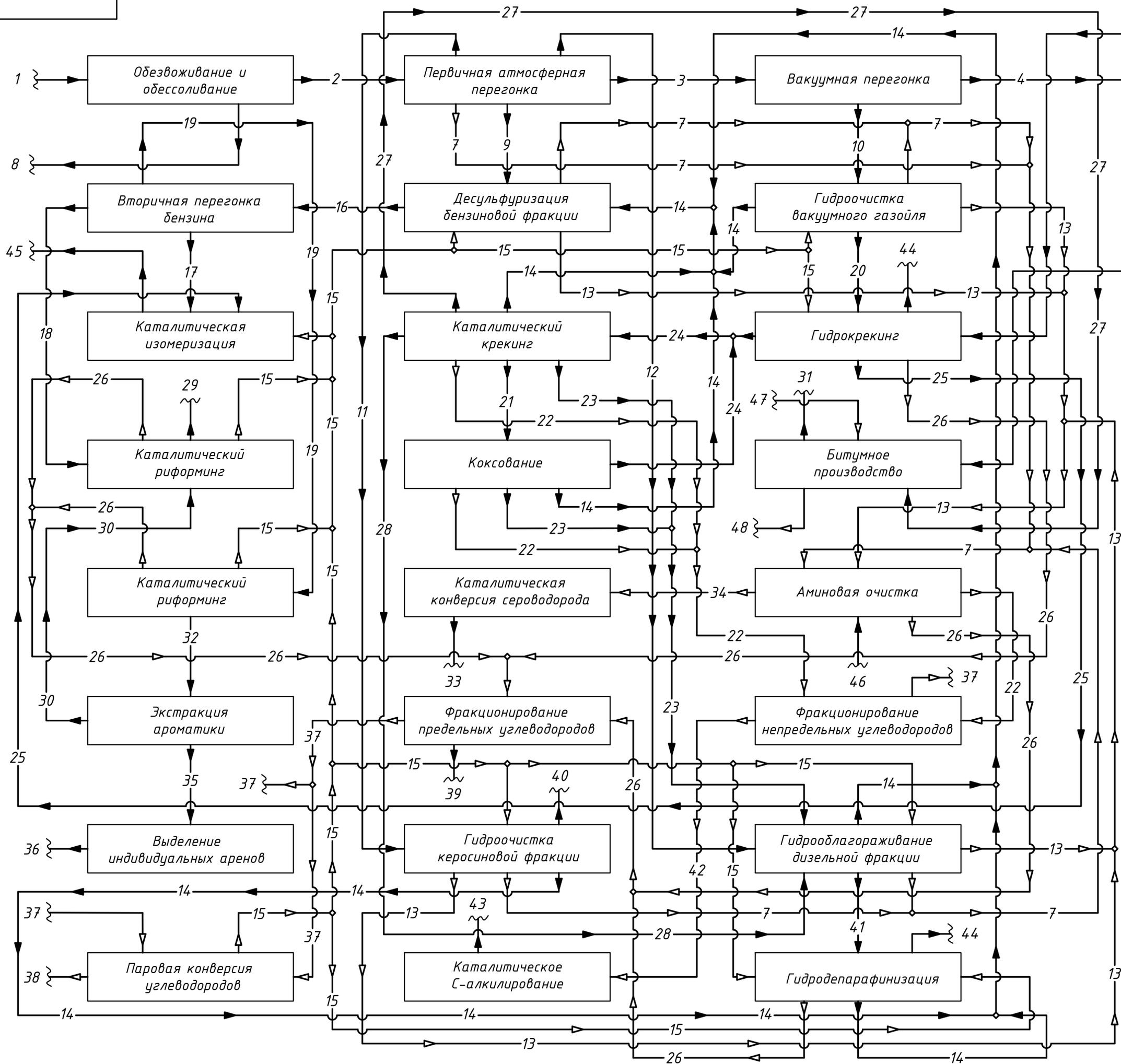
Постановление Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 28.01.2021 № 2. – Режим доступа : <https://www.garant.ru/hotlaw/federal/1444090/>. – 19.05.2025.

58 ГОСТ Р 56357-2015. Уголь активированный АГ-3. Технические условия. – Введен впервые ; введ. 2015-03-19 : Москва : Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации ; М. : Стандартинформ, 2016. – 8 с.

59 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности химически опасных производственных объектов» [Электронный ресурс]: Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 07.12.2020 № 500. – Режим доступа : <https://base.garant.ru/400114038/>. – 21.05.2025.

60 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» [Электронный ресурс]: Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 533. – Режим доступа : <https://base.garant.ru/400128950/>. – 21.05.2025.

					ВКР.371414.180301.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		75



Обозначение		Наименование среды
Букв.	Графическое	
1	1	Сырая нефть
2	2	Обессоленная и обезвоженная нефть
3	3	Мазут
4	4	Гудрон
5	5	Асфальт
6	6	Деасфальтизат
7	7	Кислый углеводородный газ
8	8	Отходы с установки ЭЛОУ
9	9	Прямогонная бензиновая фракция
10	10	Прямогонная фракция вакуумного газойля
11	11	Прямогонная керосиновая фракция
12	12	Прямогонная дизельная фракция
13	13	Кислый водородсодержащий газ
14	14	Вторичная бензиновая фракция
15	15	Водородсодержащий газ
16	16	Гидроочищенная бензиновая фракция
17	17	Бензиновая фракция НК-62
18	18	Бензиновая фракция 140-180
19	19	Бензиновая фракция 62-140
20	20	Гидроочищенный вакуумный газойль
21	21	Крекинг-остаток
22	22	Олефинсодержащие углеводородные газы
23	23	Вторичная дизельная фракция
24	24	Вторичная газойлевая фракция
25	25	Бензиновая фракция гидрокрекинга
26	26	Предельные углеводородные газы
27	27	Тяжелый термогазойль
28	28	Легкий термогазойль
29	29	Высокооктановый риформат
30	30	Рафинат риформата
31	31	Битум
32	32	Ароматизированный риформат
33	33	Газовая сера
34	34	Сероводородсодержащий газ
35	35	Экстракт аренов
36	36	Индивидуальные арены
37	37	Топливный газ
38	38	Отходящий газ
39	39	Товарные пропан-бутановые фракции
40	40	Компонент товарного керосина
41	41	Гидрооблагороженная дизельная фракция
42	42	Пропилен-бутиленовая фракция
43	43	Высокооктановый алкилат
44	44	Компонент товарного дизельного топлива
45	45	Высокооктановый изомеризат
46	46	Раствор амина
47	47	Воздух
48	48	Газы окисления

ВКР.3714.14.180301.ПС

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Разработка технологии переработки высокосернистых нефтей	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Торочин	В.А.				у		
Пров.	Лескова	С.А.				Лист 1	Листов 2	
Т.контр.								
Н.контр.	Родина	Т.А.			Принципиальная поточная схема переработки высокосернистой нефти	АМГУ ИКИИИ гр. 1107-об		
Утв.	Гужель	Ю.А.				Копировал Формат А1		

