

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	
1. Аналитический обзор	7
1.1. Характеристика и анализ современного уровня процесса деасфальтизации.	7
1.1.1. Межмолекулярное взаимодействие в нефтяных дисперсных системах	9
1.1.2. Теоретические основы процесса:	11
1.1.3. Технологические факторы, влияющие на процесс деасфальтизации.	20
1.4. Технологические факторы, влияющие на процесс деасфальтизации.	25
1.5. Деасфальтизация при производстве базовых масел.	25
2. Технологическая часть	25
2.1. Описание принципиальной технологической схемы деасфальтизации гудрона.	27
2.2. Спецификация оборудования.	29
2.2. Нормы технологического процесса,	30
2.4. Аналитический контроль производства	
3. Научно-исследовательская часть.	
3.1. Имеющиеся недостатки на стадии регенерации пропана из асфальтового раствора.	
3.2. Лабораторные исследования по применению антипенной присадки ПМС-200А для регенерации пропана из асфальтового раствора.	
3.3. Обоснование выбора и проведение опытного пробега на установке.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

4. Автоматизация и АСУ ТП.

4.1. Описание автоматизированной системы управления установки 36/3№4.

4.2. Система противоаварийной защиты.

4.3. Регулирование и дистанционное управление технологическим процессом.

5. Безопасность жизнедеятельности.

5.1 Анализ организации работ по охране труда на предприятии

5.2 Организационная структура системы управления промышленной безопасностью.

5.3. Инструктажи по охране труда.

5.4.Ситуационный план

6. Обеспечение экологической безопасности при эксплуатации технологического объекта.

6.1. Наличие и характеристика организованных и неорганизованных источников загрязнения окружающей среды.

6.2. Способы утилизации и очистки вредных выбросов и стоков.

7. Экономическая оценка проектных решений.

7.1. Расчет калькуляционных статей расходов.

7.2. расчет себестоимости продукции.

7.3. Расчет технико-экономических показателей.

8. Графическая часть (А1).

8.1. Принципиальная технологическая схема установки 36/3-4.

8.2. Технологическая схема блока регенерации пропана из асфальта с КИП и А.

8.3. Чертеж колонны.

8.4. ТЭО.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Заключения и выводы по проекту.

Список использованной литературы.

Приложения. №1 Спецификация приборов КИП

№2 Формы журналов регистрации инструктажей

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ВВЕДЕНИЕ.

Деасфальтизация остатков нефти углеводородными растворителями многие годы используется для выделения масляных фракций нефти, которые после последующей очистки селективными растворителями применяются в качестве основы для производства моторных, авиационных, цилиндрических, компрессорных, трансмиссионных и других масел. Другим назначением процесса деасфальтизации является подготовка высокомолекулярных фракций нефти к глубокой переработки процессами гидроочистки и каталитического крекинга.

Целью данной работы является изучение возможности использования присадки ПМС-200А для улучшения процесса регенерации из раствора асфальта и в перспективе деасфальтизата.

Все предшествующие методы регенерации пропана основывались на нагреве растворов асфальта и деасфальтизата с последующим отпариванием пропан в стрипинг-колоннах данная разработка позволит исключить из процесса использования пара (1,5 Мпа) , что приведет к ряду положительных моментов:

- снижение потерь пропана в процессе,
- экономия энергоресурсов,
- возможность замены морально устаревшего оборудования (паровых насосов на электрические),
- исключить несанкционированные выбросы нефтепродукта.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

1 АНАЛИТИЧЕСКИ ОБЗОР.

1.1. Характеристика и анализ современного уровня процесса деасфальтизации

1.1.1. Межмолекулярные взаимодействия в нефтяных дисперсных системах (НДС)

Дисперсное строение нефтяных систем обнаруживается на различных стадиях их добычи, транспорта, переработки и применения. Иерархия компонентов нефтяных систем по интенсивности межмолекулярных взаимодействий является фактором, предрасполагающим к сложной внутренней организации систем. Кроме того, в ходе технологических операций в нефтяных системах создаются условия для развития фазовых переходов, которые протекают через стадию образования дисперсных частиц.

Для обозначения структурного элемента НДС принят термин сложная структурная единица (ССЕ). Сложная структурная единица – это элемент дисперсной структуры нефтяных систем преимущественно сферической формы, способной к самостоятельному существованию при данных неизменных условиях и построенный из компонентов нефтяной системы в соответствии с их значением потенциала межмолекулярного взаимодействия. В составе ССЕ различают более упорядоченную внутреннюю область (ядро), которая в большинстве случаев образована из высокомолекулярных алканов и полиареновых углеводородов и смолисто-асфальтеновых веществ, и сольватную оболочку, окружающую ядро и образованную из менее склонных к межмолекулярным взаимодействиям соединений (рис. 1.1.).

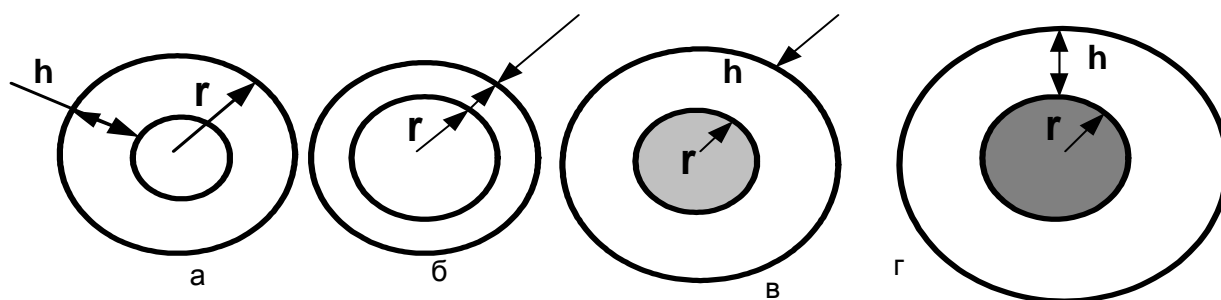


Рис. 1.1. Разновидности сложной структурной единицы:

а – пора (адсорбционно-сольватный слой на ее внутренней поверхности); *б, в, г* – ССЕ с ядром из пузырька, комплекса и агрегата соответственно (адсорбционно-

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

сольватный слой на поверхности ядра); r и h – величины радиуса и адсорбционно-сольватного слоя ССЕ.

В образовании ССЕ могут принимать участие углеводороды любого строения, в том числе и дифильного, обладающие различным потенциалом межмолекулярного взаимодействия, и, во-вторых, в том, что размеры ядра и адсорбционно-сольватного слоя ССЕ могут быть переменными. Участие дифильных молекул смол, тяжелых ареновых и гетероорганических соединений в построении ССЕ состоит в том, что они соответствующим образом ориентируются по адсорбционному механизму на границе раздела ядра и адсорбционно-сольватного слоя.

Закономерности присущие адсорбционно-сольватным слоям в НДС:

1. Толщина адсорбционно-сольватного слоя h зависит от природы ядра, кривизны его поверхности и качества дисперсионной среды. В одной и той же дисперсионной среде при равных значениях размера ядра ($r = \text{const}$) h растет в ряду газ \rightarrow жидкость \rightarrow твердое тело. В такой же последовательности растет значение силового поля вокруг ядра ССЕ.

2. При изменении внешними воздействиями баланса сил в НДС представляется возможным в широких пределах (от h монослоя до h полислоя) регулировать геометрические размеры адсорбционно-сольватных слоев.

3. Изменение геометрических размеров адсорбционно-сольватного слоя влияет на его физико-химические свойства и в целом на свойства ССЕ и НДС.

4. Избирательный переход в результате внешних воздействий соединений из дисперсионной среды в адсорбционно-сольватный слой и, наоборот, приводит к перераспределению углеводородов между фазами, что имеет важное значение для практики.

5. Наличие и значение адсорбционно-сольватных слоев вокруг ядер ССЕ влияет на температуру фазовых переходов в НДС (температуры кипения, застывания, кристаллизации и др.).

В общем случае ССЕ находится в динамическом равновесии со средой. Неустойчивость сольватных слоев вокруг ССЕ возрастает из-за воздействия следующих факторов:

1. Отдельные компоненты нефтяной системы представляют собой набор гомологов, имеющие различное поверхностное натяжение в зависимости от строения и длины цепи. На периферии сольватного слоя концентрируются более подвижные гомологи с меньшим значением поверхностного натяжения, что облегчает процесс диспергирования при нагреве или действия механических напряжений.

2. Наличие в нефтяной системе естественных, а также введенных извне в систему поверхностно-активных веществ (ПАВ) приводит к их сольубилизации ССЕ.

3. Обогащение сольватного слоя низкомолекулярным компонентом происходит из-за влияния искривления поверхности раздела фаз.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

1.1.2. Теоретические основы процесса.

Многообразие и сложность состава сырья, вовлекаемого в переработку с целью деасфальтизации. Высокие давления, при которых осуществляется процесс, трудности регенерации растворителя в лабораторных условиях – основные причины, в результате которых до настоящего времени нет систематизированных исследовательских данных по фазовому состоянию систем, по фазовому переходу высокомолекулярных углеводородных и неуглеводородных компонентов сырья.

Трудности в получении достоверных данных при изучении процесса определяются и тем, что низшие углеводороды парафинового ряда и, в первую очередь, пропан, обладают рядом особенностей. Метан, этан, пропан, бутан и пентан относят к растворителям – коагуляторам и одновременно к избирательным растворителям.

В силу вышеуказанных причин механизм процесса и некоторые закономерности пропановой деасфальтизации трактуются отдельными исследователями по-разному. Одни стремятся объяснить полученные результаты с позиции «теории коагуляции», другие с позиции «теории растворимости».

Тяжелые нефтяные остатки (гудроны, полугудроны, битумы) можно отнести к коллоидным системам, в которых в качестве дисперсной фазы выступают асфальтены с адсорбированными на них смолами, а в качестве дисперсионной среды – масла и растворимые в них смолы.

Сами по себе тяжелые нефтяные остатки можно отнести к стойким лиофильным коллоидам, не способным к самопроизвольной коагуляции асфальтенов. Устойчивость коллоидного состояния зависит от природы асфальтенов и их концентрации в сырье, от природы масел и смол и от концентрации их в остатке.

Агрегативная устойчивость высокомолекулярных коллоидных систем связана с явлением сольватации, а именно: с образованием на поверхности тонкодиспергированных асфальтенов, сольватных оболочек из смолистых веществ и полициклических ароматических углеводородов. От степени диспергации асфальтенов и от толщины сольватной оболочки зависит устойчивость систем.

Углеводороды парафинового ряда обладают свойством разрушать сольватную структуру тяжелых остатков, что ведет к укрупнению частиц асфальтенов с последующей их коагуляцией из коллоидного раствора.

При удалении из остатка парафиновой углеводородной фракции самопроизвольно начинается обратный процесс – пептизации асфальтенов. Таким образом, степень лиофильности и лиофобности системы возможно регулировать введением в остаток парафиновых углеводородов.

С позиции теории коагуляции легко объяснить многие закономерности процесса. Так, например, более низкую глубину деасфальтизации при применении в качестве растворителя пропан-пропиленовой фракции (вместо пропана) объясняют более высокой пептизирующей способностью по отношению к асфальтенам пропилен-

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

новой части растворителя. Переход в коагулят вместе с асфальтенами значительного количества масляных фракций объясняют высокой адсорбционной способностью асфальтенов. Известное повышение глубины деасфальтизации с повышением температуры объясняют усилением лиофобности асфальто-смолистых веществ (АСВ) по отношению к осаждающим растворителям.

С повышением температуры процесс область концентраций масло – асфальт, при которых жидкость разделяется на две фазы, расширяется. Иными словами, при высоких разбавлениях пропаном сырья повышение температуры приводит к смещению фазового равновесия системы и способствует переходу масел из пропановой в асфальтовую фазу.

Однако некоторые закономерности пропановой деасфальтизации с позиции теории коагуляции необъяснимы. Практика показывает, что по мере увеличения кратности разбавления сырья растворителем глубина деасфальтизации вначале повышается, а затем падает. Несоответствие теории с практикой наблюдается и при переработке облегченного сырья. Легкие масляные фракции, согласно теории коагуляции, должны усиливать лиофобные свойства системы, а вместе с тем глубина деасфальтизации облегченного соляровыми фракциями сырья заметно понижается. Совершенно невозможно с позиции теории коагуляции объяснить механизм холодной фракционировки пропаном масляного сырья, лишенного асфальтенов.

Сторонники теории растворимости считают, что пропан – типичный неполярный растворитель и в силу своей химической природы предпочтительно растворяет в себе парафиновые, нафтеновые и ароматические углеводороды с длинными алкильными цепями. Причем растворимость этих углеводородов в пропане увеличивается с понижением их молекулярной массы.

При исследовании процесса деасфальтизации нефтей и холодной фракционировки масла выявлено, что вначале экстрагируются преимущественно углеводороды парафинового и нафтенового классов с низкой молекулярной массой, а затем, при больших кратностях разбавления и при более низких температурах, ароматические углеводороды.

Механизм деасфальтизации основан на различии в растворимости отдельных углеводородов, отличающихся друг от друга химической природой и молекулярной массой. Оптимум разбавления сырья растворителем связано с различием избирательных свойств пропановых растворов.

При низком соотношении пропана к сырью, концентрация масляных компонентов в растворе достаточно высока и в какой-то мере определяет свойства раствора. За счет низкой избирательности в пропановую фазу переходят полициклические углеводороды и смолы. При низкой кратности растворителя к сырью, не достигается необходимая глубина деасфальтизации. При более высокой кратности концентрация масел в растворе снижается и пропановый раствор приобретает более высокую избирательность, что определяет более высокую глубину деасфальтизации. При высоких кратностях разбавления сырья пропаном за счет избыточного количества растворителя в раствор переходят труднорастворимые компоненты сырья, в первую

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

очередь полициклические углеводороды. Глубина деасфальтизации вновь снижается.

Из всего этого следует принять, что пропан – растворитель с весьма специфическими особенностями. Пропан, несомненно, растворитель – коагулятор и вместе с тем избирательный растворитель. В отличие от полярных растворителей пропан снижает свои растворяющие свойства при повышенных температурах, а избирательность его в первую очередь проявляется по молекулярной массе углеводородов, и уже во вторую очередь по групповому химическому составу. Легко растворяя парафино–нафтеновые фракции масла, пропан значительно труднее растворяет смолистые соединения, а асфальтены не растворяет даже при низких температурах.

При температурах, близких к критической (96, 85°C), пропан почти полностью теряет свои растворяющие свойства и удерживает в растворе только самые низкомолекулярные парафино–нафтеновые углеводороды, но если при этой температуре повысить давление до критических параметров (4,2 МПа), то его растворяющая способность вновь резко возрастает.

Таким образом, в процессе деасфальтизации пропан выступает одновременно и как коагулятор АСВ и как избирательный растворитель по отношению к желательным компонентам масла. Разрушая коллоидную структуру гудрона, он тем самым вызывает коагуляцию асфальтенов и смол, а за счет своих растворяющих свойств переводит желательные компоненты масла в пропано–масляную фазу. Высоковязкие масляные компоненты (преимущественно тяжелая ароматика, не перешедшая в раствор пропана) выпадает в асфальтовую фазу [2].

1.1.3 Технологические факторы, влияющие на процесс деасфальтизации

1) *Качество сырья.* Требуемое качество деасфальтизата обеспечивается регулированием технологических параметров процесса и фракционного состава сырья деасфальтизации на стадии вакуумной перегонки мазута.

При недостаточно четкой вакуумной перегонке мазута получающийся гудрон содержит большое количество фракций, выкипающих до 500°C. Низкомолекулярные углеводороды, содержащиеся в остаточном сырье, более растворимы в пропане в области предкритических температур, чем высокомолекулярные фракции. Растворяясь в пропане, они действуют как промежуточный растворитель, повышая благодаря наличию в их молекулах длинных парафиновых цепей дисперсионную составляющую Ван-дер-Ваальсовых сил и тем самым растворяющую способность растворителя по отношению к высокомолекулярным и полициклическим углеводородам и смолам. Кроме того, при деасфальтизации облегченного масловязкого остатка возрастает температура образования двухфазной системы, приближаясь к критической температуре пропана. В результате ухудшаются показатели деасфальтизата по коксуемости и вязкости (табл. 1.1). При деасфальтизации более концентрированных остатков получающийся деасфальтизат характеризуется более низкой коксуемостью, лучшим цветом (цвет деасфальтизата зависит от содержания в нем асфальтенов), меньшим содержанием металлов (ванадия и никеля), серы и т.д. При этом в

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

силу низкого потенциального содержания ценных масляных фракций выход деасфальтизата, естественно, ниже, чем при переработке облегченных остатков. Однако чрезмерная концентрация остатка вакуумной перегонки также нецелесообразна, поскольку при этом помимо снижения отбора целевого продукта значительно повышается вязкость деасфальтизата, что не всегда допустимо.

На выбор фракционного состава сырья деасфальтизации влияет и химический состав остаточных фракций перерабатываемой нефти. При деасфальтизации остатков нефтей с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых соединений целесообразно оставлять в гудроне до определенного предела низкомолекулярные фракции, повышающие растворяющую способность пропана. При переработке малосмолистых нефтей целесообразна, наоборот, более высокая концентрация гудронов.

Таблица

1.1

Результаты деасфальтизации остатков различного фракционного состава из грозненской парафинистой нефти

Исходный продукт	Выход, % масс. от нефти	Выход деасфальтизата, % масс. от исх. продукта	Свойства деасфальтизата		Свойства смолисто-асфальтеновых веществ	
			вязкость при 100°C, мм ² /с	коксуемость, по Конрадсу	пенетрация при 25°C	КиШ ,
Мазут > 350°C	52	80	6,2	1,9	3	63
Концентрат > 455°C	27	62	23,6	1,48	4	62
Гудрон > 550°C	20	53	31,6	1,23	6	61
Битум БН-3	10	19	46,3	0,81	7	61

Таким образом, для получения оптимального выхода деасфальтизата с заданными свойствами в зависимости от качества сырья необходимо подбирать оптимальные фракционный состав гудрона и режим его деасфальтизации.

Технологический режим, материальный баланс и качество продуктов при деасфальтизации перерабатываемого остаточного сырья зависят от температурного режима экстракции и кратности растворителя.

2) *Температура.* Влияние температуры экстракции на растворимость химических компонентов сырья различного молекулярного строения в неполярных раствори-

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

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

телях. Растворимость углеводородных и смолистых соединений остаточного сырья в растворителе определяется структурными особенностями высокомолекулярных молекул и температурными пределами проведения процесса экстракции. Температурная зависимость растворимости различных групп углеводородов и смол в пропане представлена на рис. 1.2. Наблюдается линейная зависимость растворимости групп углеводородов и смол в пропане, причем углеводороды парафино–нафтеновые и легкие ароматические с ростом температуры от 60 до 90°C снижают свою растворимость более резко, чем тяжелые ароматические и смолы.

При пониженных температурах (50-70°C) пропан проявляет высокую растворяющую способность и низкую избирательность и является преимущественно осадителем асфальтенов. При повышенных температурах экстракции (85°C и выше) у пропана, наоборот, низкая растворяющая способность и повышенная избирательность, что позволяет фракционировать гудроны с выделением групп углеводородов, различающихся по структуре и молекулярной массе. Следовательно, в этой температурной области пропан является фракционирующим растворителем. Высокомолекулярные смолы и полициклические ароматические углеводороды, выделяющиеся при предкритических температурах, благодаря действию дисперсионных сил извлекают из дисперсионной среды низкомолекулярные смолы и низкоиндексные углеводороды, повышая тем самым качество деасфальтизата, но снижая его выход.

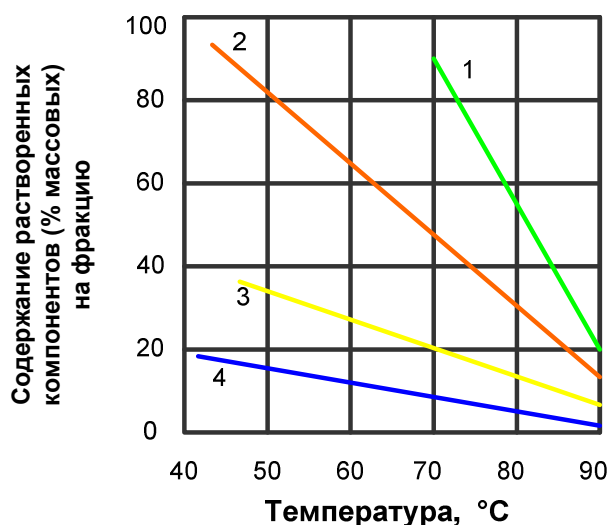


Рис. 1.2. Зависимость растворимости смол и углеводородов различного строения в пропане от температуры: 1 – нафтенно–парафиновые; 2 – легкие ароматические; 3 – тяжелые ароматические; 4 – смолы

Проведение деасфальтизации при более высоких температурах приводит к повышению качества деасфальтизата, но при этом снижается отбор масла от потенциала (рис. 1.3.), что не выгодно с точки зрения экономики.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

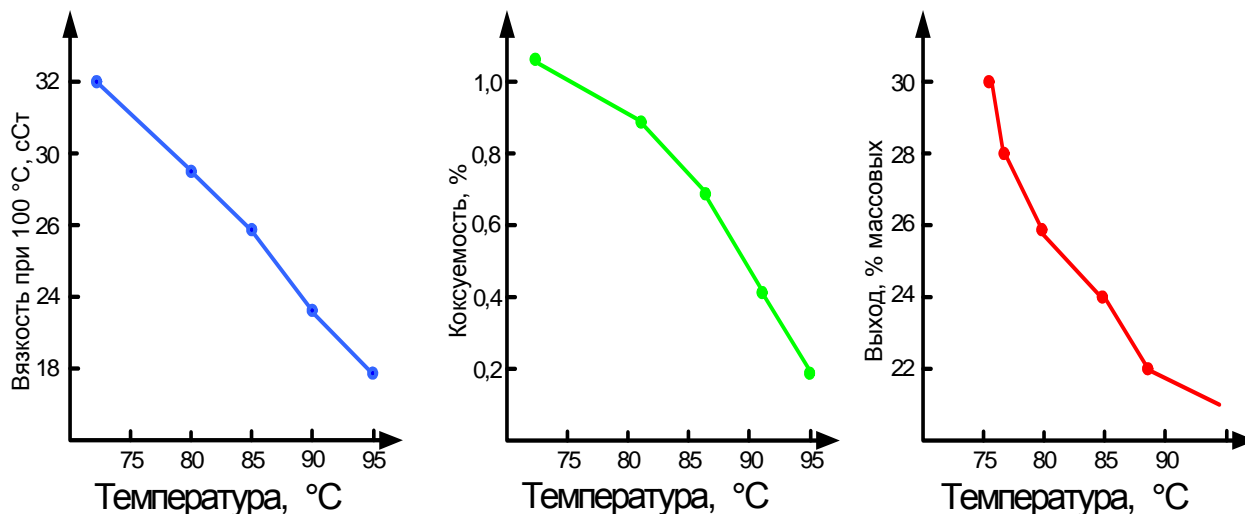


Рис. 1.3. Влияние температуры экстракции на выход и качество деасфальтизата

Поэтому для регулирования качества масла и повышения степени его отбора создается определенный температурный градиент по высоте колонны деасфальтизации. С этой целью осуществляется противоточная подача сырья и растворителя в колонну экстракционного разделения, оснащенную жалюзийными или перфорированными тарелками. В экстракторах установок первого поколения для достижения требуемой эффективности разделения предусматривалась дополнительная стадия отстоя деасфальтизатного раствора для осаждения и отделения смолистого продукта (рис 1.4). При этом смолистый продукт скапливался внизу отстойной камеры и далее насосом подавался вновь в экстракционную колонну (варианты А и В). Более современные установки деасфальтизации предусматривают осуществление в экстракторе порционной подачи растворителя по высоте колонны и внутренний подогрев потока в колонне (варианты В и Г). При таком ведении процесса экстракции отпадает необходимость принудительного выделения смолистого продукта, уменьшается скорость потока в верхней части экстрактора и возрастает качество деасфальтизата.

В таблице 2 даны сопоставительные данные по режиму и качеству продуктов экстракции в различных вариантах ее осуществления. Преимущества экстракторов с порционной подачей и подогревом внутри колонны (вариант Г) очевидны, поэтому этот вид экстракционных колонн в последние годы получил наиболее широкое распространение.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Таблица

1.2.

Условия экстракции и качественная характеристика продуктов

Показатели	Варианты			
	А	Б	В	Г
1	2	3	4	5
Условия процесса:				
- соотношение пропан – гудрон (объем)	4,9	5,2	5,0	5,0
- производительность, т/сут	580	650	646	635
- давление, МПа	3,7	3,8	3,8	3,85
- температура, °С				
верха	80	79	81	81,5
низа	60	60	60	60
1	2	3	4	5
Выход деасфальтизата, %	29,0	30-31	29,0	31-33
Качество деасфальтизата:				
- вязкость при 100 °С, мм ² /с	20-22	20-22	20-22	21-23
- коксуемость (по конрадсу), %	1,2-1,25	1,2-1,25	1,2-1,3	1,0-1,1
- цвет (КН – 51, №4), мм	13-14	11-12	10-11	24-27
Температура размягчения асфальта, °С	48	48	48	48

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

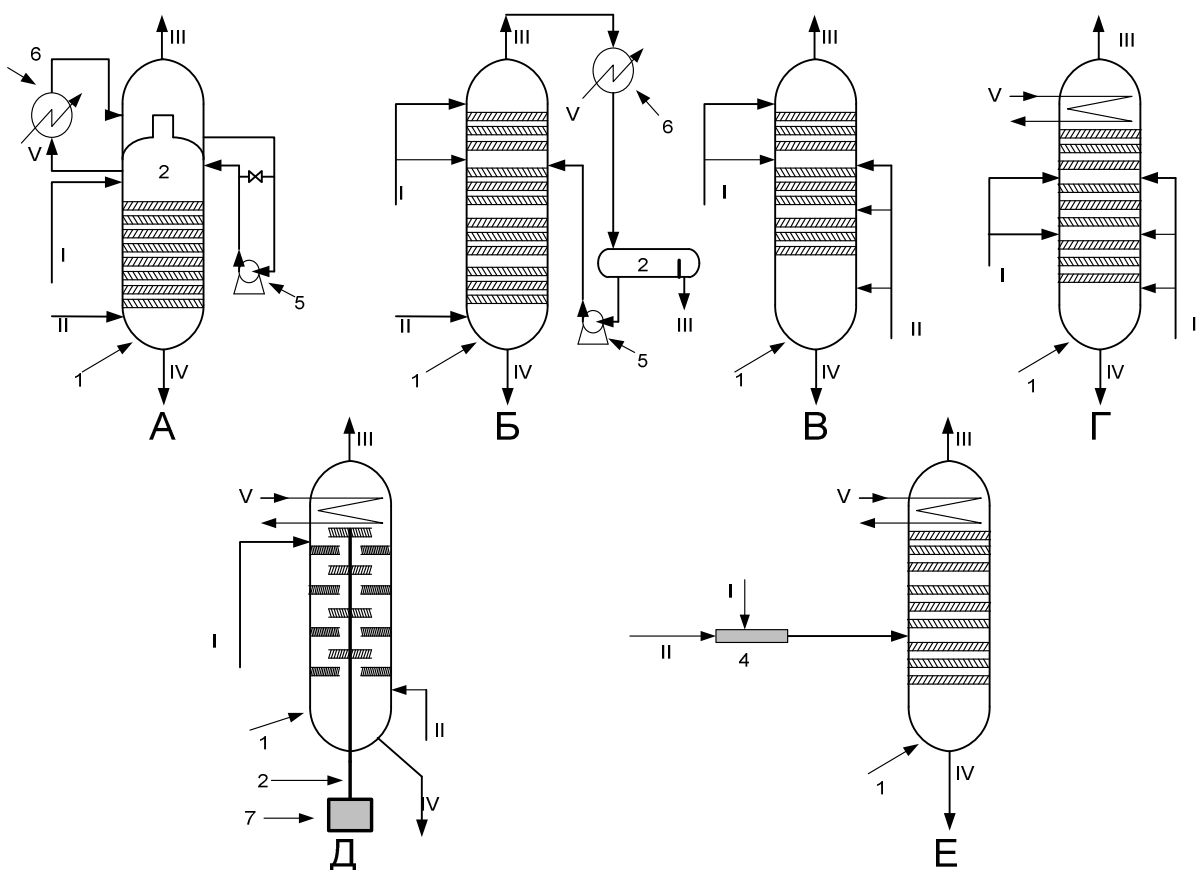


Рис. 1.4. Варианты аппаратного оформления стадии экстракции
 1 – экстракционная колонна; 2 – отстойная камера; 3 – роторно-дисковый кон-
 тактор;
 4 – смеситель; 5 – насос; 6 – паронагреватель; 7 – двигатель
 Потoki: I – сырье; II – растворитель; III – деасфальтизатный раствор; IV –
 асфальтный раствор; V – водяной пар

Из опыта оформления процесса экстракции за рубежом заслуживают внимание реализованные фирмой «Фостер Уиллер» варианты оформления стадии экстракции роторно-дисковыми контакторами (вариант Д). Особенностью данного аппарата является высокая эффективность экстракции при разных скоростях подачи сырья за счет интенсификации массообмена. Выход деасфальтизата при включении в схему такого экстрактора увеличивается на 5 - 7%. Однако обслуживание данного вида аппаратов из-за высокого давления в них создает большие трудности ввиду необходимости монтажа герметичных уплотнений на валу, связанном с двигателем, вращение которого обеспечивает перемешивание разделяемой смеси в экстракторе. В другом процессе, разработанном

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

фирмой «Керр-МакГи» (процесс РОЗЕ), сырье и растворитель смешиваются до подачи в экстракционную колонну (вариант Е) в отдельном смесителе[1].

3) *Кратность растворителя к сырью.* Соотношение растворителя к сырью в процессе пропановой деасфальтизации играет существенную роль. В зависимости от качественной характеристики перерабатываемого сырья оптимальное соотношение растворителя к сырью меняется в широких пределах.

На сконцентрированном тяжелом сырье, в котором содержание желательных масляных компонентов ограничено, требуются небольшие кратности соотношения. В этом случае четко проходит процесс коагуляции асфальтенов и пропано-масляная фракция не загрязняется нежелательными компонентами. При переработки легкого сырья (полугудроны, концентраты) для оптимальных условий переработки требуется довольно существенное повышение общей кратности соотношения пропана к сырью. С одной стороны, это вызвано присутствием в сырье легких низкомолекулярных фракций масел, с другой стороны – высоким потенциальным содержанием желательных компонентов в остатке.

Практикой доказано, что при переработке тяжелого сырья, в котором содержание желательных компонентов составляет 30 – 40 %, требуется 5 – 6 объемов пропана на 1 объем сырья. На легком сырье, в котором потенциальное содержание желательных углеводородов составляет 50 – 60 % соотношение растворителя к сырью увеличивают до 8 – 10 к 1.

При смешении первых порций пропана с гудроном наблюдается взаимное растворение растворителя и компонентов тяжелого остатка. Эта закономерность сохраняется и далее, после чего, при определенном соотношении растворителя к сырью, наступает превращение системы. Система из гомогенного состояния переходит в гетерогенное с образованием пропано-масляной и асфальтовой фаз.

При низких кратностях соотношения растворителя к сырью нет четкой границы раздела фаз в системе. Пропано-масляная фаза обогащается полициклическими ароматическими углеводородами и смолистыми веществами, в асфальтовой фазе остается значительное количество желательных масляных компонентов.

Наличие оптимума разбавления исходного сырья пропаном подтверждается многими исследованиями. При деасфальтизации смолистого концентрата из нефти Сангачалы море были получены деасфальтизаты с различной вязкостью и коксуемостью. Работа проводилась на пилотной установке с противоточной экстракционной колонной. В качестве растворителя использовался технический пропан чистотой 94,4 %. Для подтверждения полученных результатов концентрат нефти Сангачалы море был подвергнут деасфальтизации на промышленной установке. Причем температура верха 80°C, середины 70°C, низа колонны 60°C поддерживалась постоянной, а соотношение пропана к сырью менялось от 300 до 700 % масс. Результаты деасфальтизации концентрата представлены в таблице 1.3.

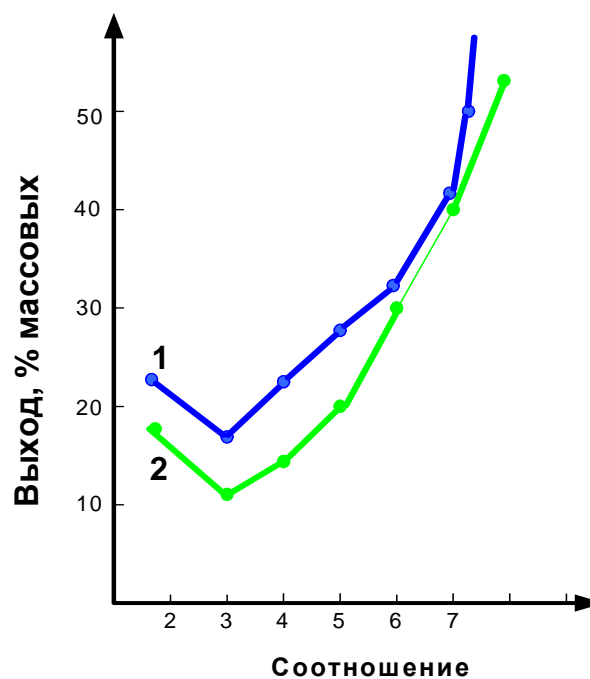
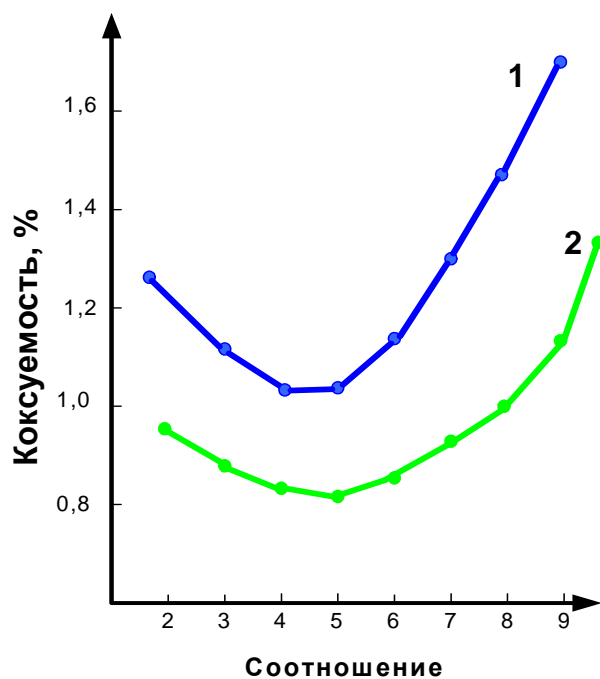
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Влияние кратности разбавления на качество получаемых деасфальтизатов

Соотношение пропана к сырью, % масс.	Выход, % масс.	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Вязкость при 100 °С, мм ² /с	Коксуемость по Конрадсу, % массовый
0	100	942,3	56,4	6,0
300	54,3	924,0	25,6	1,5
400	76,5	920,3	24,4	1,1
500	78,5	919,2	21,9	0,9
600	80,0	919,8	24,6	1,1
700	81,2	921,0	25,5	1,2

Характерный оптимум разбавления сырья растворителем наблюдается и при деасфальтизации остатков туркменских нефтей равной химической природы. При исследовании использовали остаток малосмолистой нефти Восточного Кум-дага и остаток высокопарафинистой нефти Окарема.

Как видно по ходу кривых на графике (рис. 1.5.), во всех случаях просматривается определенный оптимум разбавления исходного сырья пропаном. Для остатка смолистой нефти Окарема (коксуемость 9,7 %) он лежит около 4 : 1, а для остатка малосмолистой нефти Восточного Кум-дага (коксуемость 7,4 %) около 5 : 1.



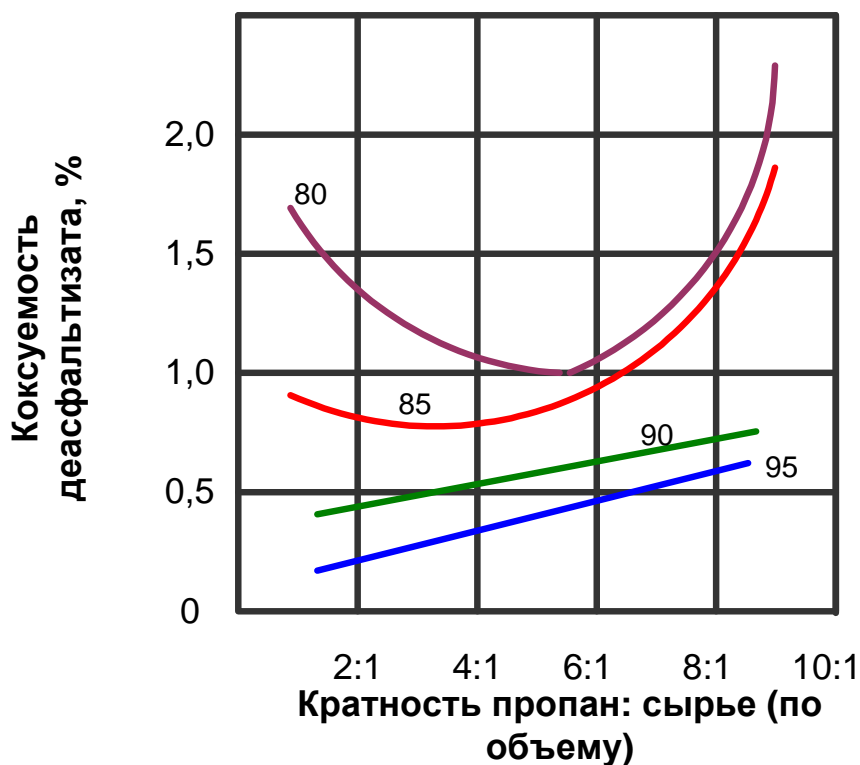
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

Рис. 1.5. Кривые зависимости выхода и коксуемости деасфальтизата от соотношения кратности растворителя к сырью.

Таким образом, повышенное содержание асфальтенов в остатке от смолистой нефти Окарема обеспечивает оптимальную глубину деасфальтизации при меньшей кратности соотношения растворителя к сырью, что согласуется с многочисленными литературными данными. Оптимум разбавления наблюдается как по выходу деасфальтизата, так и по коксуемости [2].

Чрезмерное разбавление дисперсионной среды свыше оптимальной величины не рационально, поскольку при этом увеличиваются затраты энергии на регенерацию растворителя, снижается производительность установок по исходному сырью и, что очень важно, может привести к ухудшению качества целевого продукта из-за снижения избирательности растворения.

Типичная экстремального характера зависимость коксуемости деасфальтизата от соотношения пропан - гудрон Западно-Сибирской нефти приведена на рис. 1.6. Эксплуатацией промышленных установок пропановой деасфальтизации установлено, что чем выше содержание коксогенных соединений в гудроне, тем при более низкой оптимальной кратности растворителя получается деасфальтизат требуемого качества (с коксуемостью около 1 %).



Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Рис. 1.6. Влияние кратности пропан : сырье на качество деасфальтизатов, получаемых из гудрона Западно-Сибирских нефтей при различных температурах деасфальтизации

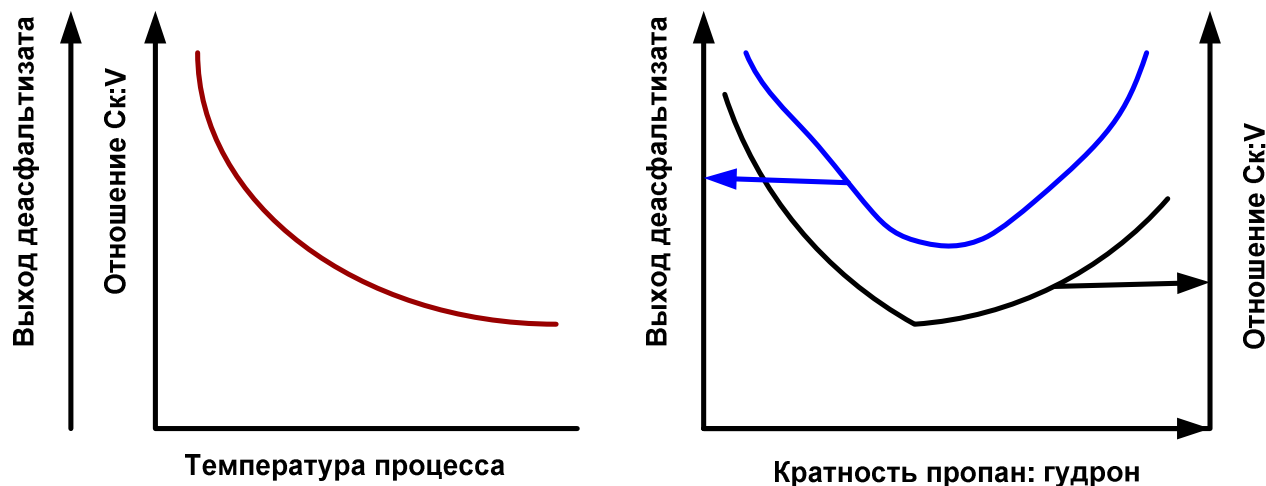


Рис. 1.7. Качественное влияние температуры и кратности растворителя на показатели процесса деасфальтизации

1.1.4. Деасфальтизация при производстве базовых масел

Деасфальтизация, направленная на выделение остаточных масляных фракций нефти, осуществляется исключительно с использованием пропана, который и у нас, и за рубежом повсеместно применяется для этой цели. Преимуществами пропана являются возможность отбора оптимального количества масляных фракций достаточно хорошего качества и проведение процесса при умеренных температурах и давлениях. Не последнюю роль играет также дешевизна и доступность растворителя.

Промышленные установки пропановой деасфальтизации гудронов могут быть одно- или двухступенчатыми. При двухступенчатой деасфальтизации гудронов получают два деасфальтизата разной вязкости и коксуемости; их суммарный выход больше, чем деасфальтизата одноступенчатой деасфальтизации того же сырья. Следовательно, двухступенчатую деасфальтизацию, следует отнести к ресурсосберегающему технологическому процессу глубокой переработки нефтяного сырья [3].

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Одноступенчатая деасфальтизация гудрона пропаном.

Одноступенчатые установки пропановой деасфальтизации гудрона включают следующие основные блоки (рис. 8): блок деасфальтизации гудрона в экстракционной колонне (К-1) с получением растворов деасфальтизата и асфальта; блок четырехступенчатой регенерации пропана из раствора деасфальтизата; блок двухступенчатой регенерации пропана из асфальтового раствора.

Остаточное сырье (гудрон или концентрат) после нагрева до требуемой температуры в паровом подогревателе подается в среднюю часть экстракционной колонны К-1, а сжиженный пропан - в нижнюю ее часть. В средней части К-1 пропан в восходящем потоке контактирует с нисходящим потоком сырья и внутренним рециркулятом. В зоне контактирования расположены тарелки жалюзийного или насадочного типа. Для равномерного распределения по поперечному сечению пропан и сырье вводятся через распределители трубчатой конструкции с большим числом отверстий, обращенных вниз для сырья и вверх - для пропана.

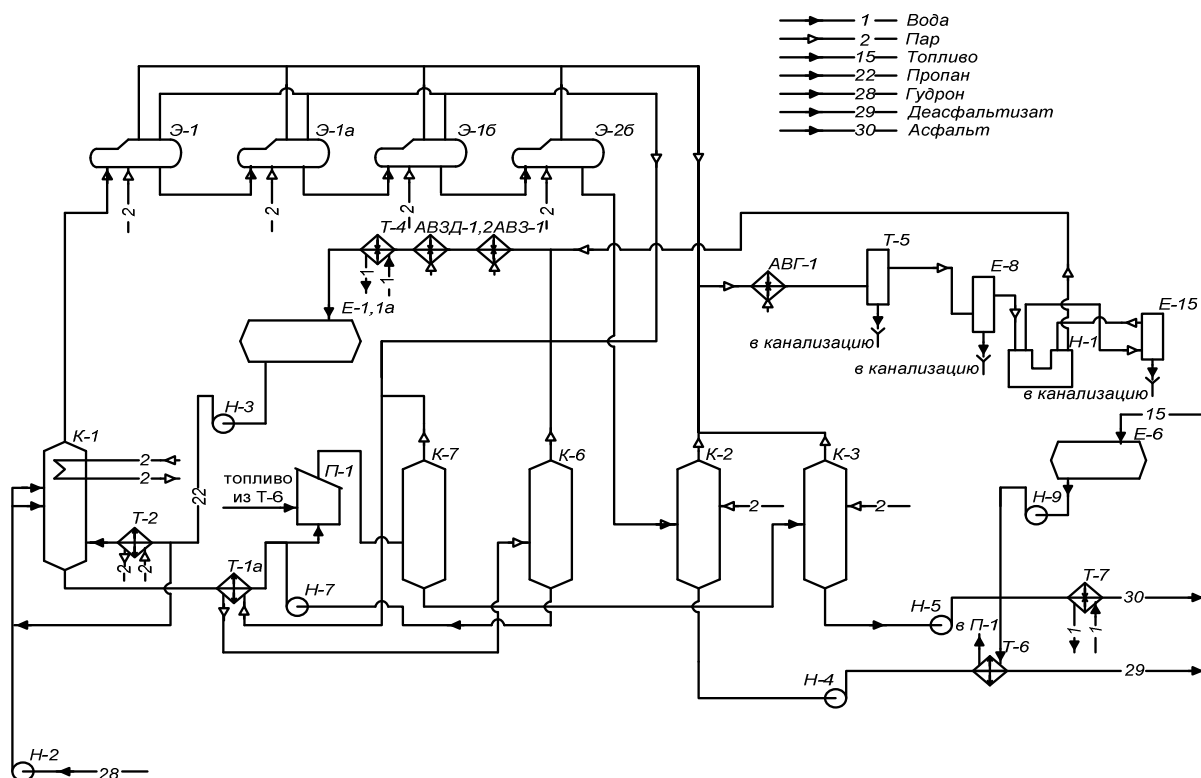


Рис. 1.8. Принципиальная технологическая схема установки одноступенчатой деасфальтизации гудрона пропаном

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Раствор деасфальтизата до выхода из К-1 догревается в верхнем встроенном паровом подогревателе и далее отстаивается в самой верхней зоне от выделившихся при нагреве смолистых фракций. Раздел фаз между растворами деасфальтизата и асфальта регулируется на уровне чуть ниже ввода пропана в К-1.

Регенерация пропана из деасфальтизатного раствора осуществляется последовательно: сначала в трех испарителях Э-1, Э-1а Э-1б, Э-2б, в качестве которых используются паровые подогреватели с паровым пространством, затем - в отпарной колонне К-2 при низком давлении. С верха К-2 уходит смесь пропана и водяных паров, а с низа - целевой продукт установки - деасфальтизат, который насосом через холодильник откачивается в резервуар.

Регенерация пропана из асфальтового раствора, выводимого с низа К-1, осуществляется сначала в испарителе-сепараторе К-7 - после его нагрева в трубчатой печи П-1, затем в отпарной колонне К-3. Тяжелый остаток деасфальтизации - асфальт - откачивается с низа К-3 в товарный парк.

Обезвоживание влажного пропана, отводимого с верха К-2 и К-3, проводится в колонне-конденсаторе смешения Т-5.

Пары пропана высокого давления из испарителей Э-1, Э-1а, Э-1б и К-7 поступают после охлаждения и конденсации в конденсаторах-холодильниках в приемник жидкого пропана Е-1. Туда же поступают после сжатия компрессором потоки пропана низкого давления [3].

Таблица 1.4.

Технологический режим установки по одноступенчатой
схеме при переработке сернистого гудрона

Показатели	Значения
Температура, °С	
- сырья при входе в К-1	130-170
- вверху К-1	75-85
- внизу К-1	50-65
- в испарителе Э-1 / Э-1а / Э-1б	50-60 / 70-85 / 150-170
- битумного раствора при выходе из П-1	210-250
вверху Т-5	30-40
Давление избыточное, МПа	
- в приемнике жидкого пропана	1,7-1,8
- в К-1	3,7-4,4
- в испарителе Э-1 / Э-1а / Э-1б	2,2-2,4 / 1,7-2,0 / 1,7-2,0
- в колоннах К-2 и К-3	~0,14

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

Двухступенчатая деасфальтизация гудрона пропаном

Двухступенчатая деасфальтизация гудронов пропаном (рис.1.9.) предназначена для получения из остаточного сырья двух деасфальтизатов разной вязкости. Получаемые деасфальтизаты I и II ступеней далее перерабатывают отдельно или в смеси в остаточные масла.

В результате перехода от одноступенчатой деасфальтизации к двухступенчатой суммарный выход деасфальтизата увеличивается на 15 – 30 % (относительных). Этот прирост зависит главным образом от качества сырья и предъявляемых к продуктам требований.

В экстракционной колонне деасфальтизации II ступени (К-1а) поддерживают меньшие температуру и давление, чем в К-1, кратность пропана к сырью для II ступени значительно больше. Экстракционные колонны при двухступенчатой деасфальтизации соединены по схеме, приведенной на рис. 10. Регенерацию деасфальтизатов I и II осуществляют отдельно.

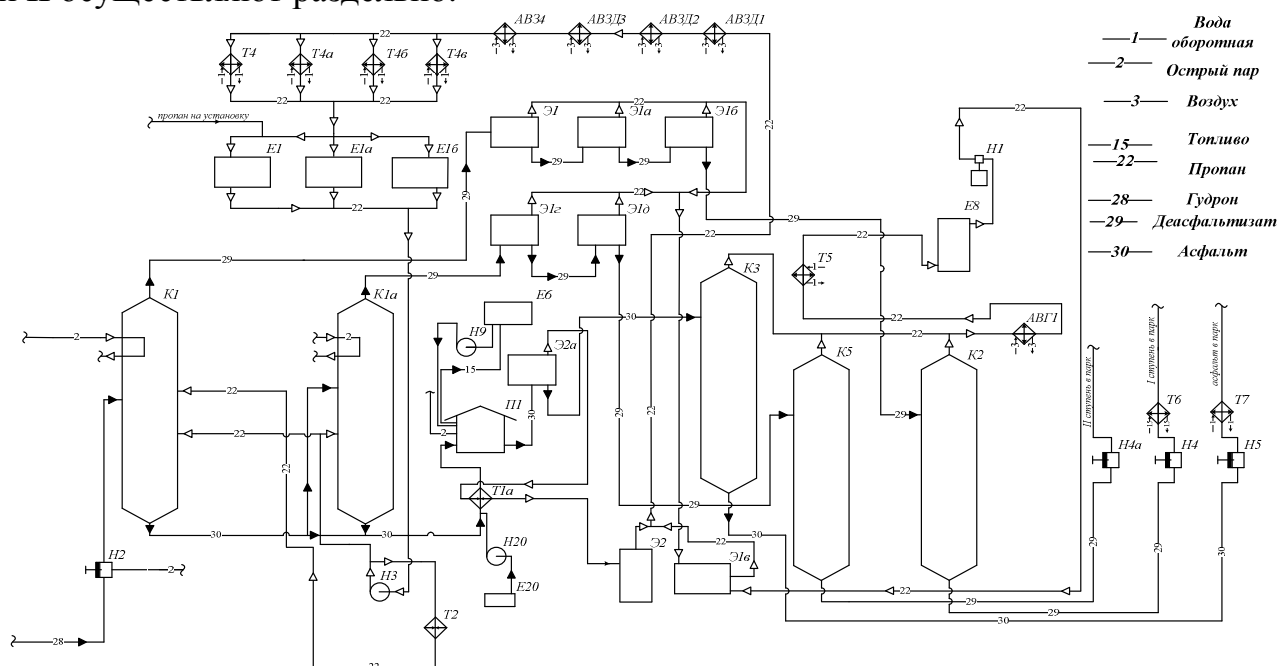


Рис. 1.9. Принципиальная технологическая схема установки двухступенчатой деасфальтизации гудрона пропаном:

К-1, 2 – Экстракторы 1-й и 2-й ступеней, Э-1, 1а, 1б, Э-2б – Испарители пропана, П-1 – трубчатая печь, К-, 3 – колонны отпарки пропана от асфальта, К-2, – колонна от-

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

парки пропана от деасфальтизата 1-й ступени, К-5 – колонна отпарки пропана от 2-й ступени, К-6 – каплебойник.

Таблица 1.5

Материальный баланс процесса двухступенчатой деасфальтизации
гудрона западно-сибирских нефтей (в % масс. к сырью)

I-я ступень		II-я ступень	
Поступило:		Поступило:	
Сырье	100	Раствор асфальта I ст.	167
Пропан	500	в т. ч. асфальт	67
		пропан	100
		Пропан дополнительно	200
Всего	600	Всего	367
Получено:		Получено:	
Раствор деасфальтизата I ст.	433	Раствор деасфальтизата II ст.	217
в т. ч. деасфальтизат I ст.	33	в т. ч. деасфальтизат II ст.	8
пропан	400	пропан	209
Раствор асфальта I ст.	167	Раствор асфальта II ст.	150
в т. ч. асфальт	67	в т. ч. асфальт	59
пропан	100	пропан	91
Всего	600	Всего	367

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Описание принципиальной технологической схемы установки З6/З.№4

Установка работает по одноступенчатой схеме экстракции. Сырье (гудрон) с температурой не выше 130°C подается насосом в среднюю часть экстракционной колонны К-1, которое равномерно распределяется по всему сечению колонны на тарелки жалюзийного типа. Предусматривается подача части гудрона (не более 10 м³/час) через маточник, расположенный на отметке 7400мм, с целью увеличения температуры середины колонны К-1.

В нижнюю часть экстракционной колонны К-1, ниже жалюзийных тарелок, подается центробежными насосами жидкий пропан. Равномерное распределение пропана по сечению колонны достигается вводом его через маточник. Полный контакт сырья с пропаном осуществляется в колонне при помощи 6 жалюзийных тарелок. В экстракционной колонне К-1 происходит противоточная экстракция при постоянном давлении и температуре, меняющейся по высоте колонны. Температура середины К-1 55-70°C, а низа 50-65°C.

Гудрон движется с верха колонны вниз навстречу восходящему потоку пропана, в котором растворяются масляные компоненты и частично смолы. Асфальто-смолистые вещества, нерастворимые в пропане, осаждаются внизу колонны, образуя асфальтовый слой, непрерывно выводимый из колонны К-1. Масляные компоненты сырья растворимые в пропане образуют раствор деасфальтизата и, поднимаясь вверх колонны, проходят зону, где расположены внутренние змеевики, подогреваются острым паром, подаваемом в змеевики. Температура верха колонны К-1 - 70-90°C

С целью уменьшения циркуляции асфальто-смолистых веществ в экстракционной колонне К-1 предусматривается подача подогретого пропана через маточник на отметке "7100". Подогрев пропана осуществляется мятым паром в теплообменнике Т-2.

Вследствие уменьшения растворяющей способности пропана с повышением температуры в верхней части колонны К-1, происходит выпадение из раствора деасфальтизата смол и высокомолекулярных углеводородов. Освобожденный от смол раствор деасфальтизата выводится с верхней части колонны и поступает в систему регенерации пропана, состоящую из испарителей Э-1, Э-1а, Э-1б, Э-2б, отбойника К-б и отпарной колонны К-2.

Давление в колонне К-1 находится в пределах 3,2-4,4 МПа, которое поддерживается на 0,2-0,3 МПа выше упругости паров пропана при температурах экстракции.

Температурный режим в колонне К-1 устанавливается в зависимости от качества получаемого деасфальтизата.

Отделение регенерации пропана из раствора деасфальтизата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Раствор деасфальтизата с верха экстракционной колонны поступает в первый испаритель Э-1, который подогревается мягким паром до температуры 55-90°C при давлении 2,3МПа, во второй испаритель Э-1а подогреваемый мягким или острым паром до температуры 55-120°C при давлении 2,2 МПа. Испарители Э-1, Э-1а могут работать по параллельной схеме или один из испарителей может быть отключен. В испаритель Э-1б, подогреваемый мягким и острым паром до температуры 90-150°C при давлении 2,1 МПа. Далее деасфальтизат из Э-1б поступает в испаритель Э-2б, подогреваемый острым паром до температуры 140-160°C при давлении в Э-2б 2,0 МПа.

Деасфальтизат из испарителя Э-2б вследствие перепада давления перетекает в отпарную колонну К-2, в которую подается пар (350-550 кг/ч), где происходит окончательное отпаривание пропана из деасфальтизата за счет изменения давления в колонне и за счет уменьшения парциального давления паров пропана.

Деасфальтизат с низа колонны К-2, охладившись в теплообменнике Т-6, выводится с установки.

Пары пропана из испарителей Э-1, Э-1а, Э-1б, Э-2б поступают в каплеотбойник К-6, где отделяются увлеченные частицы деасфальтизата. Пары пропана из Э-1б, Э-2б и К-7 перед каплеотбойником К-6 проходят через подогреватель асфальта Т-1а. Пары пропана, освобожденные от капелек деасфальтизата, направляются из К-6 в систему конденсации и охлаждения пропана.

Отделение регенерации пропана из раствора асфальта

Раствор асфальта с низа колонны К-1 в результате перепада давления непрерывно выводится в теплообменник Т-1а, где нагревается за счёт охлаждения паров пропана из Э-1б, Э-2б, К-7, затем поступает с давлением до 1,0 МПа и расходом от 5 до 10 м³/ч в трубчатую печь П-1, где нагревается до 220-260°C и поступает в испаритель К-7.

Давление в К-7 не более 2,0 МПа, температура не более 260°C. Пары пропана из испарителей К-7, Э-1б, Э-2б через теплообменник Т-1а поступают в отбойник К-6, где соединяются с парами пропана, идущими из Э-1, Э-1а.

Асфальт из К-7 вследствие перепада давления поступает в отпарную колонну К-3, где остатки пропана окончательно отпариваются паром. Расход пара в К-3 (350-600 кг/ч). Асфальт с низа колонны К-3 пройдя через холодильник Т-7 выводится с установки.

2.2. Спецификация на основное технологическое оборудование

Наименование оборуду-		Матери-	Техническая характеристика		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	HTTP://BNBARS.MOY.SU

дования	ал	Расчетная температура, °С/ МПа(кгс/см ²)	Диаметр/длина, высота, м	Тип тарелок	Кол-во тарелок
1	2	3	4	5	6
Экстракционная колонна К-1	Ст.22к	95/4,65(46,5)	2,8/15,43	жалюзийные	6
Стриппинг-колонна (масляная) К-2	Ст.3	150/0,4(4,0)	1,0/12,3	желобчатые	16
Стриппинг-колонна (асфальт) К-3	Ст.3	230/0,4(4,0)	1,0/12,3	желобчатые	16
Отбойная колонна К-6	Ст.3	110/2,2(22,0)	2,2/16,7	желобчатые	5
Испаритель пропана К-7	Ст.3	275/2,2/(22,0)	2,2/16,7	желобчатые	5

Колонные аппараты и емкости

Таблица 2.1.

Теплообменная аппаратура

Таблица

2.2

Наименование оборудования (тип, наименование аппарата, назначение)	Материал пучка/корпуса	Техническая характеристика			
		температура, °С пучка/корпуса	давление, кгс/см ² пучка/корпуса	Среда пучка/корпуса	Поверхность теплообмена, м ²
1	2	3	4	5	6
Теплообменник Т-1а	16ГС-12/ 16ГС-17	100/100	4,0/4,0	пропан/ асфальт	489
Холодильник деасфальтизата Т-6	Ст.10/ Ст.3	100/150	16,0/16,0	топливо/ деасф.1 ст.	100
Погружной холодильник Т-7	X5M/Ст.3	180/50	16/атм.	асфальт/ вода	100
Эвапоратор деасфальтизата Э-1	Ст.10/ Ст.3	250/150	22,0/25,0	водяной пар/раствор деасф-та	200

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

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Эвапоратор деасфальтизата Э- 1а	Ст.10/ Ст.3	250/150	22,0/25,0	водяной пар/раство р деасф-та	200
Эвапоратор деасфальтизата Э- 1б	Ст.10/ Ст.3	250/150	22,0/25,0	водяной пар/раство р деасф-та	200
Эвапоратор деасфальтизата Э- 2б	Ст.10/ 16ГС	250/180	22,0/25,0	водяной пар/раство р деасф-та	306

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Таблица 2.3

Огневые подогреватели (печи)

Наименование оборудования	Материал	Техническая характеристика
Радиантно-конвекционная печь П-1	<p>Конвекционная и радиантная часть X5M</p> <p>Пароперегреватель Ст.15X5M</p>	<p>Тепловая мощность 4000000 ккал/час</p> <p>Диаметр труб :</p> <ul style="list-style-type: none"> - конвекционная часть 102x10 мм. - радиантная часть 102x13 мм - пароперегреватель 127x10мм <p>Число потоков :</p> <ul style="list-style-type: none"> - конвекционная часть - 1 - радиантная часть – 1 <p>Общая поверхность нагрева :</p> <ul style="list-style-type: none"> - конвекционная часть – 70 м² - радиантная часть – 116 м² <p>Температура продукта, °С :</p> <p>асфальт с пропаном:</p> <ul style="list-style-type: none"> - на входе в печь н.м. - 65 - на выходе из печи – 260 <p>острый пар:</p> <ul style="list-style-type: none"> - на входе в печь - 170 - на выходе из печи – 360 <p>Максимальное давление, МПа (кгс/см²)</p> <ul style="list-style-type: none"> - асфальт с пропаном 4,0(40,0) - острый пар 1,1(11,0)

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

2.3. Нормы технологического процесса.

Таблица 2.4

Нормы технологического процесса

Наименование стадий процесса, аппаратов, показателей режима	Единица измерения	Допускаемые пределы технологических параметров
Экстракционная колонна 1 степени К-1		
Давление в К-1	МПа(кгс/см ²)	3,6-4,4 (36-44)
Температура верха К-1	°С	70-90
Температура середины	°С	55-70
Температура низа К-1	°С	50-65
Подача пропана к сырью	°С	(5 – 9) : 1
Температура гудрона на установку	м ³ /м ³	не выше 130
Расход сырья в К-1	°С м ³ /час	14-25
Экстракционная колонна К-1 при работе на сырьё 43/103		
Давление в К-1	Мпа	3,2-4,4 (32-44)
Температура верха К-1	(кгс/см ²)	50-95
Температура середины К-1	°С	45-70
Температура низа К-1	°С	45-65
Подача пропана к сырью	°С	(5 – 9) : 1
Температура гудрона на установку	м ³ /м ³	не выше 130
Расход сырья в К-1	°С м ³ /ч	14-25
Эвапоратор деасфальтизата Э-1		

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Температура Давление	°С МПа (кгс/см ²)	55-90 не более 2,3(23)
Эвапоратор деасфальтизата Э-1а		
Температура Давление	°С МПа (кгс/см ²)	55-120 не более 2,2(22)
Эвапоратор деасфальтизата Э-1б		
Температура Давление	°С МПа (кгс/см ²)	90-150 не более 2,1(21)
Эвапоратор деасфальтизата Э-2б		
Температура Давление	°С МПа(кгс/см ²)	140-160 не более 2,0(20)
Эвапоратор асфальта К-7		
Температура Давление	°С МПа (кгс/см ²)	Не более 260 не более 2,0(20)

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ние таблицы 2.4

2.1 Печь П-1

Температура продукта на выходе из печи П-1	°С	220-260
Температура дымовых газов над перевалами	°С	не выше 750
Температура дымовых газов на выходе из печи	°С	не выше 450
Расход асфальта в печь	м ³ /ч	не менее 10
Температура асфальта на входе в змеевик	°С	не менее 65
Давление на входе в змеевик	МПа (кгс/см ²)	не более 4,0 (40,0)
Давление пара на входе в печь	МПа (кгс/см ²)	не ниже 0,2(2,0)

2.2 Каплеотбойник К-6

Давление	МПа	не более 2,0(20)
Температура	(кгс/см ²) °С	не выше 110

2.3 Отпарная колонна К-2

Температура низа	°С	не выше 150
Давление	МПа	не более 0,1(1,0)
Расход пара	(кгс/см ²) кг/ч	350 - 550

Отпарная колонна асфальта К-3

Температура низа	°С	не выше 230
Давление	МПа	не более 0,1(1,0)
Расход пара	(кгс/см ²) кг/ч	350 - 600

2.4 Конденсатор Т-5

Температура выхода паров	°С	Не выше 45
--------------------------	----	------------

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Давление	МПа (кгс/см ²)	не более 0,07(0,7)
Холодильник деасфальтизатора Т-6		
Температура выхода деасфальтизатора	°С	не выше 140
Температура выхода топлива	°С	85 - 130
2.5 Холодильник асфальта Т-7		
Температура выхода асфальта	°С	не выше 180
Параметры воды и пара на установку		
Давление воды	МПа (кгс/см ²)	не ниже 0,3(3,0)
Давление пара	МПа (кгс/см ²)	не ниже 0,9-1,1 (9,0-11,0)
Температура воды на установку	°С	не выше 25
Температура воды с установки	°С	не ниже 40

2.4. Аналитический контроль производства

Таблица 2.5.

Наименование стадий процесса, анализируемый продукт	Контролируемые показатели, методы анализа, государственный или отраслевой стандарт	Норма	Частота

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Гудрон	1. Вязкость условная по вискозиметру с диаметром отверстий 5 мм при 80 °С, с, не менее (ГОСТ 11503) -для АВТ -для секции 001 КТ-1/1 2. Температура вспышки, определяемая в открытом тигле, °С, не ниже (ГОСТ 4333 или ASTM D 92) 3. Плотность при 20 °С, кг/м ³ (ГОСТ 3900)	25 35 280 Не нормир. Опр. обяз.	3 раза в сутки 1 раз в сутки по заказу
Деасфальтизат 1 ступени	Вязкость кинематическая при 100 °С, мм ² /с, не менее (ГОСТ 33 или ASTM D 445) -для КС-19п, в пределах Цвет на колориметре ЦНТ, ед.ЦНТ, не более (ГОСТ 20284) Плотность при 20 °С, кг/м ³ (ГОСТ 3900)	25,0 27,0 5,5 Не нормир. Опр. обяз.	3 раза в сутки 3 раза в сутки по заказу
Деасфальтизат на 43/103	Вязкость кинематическая при 100 °С, мм ² /с, не более (ГОСТ 33 или ASTM D 445) Плотность при 20 °С, кг/м ³ (ГОСТ 3900)	40,00 Не норм. Опр.обяз.	1 раз в сутки по заказу
Асфальт 1 ступени	Температура размягчения по КиШ, °С, не ниже (ГОСТ 11506)	45	1 раз в 10 дней При выводе на уст.19/3 1 раз в сутки
Циркулирующий пропан	Массовая доля компонентов, % (ГОСТ 10679): -сумма углеводородов C ₁ и C ₂ , не более -сумма углеводородов C ₃ , не менее -сумма углеводородов C ₄ , не более	2,30 93,00 4,70 1,00	1 раз в неделю и при закачке свежего пропана

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

	-сумма углеводов C ₅ и выше, не более		
--	--	--	--

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

3. НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ.

3.1. Имеющиеся недостатки на стадии регенерации пропана из асфальтового раствора

На стадии регенерации пропана из асфальтового раствора имеются следующие недостатки:

- 1) из-за высокой вязкости асфальта затрудняется отделение пропана и поэтому асфальт пенится;
- 2) отпаривание полностью не удаляет пропан, остатки пропана с асфальтом откачиваются паровым насосом Н-5 в трубопровод, где имеют место газовые пробки;
- 3) поршневой насос Н-5 из-за необходимости откачки пенящегося асфальта расходует избыточное количество пара.

Цель работы - посредством применения антипенной присадки добиться экономии энергозатрат и снижения потерь пропана в процессе деасфальтизации.

В связи с поставленной задачей специалистами производства №3 совместно с отделом ПО ПТС проведен опытный пробег на установке деасфальтизации 36/3№4 в декабре 2004г.

3.2. Лабораторные исследования по применению антипенной присадки

Выполнены анализы следующих продуктов:

- асфальт 1 ст;
- присадка ПМС-200А;
- концентраты ПМС-200А в средневязком компоненте.

Характеристика качества асфальта 1 ступени

Табли-

ца 3.1

Наименование показателя	Асфальт 1 ступени					
	18.11.04	25.11.04	17.12.04	24.12.04	28.12.04	29.12.04
КиШ, °С	49,0	49,4	52,2	55,5	52	52,6
Содержание серы, %	1,58	1,62	1,58	1,74	1,64	1,58

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

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Коксуемость по Конрадсу, %	16,8	16,3	16,6	14,7	19,8	17,5
Плотность, г/см ³	1,0161	1,0407	1,0184	1,0236	1,0369	1,0197
Показатель рН водной вытяжки	5,5	5,0	6,9	6,9	6,9	7,0

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

2.5.1.1 Качество присадки ПМС-200А

Таблица 3.2.

Наименование показателя	Норма ОСТ 6-02-20-79	Используемая
Внешний вид	Бесцветная маслянистая жидкость	Бесцветная маслянистая жидкость
Вязкость кинематическая при 100°С, мм ² /с, сСт	40-110	107,65
Содержание кремния, %	36-39	36
Содержание механических примесей, %	отсутствие	отсутствие
Температура вспышки в открытом тигле, °С	не менее 255	270

В период опытного пробега с 22.11.04 г. по 29.12.04 г. фиксировались параметры технологического режима установки.

Рассматривались основные факторы, которые снижают активность действия антипенных присадок:

- 1) качество асфальта;
- 2) температурные перегревы, в технологическом процессе;
- 3) пеногасящая способность присадки в зависимости от способа приготовления масляного раствора;
- 4) качество присадки ПМС-200А.

Программой пробега, были предусмотрены и проведены следующие подготовительные мероприятия:

1. Смонтирована временная схема подачи концентрата присадки ПМС-200А на участке трубопровода входа асфальта в печь П-1. В качестве дозирующего устройства использовался “Лубрикатор” (станция смазочная многоотводная) марки 11-04-ОУХП-4, производительностью 0,25л/час, мощностью 0,05кВт.

2. Приготовлены концентраты присадки ПМС-200А в остаточном компоненте 10% и 15%, и 5% и 1% в средневязком компоненте. Данные концентраты вводились в асфальтовый раствор.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

3. Для отбора асфальта специально изготовлен герметичный пробоотборник с целью минимизации попадания в него воздуха. Пробоотборник должен обеспечить определение содержания пропана в газовой (над асфальтом) части и в асфальте.

4. Для определения пропана в газовой части над асфальтом применялся газохроматографический метод. Так как по условиям метода необходимо наличие метана, а в период опробования метода установлено что, в газовой части над асфальтом метан отсутствует, поэтому метан вводился меткой и его содержание принято постоянным равным 0,01% масс.

3.3. Обоснование выбора антипенной присадки и проведение пробега

Основная функция противопенных присадок заключается в облегчении выделения пузырьков газа из масляной части. По аналогии действия противопенных присадок в маслах построена работа по определению эффективности присадки ПМС-200А для отделения пропана от асфальта процесса деасфальтизации.

Асфальт как очень вязкий продукт (КиШ 49-55⁰С) обладает свойством удерживать пузырьки газа и таким образом сохранять устойчивость пены. Стабильность пены зависит от прочности плёнок образуемых вязким продуктом вокруг пузырьков пропана.

Противопенные присадки снижают прочность поверхностных плёнок, разделяющих газы пузырьки и жидкую фазу. Поверхностная плёнка под действием некоторых факторов способна изменить свою толщину. Под действием ПАВ адсорбированных плёнкой, сама плёнка становится тоньше, теряет эластичность и, наконец, достигнув некоторой минимальной критической толщины, разрушается. Функциональное действие антипенных присадок связывают со снижением поверхностного натяжения на границе раздела жидкости и газа.

В качестве противопенных присадок применяются полиметилсилоксаны, на их основе получают ПМС-200А.

Эффективность действия подобных ПАВ зависит от нескольких факторов:

1. Максимальное антипенное действие достигается, если силоксаны нерастворимы в той среде, для которой предназначены [17].

2. Они должны быть тонко диспергированы для достаточной стабильности, и иметь более низкое поверхностное натяжение, чем среда, для которой применяются.

Поверхностное натяжение полисилоксанов $\sigma \sim 21 \text{ мН/м}$ [18], это меньше расчётной величины поверхностного натяжения асфальта $\sigma \sim 56,4 \text{ мН/м}$ [19].

3. Кроме этого, силоксановые пеногасители эффективны в кислой, нейтральной и слабощелочной среде. В сильнощелочной среде эффективность их в значительной

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

степени теряется. Они химически индифферентны, практически нелетучие и физиологически совершенно безвредны.

Показатель рН водной вытяжки асфальта равен 5,0-7,0 (таблица 3.1). Показатель рН водной вытяжки остаточного и средневязкого компонента равен 6,8 и 7,0 соответственно. Условия среды удовлетворяют эффективности применения присадки ПМС-200А.

4. Вследствие высокой термической стабильности они не разлагаются даже при максимально высоких рабочих температурах. Как известно термическая деструкция полисилоксанов начинается при 250-300°C и интенсивно протекает при 350°C. Температура, которой подвергается концентрат ПМС-200А в схеме установки 36/3-4, при подаче перед П-1, находится в пределах 65-230°C.

Качество асфальта приведено в таблице 3.1. Изменения качественных показателей асфальта от введения ПМС-200А не отмечено.

Жидкие силоксаны являются наиболее эффективными противопенными агентами при концентрациях в пределах от 0,0001 до (максимально) 0,001% [18].

Расчётное количество ПМС-200А на асфальт в пробеге, при условии попадания 1% концентрата (~1,9 г/час присадки) и асфальта от 11 до 15 т/час в зависимости от кратности пропана к гудрону, составляет от 0,000017 до 0,000012% масс. соответственно.

Подаваемая концентрация ПМС-200А в пробеге в 10 раз меньше рекомендуемой в литературе. Производительность “Лубриката” величина ограниченная и постоянная, применение присадки ПМС-200А без раствора масла не представляется возможным, так как присадка имеет высокую вязкость и не продавливается по системе, из-за этого лубрикатор выходит из строя.

Из опыта введения концентрата 10 и 15 % в остаточном компоненте можно сделать вывод, что данный раствор крайне нестабилен из-за высокой вязкости остаточного компонента.

Зависимость содержания пропана в асфальтовой части от расхода пара с подачей 1% концентрата ПМС-200А в остаточном компоненте

Таблица 3.3

Наименование показателя	21.11.04	22.11.04	23.11.04	24.11.04	25.11.04
Расход пара в К-3, т/час	0,6	0,5	0,4	0,2	0,0
Содержание пропана в газовой части, % масс.	11,7	1,95	0,1	1,54	7,7
Содержание пропана в асфальтовой части, % масс.	$1,5 \cdot 10^{-4}$	$1,7 \cdot 10^{-5}$	$0,8 \cdot 10^{-7}$	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$

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

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Стабильность лабораторных смесей присадки ПМС-200А в средневязком компоненте

Таблица 3.4

Наименование компонента, показатель стабильности	Номер смеси				
	1	2	3	4	5
Средневязкий компонент, %	100,0	99,0	97,5	95,0	90,0
Присадка ПМС-200А, %	0,0	1,0	2,5	5,0	10,0
Вязкость кинематическая при 100°С, сСТ:					
- после смешения	5,13	5,23	5,33	5,39	-
- после отстаивания в течении 5 суток	5,13	5,23	5,23	5,24	5,25
Внешний вид смеси после 5 суток	Однородная	Однородная	Неоднородная (расслоение)		

Из таблицы видно, что после отстаивания в течение 5 суток наиболее стабилен 1% концентрат ПМС-200А. Если учесть, что при подаче концентрата на установке не применяется перемешивающее устройство, то наиболее пригоден 1% концентрат.

Эффективность различных способов приготовления концентратов определялась с помощью лабораторных образцов (таблица 3.4) по пеногасящей способности.

Пеногасящая способность присадки ПМС-200А
в зависимости от способа приготовления смеси

Таблица 3.5

Наименование компонента	Номер лабораторной смеси		
	1	2	3
Средневязкий компонент, %	100,00	99,997	99,70
Присадка ПМС-200А, %	-	0,003	-
Концентрат присадки ПМС-200А (1%), %	-	-	0,3
Склонность к пенообразованию (ASTM D 892-92), см ³ :			
- при 24°С	40	10	5
- при 94°С	30	30	30
- при 24°С после испытания при 94 °С	40	10	5

Качество применяемой антипенной присадки ПМС-200А удовлетворяет всем требованиям ОСТ 6-02-20-79 (таблица 3.2).

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

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

В таблице 16 приведены основные среднесуточные параметры технологического режима установки во время опытного пробега.

В таблице 17 приведены результаты по содержанию пропана в асфальте в период опытного пробега при подаче в асфальт 1 % концентрата ПМС-200А в средневязком компоненте.

Следует отметить недостатки временной схемы подачи ПМС. Это видно по результатам содержания пропана в асфальте. При увеличении кратности пропана к гудрону, (17.12.04 по 22.12.04г) необходимо также увеличивать подачу ПМС, поэтому необходимо иметь дозирующее устройство с переменной производительностью.

Присадка ПМС-200А оказывает положительное влияние на процесс отделения пропана от асфальта, содержание пропана в асфальте уменьшилось на порядок с $1,5 \cdot 10^{-4}$ % без присадки до $6,1 \cdot 10^{-5}$ % вес в период пробега.

В период исключения подачи пара в колонну К-3 (с 24 по 28.12.04г) при непрерывной подаче присадки ПМС-200А, содержание пропана в асфальте не увеличивается и сохраняется на уровне $4,3 \cdot 10^{-5}$ % мас. Визуально асфальт не пенится, объём асфальта уменьшился, а наполнение колонны К-3 стабильно удерживается в пределах 30-32%.

Поэтому при подаче ПМС-200А на установке можно исключить подачу пара в отпарную колонну К-3 и, следовательно, на 0,5 т/час уменьшится расход пара на установку. Экономия пара на установке 3б/3-4 составит около 4 тыс. тонн в год. В экономической части дипломного проекта приведён расчёт экономического эффекта от внедрения схемы подачи антипенной присадки вместо пара в колонну К-3 без затрат на монтаж схемы.

Среднесуточные параметры технологического режима установки в период опытного пробега

Таблица

3.6

Наименование параметра	Норма регламента	16.12.04	17.12.04	20.12.04	21.12.04
Температура в Э-1, °С	60-95	77,4	74,3	65,26	65,4
Температура в Э-1а, °С	100-110	92,0	92,3	98,7	99,9
Температура в Э-1б, °С	140-150	144,5	143,5	145,5	145,7
Температура в Э-2б, °С	150-160	156,2	155,6	156,7	156,9
Температура пропана из Т-4, °С	46-48	47,4	46,5	47,5	48

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

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Температура пропана из Т-4а, °С	46-48	48,6	47,3	47,3	47,8
Расход пропана в К-1, м ³ /ч.	120±20	120,2	126,9	137,0	137,3
Расход пропана в К-1, второй поток, м ³ /ч.	10±1	10,4	11,0	10,9	10,6
Температура верха К-1, °С	79±2	78,5	78,9	79,0	79,0

Продолже-

ние таблицы 3.6

22.12.04	23.12.04	24.10.04	27.12.04	28.12.04	29.12.04
66,4	66,4	66,2	66,7	65,3	65,8
101,4	104,1	106,3	102,9	102,6	101,6
145,7	146,5	146,6	145,3	142,6	146,3
156,9	156,6	157,1	156,9	154,8	156,0
48,0	48,3	48,2	48,0	47,7	48,2
47,8	47,9	47,5	48,1	47,8	48,2
131,7	121,1	120,1	114,4	109,3	112,0
10,6	6,2	11,1	12,2	10,7	11,0
79,0	78,9	79,0	78,9	78,1	79,5

Параметры технологического режима установки в период опытного пробег

Таблица 3.7

Наименование параметра	Без при- садки	С присадкой ПМС-200А			
	15- 19.11.04	16.12.04	17.12.04	20.12.04	21.12.04
Расход пара на установку, т/ч.	7,2	6,55	6,5	7,2	7,2
Температура пара, °С	190,6	180,3	192,8	208,7	184,0
Давление пара, кгс/см ²	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7

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

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Расход гудрона в К-1, м ³ /ч.	15,0	17,0	19,0	20,0	18,7
Уровень в К-7, %	39,9	40,4	40,6	38,7	38,7
Расход асфальта в К-3, м ³ /ч.	22,8	25,9	28,6	29,7	27,2
Уровень в К-3, %	23,9	31,6	30,6	31,3	21,5
Расход пара в К-3, т/ч.	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4
Содержание пропана в пробе над асфальтом, %мас.	11,70	12,32	11,96	9,30	12,73
Содержание пропана в асфальте, %мас.	1,5*10 ⁻⁴	1,9*10 ⁻⁴	9,0*10 ⁻⁴	1,2*10 ⁻⁵	7,7*10 ⁻⁵

Продолжение таблицы 3.7

С присадкой ПМС-200А

22.12.04	23.12.04	24.12.04	27.12.04	28.12.04	29.12.04
7,2	6,5	6,4	7,0	6,4	6,7
184,1	192,0	199,7	208,0	200,3	207,5
9,7	9,3	9,4	9,0	9,0	9,3
15,9	15,0	15,0	15,0	14,8	15,0
40,1	40,1	39,6	40,1	36,1	37,0
27,2	20,9	21,0	20,0	19,3	20,6
32,93	32,9	33,5	28,9	29,7	29,9
0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4
12,76	0,18	2,9	3,5	14,8	12,3
6,15*10 ⁻⁵	8,2*10 ⁻⁷	3,2*10 ⁻⁵	2,9*10 ⁻⁵	6,8*10 ⁻⁵	6,1*10 ⁻⁵

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

3 АВТОМАТИЗАЦИЯ И АСУ ТП

4.1 Отделение регенерации пропана из раствора асфальта

Раствор асфальта с низа колонны К-1 в результате перепада давления непрерывно выводится через клапан регулятора уровня в теплообменник Т-1а.

Давление асфальта на входе в П-1 контролируется прибором поз. PIA-26. При понижении давления до 1,0 МПа (10 кгс/см²) срабатывает световая и звуковая сигнализация. Расход асфальта из К-1 в П-1 регулируется регулятором расхода поз. FCSA-24, регулирующий клапан установлен на линии выхода асфальта из К-1. При понижении расхода асфальта до 10 м³/ч срабатывает световая и звуковая сигнализация, при понижении расхода до 5 м³/ч срабатывает блокировка по отключению топливных насосов Н-9, Н-9а (с задержкой по времени 5 минут). Температура паров пропана на входе и выходе из Т-1а контролируется приборами поз. TI-29, TI-30.

Температура асфальта на входе и выходе из Т-1а контролируется приборами поз. TI-27, TI-28. Температура асфальта на выходе из печи П-1 регулируется регулятором температуры поз. TCA-31 (220-260°C), регулирующий клапан установлен на линии подачи топлива к форсункам печи. При понижении температуры асфальта на выходе из печи до 220°C и повышении температуры до 260°C срабатывает световая и звуковая сигнализация. Температура перевалов печи П-1 (не выше 750°C) контролируется прибором поз. TI-35, TI-36, TI-37. Температура дымовых газов из П-1 (не выше 450°C) контролируется прибором поз. TI-34.

Верхний уровень в К-7 контролируется прибором поз. LIA-38. При повышении уровня до 80 % срабатывает световая и звуковая сигнализация. Нижний уровень в К-7 регулируется регулятором уровня поз. LCA-39, регулирующий клапан установлен на линии вывода асфальта в К-3. Давление в К-7 (не более 20,0 кгс/см²) контролируется прибором поз. PI-42. Температура в К-7 (не более 260°C) контролируется прибором поз. TI-43.

Расход асфальта из К-7 в К-3 контролируется прибором поз. FI-40. Температура асфальта на входе в К-3 контролируется прибором поз. TI-44. Расход пара в К-3 (350-600 кг/ч) регулируется регулятором расхода поз. FC-45, регулирующий клапан установлен на линии подачи пара в К-3. Уровень К-3 регулируется регулятором уровня поз. LCA-47, регулирующий клапан установлен на линии подачи пара к насосам Н-5, Н-5а. При повышении уровня до 90 % срабатывает световая и звуковая сигнализация. Температура низа К-3 (не выше 230°C) контролируется прибором поз. TI-50.

Температура асфальта после Т-7 (не выше 180°C) контролируется прибором поз. TIA-51. При понижении температуры асфальта до 80°C и повышении до 180°C срабатывает световая и звуковая сигнализация. Давление на выкиде Н-5, Н-5а регистри-

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

руется прибором поз. PIA-52. При повышении давления до 2,0 МПа(20 кгс/см²) срабатывает световая и звуковая сигнализация.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

4 5. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНИДЕЯТЕЛЬНОСТИ

5.1 . Охрана труда

5.1.1. Анализ организации работ по охране труда на предприятии

Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды на Омском НПЗ – часть общей системы управления предприятия, включающая организационную структуру предприятия, функциональные обязанности руководства, структурных подразделений и должностных лиц, а также методы, процедуры, технологии, ресурсы и процессы, необходимые для осуществления комплекса мероприятий по обеспечению промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды.

Система управления строится на принципах, изложенных в международных стандартах OHSAS 18001:1999 и ISO 14001:2001, и охватывает все виды деятельности предприятия.

Основными задачами Системы управления являются:

- определение, актуализация и декларирование миссии, стратегических целей и обязательств предприятия в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды;
- организация взаимодействия по вопросам промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды с органами государственного надзора, Компанией, структурными подразделениями Предприятия, партнерами по совместной деятельности, подрядными организациями, компаниями-страховщиками;
- разработка и актуализация локальной нормативной документации;
- разработка и реализация программ и планов мероприятий по обеспечению промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды;
- мониторинг и контроль в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды;
- внедрение единой системы отчетности по вопросам промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды;
- анализ Системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды со стороны руководства предприятия.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

5.1.2. Служба производственного контроля за промышленной безопасностью и охраной окружающей среды.

Служба производственного контроля за промышленной безопасностью и охраной окружающей среды (далее – Служба производственного контроля за ПБ и ООС) является структурным подразделением Предприятия по организации и координации работ по обеспечению промышленной безопасности и осуществлению производственного контроля за соблюдением ее требований, созданием безопасных и здоровых условий труда, предотвращением загрязнения окружающей среды и рациональным природопользованием.

Задачи и функции Службы, ее взаимодействие с другими структурными подразделениями предприятия устанавливаются Положением о службе производственного контроля за промышленной безопасностью и охраной окружающей среды ОАО “Сибнефть-ОНПЗ”. Службу возглавляет начальник Службы.

Отдел промышленной безопасности и охраны труда (далее – Отдел ПБ и ОТ) является структурным подразделением Службы по организации и координации работ по обеспечению промышленной безопасности и выполнению требований охраны труда. Руководство Отделом ПБ и ОТ осуществляет начальник Отдела ПБ и ОТ.

Задачи и функции отдела ПБ и ОТ, его взаимодействие с другими подразделениями предприятия устанавливаются Положением об Отделе промышленной безопасности и охраны труда Службы производственного контроля за промышленной безопасностью и охраной окружающей среды ОАО “Сибнефть-ОНПЗ”. Руководство Отделом ПБ и ОТ осуществляет начальник Отдела ПБ и ОТ.

Отдел охраны окружающей среды (далее – Отдел ООС) является структурным подразделением Службы по контролю за состоянием и обеспечением охраны окружающей среды от загрязнения выбросами вредных веществ и промышленными отходами.

Задачи и функции Отдела ООС, его взаимодействие с другими подразделениями предприятия устанавливаются Положением об Отделе охраны окружающей среды Службы производственного контроля за промышленной безопасностью и охраной окружающей среды ОАО “Сибнефть-ОНПЗ”. Руководство Отделом ООС осуществляет начальник Отдела ООС.

Специализированная лаборатория технического надзора (далее – СЛТН) является структурным подразделением Службы, осуществляющим контроль за техническим состоянием и безопасной эксплуатацией производственного оборудования, трубопроводов, грузоподъемных механизмов, зданий и сооружений объектов предприятия.

Задачи и функции СЛТН, ее взаимодействие с другими подразделениями предприятия определяются Положением о Специализированной лаборатории технического надзора службы производственного контроля за промышленной безопасностью ОАО “Сибнефть-ОНПЗ”. Во главе СЛТН находится начальник СЛТН.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

В состав СЛТН входят:

- Отдел технического надзора;
- Отдел технического контроля и диагностики.

Военизированный газоспасательный отряд (далее – ВГСО) является структурным подразделением Службы по вопросам газовой безопасности на предприятии. Во главе ВГСО находится командир ВГСО.

Задачи и функции ВГСО, его взаимодействие с другими подразделениями предприятия определяются Положением о Военизированном газоспасательном отряде ОАО “Сибнефть-ОНПЗ”.

5.1.3. Специальные комитеты и комиссии по вопросам промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды.

Постоянно действующие комиссии по промышленной безопасности и охране труда (далее – ПДК) – органы производственного контроля за промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Их структура и порядок организации работы определяются Положением о постоянно действующих комиссиях по промышленной безопасности и охране труда.

ПДК подразделений предприятия создаются в структурных подразделениях предприятия согласно Перечню подразделений ОАО “Сибнефть-ОНПЗ” с постоянно действующими комиссиями по промышленной безопасности и охране труда, приведенному в приложении к Положению о постоянно действующей комиссии по промышленной безопасности и охране труда, и осуществляют производственный контроль за промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды на уровне подразделений предприятия. Организация и состав ПДК подразделений предприятия определяются приказами руководителей подразделений. Руководство ПДК подразделения предприятия осуществляет главный инженер подразделения (или при его отсутствии в структуре подразделения предприятия - заместитель руководителя подразделения предприятия).

ПДК Предприятия создается приказом Генерального директора Предприятия. Председателем ПДК Предприятия является главный инженер Предприятия. Заместителем председателя ПДК Предприятия является заместитель главного инженера – Начальник Службы производственного контроля за ПБ и ООС.

Комиссия по охране труда Предприятия – орган совместного контроля администрации и профсоюзного комитета предприятия за соблюдением прав и интересов работников в области охраны труда.

Задачи и функции комиссии по охране труда, а также взаимодействие с государственными органами управления, надзора и контроля за охраной труда, профессиональны-

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ми союзами, службой охраны труда предприятия устанавливаются Положением о комиссии по охране труда ОАО “Сибнефть-ОНПЗ” .В состав комиссии по охране труда входят на равных правах, с одной стороны, представители администрации предприятия, а с другой – уполномоченные профсоюзного комитета по охране труда.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

5.2 Организационная структура Системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды в ОАО «Сибнефть-ОНПЗ»

3. Инструктажи по охране труда.

Весь персонал Предприятия проходит первоначальное (при приеме на работу) и текущее обучение в соответствии с ГОСТ 12.0.004-90 “Организация обучения безопасности труда”, “Порядком обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций”, утв. Постановлением Минтруда № 1 и Минобразования № 29 от 13.01.2003, инструкцией IV-ПБ-1 “Положение о порядке инструктажа и обучения рабочих, руководителей, специалистов и служащих безопасным приемам и методам работы на ОАО “Сибнефть-ОНПЗ”.

Обучение и проверка знаний по промышленной безопасности и охране труда персонала Предприятия проводятся независимо от характера и степени опасности производства, а также стажа работы и квалификации работающих по данной профессии или должности.

Обучение персонала Предприятия безопасным методам и приемам труда предусматривает:

- вводный инструктаж;
- первичный инструктаж на рабочем месте;
- повторный инструктаж;
- производственное обучение;
- стажировка;
- внеплановый инструктаж;
- целевой инструктаж.

Подготовка работников, эксплуатирующих опасные производственные объекты, подконтрольные Госгортехнадзору России, проводится в образовательных и/или необразовательных организациях, имеющих лицензию Госгортехнадзора России на подготовку кадров для потенциально опасных промышленных производств и объектов.

Аттестации или проверке знаний работников по промышленной безопасности предшествует их подготовка по программам, согласованным с территориальным органом Госгортехнадзора России.

Обучение по охране труда и промышленной безопасности осуществляется при всех формах повышения квалификации, проводимого Предприятием.

Методическое руководство, контроль за своевременным проведением обучения и проверкой знаний по охране труда и промышленной безопасности, а также своевре-

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

менным и правильным оформлением документации о результатах обучения и проверки знаний осуществляет Служба производственного контроля за ПБ и ООС.

Работники обеспечиваются администрацией Предприятия стандартами ССБТ, правилами, инструкциями по охране труда, должностными и производственными инструкциями, другими нормативными документами, соблюдение которых при выполнении работ обеспечивает безопасные и здоровые условия труда.

5.3.1 Вводный инструктаж.

Вводный инструктаж по безопасности труда на Предприятии проводят со всеми вновь принимаемыми на работу независимо от их образования, стажа работы по данной профессии или должности, с временными работниками, командированными, учащимися и студентами, прибывшими на практику, экскурсантами.

Для профессий, связанных с выполнением работ, предусмотренных приказом Минздравмедпрома России от 14.03.1996 № 90 “О порядке проведения предварительных и периодических медицинских осмотров работников и медицинских регламентах допуска к профессии”, вводный инструктаж проводится после предъявления справки о результатах предварительного медосмотра.

Вводный инструктаж предусматривает ознакомление инструктируемых с правилами внутреннего трудового распорядка, специфическими особенностями производства, опасностями, основными требованиями промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды.

Вводный инструктаж проводит специалист отдела ПБ и ОТ с привлечением специалистов ВГСО Службы производственного контроля за ПБ и ООС и пожарной охраны. Вводный инструктаж проводится в полном объеме независимо от числа присутствующих.

Для проведения вводного инструктажа по специальным вопросам могут привлекаться специалисты соответствующих служб.

Вводный инструктаж проводят по программе, разработанной Службой производственного контроля за ПБ и ООС с учетом требований стандартов ССБТ, правил, норм и инструкций по охране труда, а также всех особенностей производства, утвержденной главным инженером Предприятия по согласованию с профсоюзным комитетом.

О проведении вводного инструктажа работником Службы производственного контроля за ПБ и ООС делается запись в журнале регистрации вводного инструктажа с обязательной подписью инструктируемого и инструктирующего.

Журнал регистрации вводного инструктажа хранится в Службе производственного контроля за ПБ и ООС.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

5.3.2. Первичный инструктаж на рабочем месте.

Цель первичного инструктажа на рабочем месте – обучение каждого рабочего правильным и безопасным приемам и методам труда. В ходе инструктажа инструктируемый знакомится с оборудованием, приспособлениями, их характеристикой и конструктивными особенностями, возможными опасностями, безопасными приемами труда, порядком подготовки рабочего места, применения защитных средств и правилами оказания доврачебной помощи.

Каждый рабочий, поступающий вновь, меняющий свою специальность или переводимый из другого подразделения Предприятия до допуска к самостоятельной работе должен пройти первичный инструктаж по промышленной безопасности и охране труда, пожарной безопасности, промышленной санитарии, газовой безопасности в соответствии с требованиями раздела 2.2 инструкции IV-ПБ-1.

5.3.3 Повторный инструктаж.

Повторный инструктаж проходят все рабочие, за исключением лиц, которые не связаны с обслуживанием, испытанием, наладкой и ремонтом оборудования, использованием инструмента, хранением и применением сырья и материалов согласно ГОСТ 12.0.004-90.

Повторный инструктаж проводится не реже одного раза в полугодие.

По согласованию с профсоюзным комитетом и соответствующими местными органами государственного надзора для некоторых категорий работников может быть установлен более продолжительный (до 1 года) срок проведения повторного инструктажа.

Повторный инструктаж проводят индивидуально или с группой работников, обслуживающих однотипное оборудование и в пределах общего рабочего места по программе первичного инструктажа на рабочем месте в полном объеме.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

5.3.4. Производственное обучение безопасным методам и приемам труда.

Все вновь поступившие на работу рабочие после проведения первичного инструктажа на рабочем месте проходят производственное обучение по безопасным методам и приемам труда в объеме не менее 10 часов. При подготовке рабочих по профессиям, к которым предъявляются дополнительные (повышенные) требования безопасности труда, а также по профессиям и работам, связанным с обслуживанием объектов, подконтрольных органам государственного надзора в промышленности, строительстве, на транспорте и др., в объеме не менее 20 часов при подготовке на производстве.

Обучение проводится по программам, утвержденным главным инженером и составленным на основе типовых программ по безопасности труда.

5.3.5. Стажировка

Рабочие после прохождения первичного инструктажа на рабочем месте и производственного обучения в течение первых 2-14 рабочих смен или дней (в зависимости от характера работы, квалификации) проходят стажировку под руководством лиц, назначенных распоряжением по структурному подразделению предприятия

Руководство структурного подразделения предприятия, по согласованию со Службой производственного контроля за ПБ и ООС и профсоюзным комитетом, может освобождать от стажировки работника, имеющего стаж по специальности не менее 3-х лет, переходящего из одного структурного подразделения предприятия в другой, если характер его работы и тип оборудования, на котором он работал ранее, не меняется.

5.3.6. Проверка знаний и допуск к самостоятельной работе.

Перед допуском к самостоятельной работе после вводного инструктажа, первичного инструктажа на рабочем месте, производственного обучения и стажировки проводится проверка знаний.

Проверка знаний работников осуществляется экзаменационной комиссией, утвержденной приказом (распоряжением) по Предприятию.

Проверка знаний должна проводиться в индивидуальном порядке:

- у руководителей и специалистов по утвержденным программам Предприятия и билетам, согласованным с Госгортехнадзором РФ (Омским ОГТО);
- у других работников по утвержденному Перечню инструкций по охране труда и по производственным инструкциям.

Результат проверки знаний отмечается в протоколе проверки знаний.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Очередная проверка знаний у рабочих проводится не реже одного раза в год с момента сдачи экзамена по графику, разрабатываемому в каждом структурном подразделении, с указанием календарной даты очередной проверки знаний.

Графики проверки знаний доводятся непосредственными руководителями до сведения рабочих не позднее, чем за 15 дней до дня проверки знаний.

Если работник при проверке знаний показал неудовлетворительные знания по охране труда, то он к самостоятельной работе не допускается, должен пройти дополнительное обучение и не позднее одного месяца вновь пройти проверку знаний.

Внеочередная проверка знаний у рабочих проводится:

- при изменении производственного (технологического) процесса, замене или модернизации оборудования и механизмов;
- при введении в действие новых правил и норм безопасности, инструкций по охране труда и безопасному ведению работ;
- в случае нарушений работниками требований правил безопасности и инструкций по охране труда;
- по приказу или распоряжению вышестоящей организации;
- по требованию органов государственного надзора и контроля, в случае обнаружения недостаточных знаний работниками инструкций по охране труда и безопасному ведению работ.

Перечень вопросов для внеочередной проверки знаний устанавливается в каждом конкретном случае руководством предприятия, в т. ч. с учетом предписаний органами государственного надзора.

5.3.7. Внеплановый инструктаж на рабочем месте.

В особых случаях, вызванных производственной необходимостью, с рабочими должен проводиться внеплановый инструктаж по безопасному ведению работ.

Внеплановый инструктаж проводится ранее установленного срока в случаях:

- изменения технологического процесса, модернизации или замены оборудования, приспособлений и инструментов, изменения исходного сырья, материалов и других изменений;
- нарушения работающими инструкций, правил, норм, а также использования неправильных приемов и методов труда, которые могли привести к аварии или несчастному случаю;
- при введении новых правил и инструкций по безопасному ведению работ, стандартов ССБТ, информационных писем и сообщений о несчастных случаях и приказов по вопросам охраны труда;

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

- по требованию органов государственного надзора или администрации предприятия;
- при перерывах в работе – для работ, к которым предъявляются дополнительные (повышенные) требования безопасности труда более чем на 30 календарных дней, а для остальных работ – 60 дней;

Внеплановый инструктаж проводится непосредственным руководителем работ на рабочем месте индивидуально или с группой рабочих одной профессии.

Объем и содержание внепланового инструктажа определяют в каждом конкретном случае в зависимости от причин и обстоятельств, вызвавших необходимость его проведения.

Лица, которые по каким-либо причинам (отпуск, болезнь, командировка и др.) отсутствовали при проведении внепланового инструктажа, проходят инструктаж в день выхода на работу.

5.3.8. Целевой инструктаж на рабочем месте.

Целевой инструктаж проводится при выполнении разовых работ, не связанных с прямым выполнением работ по специальности, т. е. не входящими в перечень инструкций для данной профессии (погрузка, разгрузка, уборка территории, разовые работы вне территории подразделения, предприятия и т. п.), а также при ликвидации последствий аварий, стихийных бедствий и катастроф; при производстве работ, на которые оформляется наряд-допуск, разрешение и другие документы.

Целевой инструктаж оформляется в журнале регистрации инструктажа на рабочем месте или в личной карточке работника,(Приложение №2) а при выполнении работ по наряду-допуску или по разрешению запись о проведении инструктажа вносится также и в эти документы.

5.4. Инструкция по охране труда для оператора технологической установки 36/3№4.

Инструкция разработана в соответствии с "Методическими рекомендациями по разработке государственных нормативных требований охраны труда" утвержденных Постановлением Министерства труда Российской Федерации № 80 от 17 декабря 2002 года.

Инструкция определяет охрану труда и меры безопасности, которые должны выполнять оператор при обслуживании оборудования, коммуникаций установки.

Кроме настоящей инструкции в своей работе операторы должны руководствоваться:

- технологическим регламентом;
- технологической инструкцией;

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

- функциональными обязанностями машиниста компрессоров, определенными «Положением о системе управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды ОАО «Сибнефть-ОНПЗ»;
- должностными инструкциями;
- инструкциями по охране труда и промышленной безопасности;
- инструкциями по эксплуатации и обслуживанию оборудования;
- инструкциями по пожарной безопасности;
- правилами внутреннего трудового распорядка ОАО «Сибнефть-ОНПЗ»;
- планом локализации аварийных ситуаций (ПЛАС);
- положением о системе производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности и охраны труда в ОАО «Сибнефть-ОНПЗ».

Данная инструкция включает в себя следующие разделы:

1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ ОХРАНЫ ТРУДА

1.1 Обучение и проверка знаний.

1.2 Соблюдение правил внутреннего распорядка,

режимов труда и отдыха.

1.3 Опасные и вредные производственные факторы.

1.4 Правила применения спецодежды, спецобуви и

средств индивидуальной защиты.

1.5 Порядок уведомления администрации об авариях,

инцидентах, несчастных случаях.

1.6 Правила личной гигиены.

1.7 Производственная санитария.

1.8 Требования по обеспечению

взрывопожаробезопасности объекта.

2. ТРЕБОВАНИЕ ОХРАНЫ ТРУДА ПЕРЕД НАЧАЛОМ РАБОТЫ

2.1 Правила приема, передачи смены.

3. ТРЕБОВАНИЕ ОХРАНЫ ТРУДА ВО ВРЕМЯ РАБОТЫ.

3.1 Безопасное содержание рабочего места.

3.2 Безопасная эксплуатация оборудования.

3.3 Безопасная эксплуатация установки в зимнее время.

3.4 Безопасная эксплуатация сетей канализации.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

- 3.5 Безопасное проведение огневых работ.
- 3.6 Безопасное проведение отбора проб.
- 3.7 Безопасное проведение работ на высоте.
- 3.8 Требования безопасности при передвижении

по дорогам ОАО «Сибнефть-ОНПЗ»

- 3.9 Безопасное проведение газоопасных работ.
- 3.10 Требования безопасного обращения с нефтепродуктами.
- 3.11 Безопасное проведение ремонтных работ

4. ТРЕБОВАНИЯ ОХРАНЫ ТРУДА В АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

- 4.1 Возможные аварийных ситуаций и причины, их вызывающие
- 4.2 Действия работников при возникновении аварий и аварийных ситуаций.
- 4.3 Действия работников при оказании первой помощи пострадавшим.

5. ТРЕБОВАНИЯ ОХРАНЫ ТРУДА ПО ОКОНЧАНИЮ РАБОТ

5.4. Ситуационный план по локализации аварийной ситуации

5.4.1. Характеристика установки. Установка деасфальтизации гудрона пропаном 36/3 №4 предназначена для очистки масляного гудрона, вырабатываемого на установках АВТ, КТ, от асфальто-смолистых веществ с целью получения остаточных продуктов, используемых в дальнейшем как сырье для выработки высоковязких смазочных масел и в качестве компонента сырья установки 43/103.

Освобождение гудрона от асфальто-смолистых веществ производится растворителем - сжиженным пропаном. Основным продуктом установки деасфальтизации гудрона пропаном 36/3 № 4 является деасфальтизат I степени, в остатке получается асфальт, который используется в качестве компонента сырья для приготовления битумов и топлива котельного.

5.4.2 Степень опасности и характер воздействия веществ на организм человека, индивидуальные средства защиты

Таблица 5.1

Наименование опасного вещества	Степень опасности и характер воздействия веществ на организм человека, индивидуальные средства защиты
--------------------------------	---

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Наименование опасного вещества	Степень опасности и характер воздействия веществ на организм человека, индивидуальные средства защиты
Деасфальтизат	<p>Температура вспышки: не ниже 220 °С Температура самовоспламенения: 340-380 °С</p> <p>Информация о воздействии на людей. Токсичны при нагревании-испарении компонентов, которые при обычной температуре не испаряются. При разбрызгивании токсичное действие оказывают летучие вещества, входящие в их состав. При воздействии на коже могут вызвать кожные заболевания.</p> <p>Средства защиты. При работе с высокими концентрациями углеводородов в воздухе шланговые противогазы ПШ-1, при меньших концентрациях углеводородов - фильтрующий промышленный противогаз с коробкой БКФ. Спецодежда ее стирка и очистка.</p>
Пропан	<p>Категория и группа взрывоопасной смеси – ПА-Т1 Температура вспышки: -96 °С (теор. расчет) Температура самовоспламенения: 466 °С Пределы взрываемости (объемные): от 2,1 до 9,5 % Пределы взрываемости (весовые): от 35 до 174 г/м³</p> <p>Информация о воздействии на людей. При небольших концентрациях вызывает кислородное голодание, при значительных концентрациях в воздухе приводит к смерти от удушья. Действует на организм наркотически. При попадании жидкой фазы сжиженных газов на кожу человека происходит обмораживание кожи. При попадании в глаза может произойти потеря зрения.</p> <p>Средства защиты. При невысоких концентрациях фильтрующий противогаз с коробкой БКФ, при высоких - изолирующие шланговые противогазы ПШ-1.</p>

5.4.3 Поражающие факторы аварийной ситуации

На данном технологическом блоке возможно возникновение поражающих факторов:

- воздушная ударная волна;
- тепловое излучение;
- экологическое загрязнение.

5.4.4 Количество опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов для наиболее опасного по последствиям сценария аварийной ситуации

Наиболее опасным по последствиям сценарием аварийной ситуации на установке деасфальтизации гудрона пропаном 36/3 № 4 является взрыв облака ТВС с возникновением пожара разлива при полной разгерметизации емкости для пропана, Е-1, Е-1а. В создание поражающих факторов участвует 17000 кг пропана.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

5.4.5 Размер зон действия поражающих факторов для наиболее опасного по последствиям сценария аварийной ситуации

Поражающими факторами для наиболее опасного по последствиям сценария аварийной ситуации являются ударная волна и тепловое излучение. Размеры зон действия поражающих факторов приведены в таблицах ниже.

Таблица 5.2

Характеристика зоны действия ударной волны	Размер зоны, м
Полное разрушение зданий	112
Граница области сильных разрушений: 50-70% стен разрушено или находятся на стадии разрушения	173
Граница области значительных повреждений: повреждение некоторых конструктивных элементов, несущих нагрузку	293
Граница области минимальных повреждений: разрывы некоторых соединений, расчленение конструкций	920

Таблица 5.3

Характер воздействия на человека	Интенсивность излучения, кВт/м ²	Размер зоны, м
Радиус разлития, м		9.9
Летальный исход с вероятностью 50% при длительном воздействии около 10 сек.	44.5	-
Непереносимая боль через 3-5 сек. Ожог 2 степени через 12-16 сек. Ожог 1 степени через 6-8 сек.	10.5	11.4
Непереносимая боль через 20-30 сек. Ожог 2 степени через 30-40 сек. Ожог 1 степени через 15-20 сек.	7.0	17.7
Без негативных последствий в течение неограниченного времени	1.4	51.3

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

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

5.4.6 Действия технологического персонала при возникновении аварийной ситуации

Таблица 5.4

Наименование, уровень и место аварийной ситуации	Опознавательные признаки аварийной ситуации	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) противоаварийной защиты, применяемые при подавлении и локализации аварийной ситуации (ПАЗ)	Исполнители и порядок их действий
<p>А. Разгерметизация дренажного штуцера емкости Е-1. Выброс пропана в виде жидкой и газообразной фазы.</p>	<p>1. Загазованность на аппаратном дворе, шум (свист) в районе главного постаменты, снижение давления на приеме Н-3 (Н-3а). 2. Резкое снижение уровня в рабочей пропановой емкости.</p>	<p>1. Прекратить подачу пропана из Т-4, Т-4а в Е-1 рабочую, пропан направить помимо Е-1 в Е-1а. 2. Перекрыть прием Н-3 с Е-1 рабочей, открыть прием Н-3 с Е-1а. 3. Настроить откачку Н-12 из Е-1 в Е-1а.</p>	<p>Запорная арматура.</p>	<p>Первый заметивший: - окриком предупреждает окружающих об опасности. - немедленно сообщает старшему оператору. Старший оператор: - оценивает обстановку, масштабы аварии, проверяет наличие членов бригады и другого персонала; - сообщает об аварии диспетчеру производства, по телефону прямой связи или по тел. 36-26, 36-80; - выводит нетехнологический персонал с установки; - включает паротушение вокруг печи П-1, путем открытия Пн. ЗКЛ со щита в операторной; - руководит локализацией аварии. Диспетчер производства: - сообщает службе ВГСО по тел. 32-</p>

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

Наименование, уровень и место аварийной ситуации	Опознавательные признаки аварийной ситуации	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) противоаварийной защиты, применяемые при подавлении и локализации аварийной ситуации (ПАЗ)	Исполнители и порядок их действий
				<p>04, 04, ВПО по тел. 46-92, 01 или по телефону прямой связи, администрации КПД и СО по тел. 33-68.</p> <p>Машинист компрессоров:</p> <ul style="list-style-type: none"> - понижает загрузку по пропану до 80 м³/ч; - открывает задвижку по приему пропана на Н-3 из Е-1а; - перекрывает задвижку по приему пропана на Н-3 из Е-1; - открывает задвижку по приему пропана на Н-12 из Е-1; - пускает в работу Н-12. <p>Оператор:</p> <ul style="list-style-type: none"> - открывает задвижку по входу пропана в Е-1а из Т-4, Т-4а и закрывает задвижку по входу пропана в Е-1 из Т-4, Т-4а; - открывает задвижку для перекачки пропана Н-12 из Е-1 в Е-1а; - остаточный пропан из Е-1 сбрасывается на факел.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Наименование, уровень и место аварийной ситуации	Опознавательные признаки аварийной ситуации	Оптимальные способы противоаварийной защиты (ПАЗ)	Технические средства (системы) противоаварийной защиты, применяемые при подавлении и локализации аварийной ситуации (ПАЗ)	Исполнители и порядок их действий
				<p>Машинист насосов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перекрывает дорогу, знаками «газ» на перекрестке дорог 5×15 и 4×15; - встречает службы ВГСО, ВПО.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

6. Обеспечение экологической безопасности при эксплуатации установки

36/3№4

6.1. Наличие и характеристика организованных и неорганизованных источников загрязнения окружающей среды

К организованным выбросам установки относятся: дымовые газы из дымовых труб нагревательной печи и выбросы вытяжных систем вентиляции.

К неорганизованным выбросам относятся: воздушники аппаратов, неплотности технологического оборудования аппаратного двора. Выбросы через неплотности оборудования определяются условно, процесс ведется в герметически закрытой системе.

Основными вредными веществами, выбрасываемыми в атмосферу из источников, являются: углеводороды, оксиды азота, оксиды углерода, диоксиды серы.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 установлены следующие величины предельно-допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны:

- диоксид серы	- 10 мг/м ³
- азота оксиды	- 5 мг/м ³
- оксиды углерода	- 20 мг/м ³
- углеводородов	- 300 мг/м ³

Уменьшение до или ниже регламентированного уровня (ПДК) или полная ликвидация загрязнения атмосферы выбросами наряду с другими технологическими показателями являются одним из основных критериев качества работы установки.

Периодические выбросы от вытяжных вентиляторов могут содержать небольшое количество углеводородов, в пределах предельно-допустимой концентрации (ПДК), равной 300 мг/м³.

Для уменьшения до или ниже регламентированного уровня или полной ликвидации загрязнения водных объектов сбросами жидких нефтепродуктов и пропансодержащих продуктов со сточными водами осуществляется контроль за качеством воды на содержание нефтепродукта. Содержание нефтепродукта в сточных водах с установки не должно превышать 1000 мг/л.

6.2. Способы утилизации и очистки вредных выбросов и стоков

6.2.1. Твердые отходы производства. При остановке установки на капитальный ремонт, при подготовке к ремонту производят чистку аппаратов и емкостей от нефтяного шлама, который собирают в специальные контейнеры и вывозят автотранспортом на городской полигон. (Разрешение Госкомэкологии № 330 от 05.01.2000г).

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

лица. 6.1

Наименование отхода	Место складирования, транспорт	Срок образования	Условие (метод) и место захоронения, обезвреживания, утилизации	Количество, кг/сутки (т/год)
Нефтяной шлам при чистке аппаратов и емкостей	Контейнер, автотранспорт	1 раз в год	Городской полигон	32,876 (12 т/в ремонт)
Нефтяной шлам при чистке резервуаров гудронового парка (4 резервуара)	Контейнер, автотранспорт	1 раз в 2 года	Городской полигон	57,534 (42 т/год)

6.2.3 Сточные воды. Вода из конденсатора смешения Т-5, при дренировании из Е-8, Е-14, Е-1, Е-1а, от прокачек приборов КИП, от мытья полов в насосных и компрессорной направляется в промышленную канализацию. Горячая вода с конденсаторов-холодильников Т-4, Т-4а с охлаждения компрессоров и торцевых уплотнений насосов Н-3, Н-3а сбрасывается в систему оборотной воды.

Таблица 6.4

Источник сброса	Количество образования сточных вод, м3/час	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов/место сброса	ПДК, мг/л
Промканализация (вода из Т-5, Е-8, Е-14, Е-1, Е-1а, от прокачек приборов КИП, мытья полов)	22	Очистные сооружения завода и возврат уловленного н/продукта в производство	Постоянно/на очистные сооружения	1000
Оборотная горячая вода с конденсаторов-холодильников Т-4, Т-4а, охлаждения компрессоров, насосов Н-3, Н-3а	138	-	Постоянно/на водоблок	90

Выбросы в атмосферу

Таблица 6.5

Наименование выброса	Количество образования выбросов по видам, г/сек	Периодичность выбросов	ПДК, г/сек
Дымовая труба печи П-1	Серы диоксид - 2,12 Углерода оксид- 0,03 Азота оксид- 0,0356 Азота диоксид- 0,2192 Углеводороды C ₁ -C ₅ = 0,0024 Мазутная зола- 0,0024 Бензопирен – 0,0000207	Постоянно	2,12 0,03 0,0356 0,2192 0,0024 0,0024 0,000027
Вентсистема насосной № 1	Углеводороды C ₁ -C ₅ = 0,07 Углеводороды C ₆ -C ₁₀ = 0,02	Постоянно	0,07 0,02
Вентсистема насосной № 2	Углеводороды C ₁ -C ₅ = 0,13 Углеводороды C ₆ -C ₁₀ = 0,034	Постоянно	0,13 0,034
Вентсистема компрессорной	Углеводороды C ₁ -C ₅ = 0,158 Углеводороды C ₆ -C ₁₀ = 0,042	Постоянно	0,158 0,042
Воздушник топливной емкости Е-6	Углеводороды C ₁ -C ₅ = 0,01225 Углеводороды C ₆ -C ₁₀ = 0,005	Постоянно	0,01225 0,005

Неорганизованные выбросы	Углеводороды C ₁ -C ₅ =	Постоянно	7,374 1,96
	7,374		
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀ =		
	1,96		

7. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Себестоимость – это денежное выражение текущих затрат на производство и реализацию продукции, включающее затраты на израсходованные ресурсы, заработную плату, затраты на управление и обслуживание производства. Определение себестоимости (калькулирование) ведется по статьям расходов.

В нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности при определении себестоимости продукции по технологическим процессам (производст-

					HTTP://BNBARS.MOY.SU	Лист
Изм.	Лист	№ док.им.	Подпись	Дата		59

вам), переделам или установкам устанавливается следующая номенклатура калькуляционных статей расходов:

1. Сырье и основные материалы.
2. Полуфабрикаты собственного производства.
3. Покупные изделия, полуфабрикаты и услуги производственного характера сторонних предприятий и организаций.
4. Возвратные отходы (вычитаются).
5. Вспомогательные материалы на технологические цели.
6. Топливо и энергия на технологические цели.
7. Затраты на оплату труда производственного персонала.
8. Отчисления на социальные нужды производственного персонала.
9. Затраты на подготовку и освоение производства продукции.
10. Внутризаводская перекачка.
11. Общепроизводственные расходы.
12. Общехозяйственные расходы.
13. Потери от брака.
14. Прочие производственные расходы.
15. Попутная продукция (исключается).

7.1 Расчёт стоимости основных фондов и их структуры

Таблица 7.1

Наименование групп основных производственных фондов	Балансовая стоимость, руб.	% к итогу
1. Здания	768062	5
2. Сооружения	12127815	78,2
3. Машины и оборудование	2611510	16,8
Итого:	15507387	100

Удельный вес зданий, *Уд.в.*

$$Уд.в. = \frac{Сб}{\Sigma C} \cdot 100\% \quad (7.1)$$

Где *n* – количество групп ОФ

Сб – балансовая стоимость ОФ, руб.

$$Уд.в. = \frac{768062}{15507387} \cdot 100 = 5\%$$

7.2 Расчет амортизационных отчислений

Таблица 7.2

					HTTP://BNBARS.MOY.SU	Лист
Изм.	Лист	№ док-м	Подпись	Дата		60

Наименование групп основных производственных фондов	Балансовая стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Амортизационные отчисления, руб.
Здания	768062	1,20	9216,74
Сооружения	1212781	9	1091503,35
Машины и оборудование	5 2611510	8,30	216755,33
Итого:	1550738 7		1317475,42

Амортизационные отчисления, A_o

$$A_o = \frac{C_b}{100} \cdot N_a, \text{ руб.}$$

(7.2)

где C_b - балансовая стоимость ОФ, руб.

N_a - норма амортизации, %

$$A_o(\text{здания}) = \frac{768062}{100} \cdot 1,20 = 9216,74 \text{ руб.}$$

$$A_o(\text{сооружения}) = \frac{1212781}{100} \cdot 9,00 = 1091503,35 \text{ руб.}$$

$$A_o(\text{оборудование}) = \frac{2611510}{100} \cdot 8,30 = 216755,33 \text{ руб.}$$

Средняя норма амортизации, $N_a(\text{ср})$

$$N_a(\text{ср}) = \frac{\sum A_o}{\sum C_b} \cdot 100 \%$$

(7.3)

$$N_a(\text{ср}) = \frac{1317475,42}{15507387} \cdot 100 = 8,5 \%$$

7.2.1 Расчёт производственной программы

Режим работы оборудования, $T_{эф}$.

$$T_{эф} = T_{кал} - T_{реж}, \text{ дн.}$$

(7.4)

где $T_{кал}$ - календарное время

$T_{реж}$ - время простоя в ремонте

$$T_{эф} = 365 - 30 = 335 \text{ дн.}$$

Таблица 7.3

Показатели	Число дней
Календарное время	365
Простой в ремонте	30
Эффективный фонд времени работы оборудования	335

Расчёт производственной программы, $M_{год}$.

$$M_{год} = P_{сут} \cdot T_{эф} , т$$

(7.5)

где $P_{сут}$ - суточная производительность

$T_{эф}$ - эффективный фонд времени работы оборудования

$$M_{год} = 395 \cdot 335 = 132325 т$$

Таблица 7.4.

Наименование продукта	Выход, % масс.	Суточная производительность, т	Годовая производительность, т
Поступило:			
1. Гудрон	100	432	144720
Итого:	100	432	144720
Получено:			
1. Деасфальтизат	28	120,96	40521,6
2. Асфальт	71,7	309,7	103764,2
3. Потери	0,3	1,3	434,16
Итого:	100	432	144720

7.3 Расчёт численности персонала и годового фонда заработной платы

Таблица 7.5

										0	1	2	3	4	5
Бригада №1															
Бригада №2															
Бригада №3															
Бригада №4															
Бригада №5															

Где: 1-смена с 24⁰⁰ до 8⁰⁰

2-смена с 8⁰⁰ до 16⁰⁰
 3-смена с 16⁰⁰ до 24⁰⁰

7.3.1 Расчет среднегодового баланса рабочего времени одного рабочего.

Таблица 7.6

Показатели	Дни
Календарное время	365
Нерабочие дни	73
Максимальное число рабочих дней	292
Планируемые целодневные выходы:	
- отпуск очередной и дополнительный	35
- болезни	4
- исполнение государственных обязанностей	1
- отпуск по учёбе без отрыва от производства	1
Итого невыходов	41
Планируемое число дней работы 1-го среднесписочного рабочего	251
Планируемое число часов работы 1-го среднесписочного рабочего	2008
Коэффициент невыходов	1,16

Максимальное число нерабочих дней, $T_{нераб.}$

$$T_{нераб.} = \frac{T_{кал.}}{Кол.бригад}, \text{дн.} \quad (7.6)$$

$$T_{нераб.} = \frac{365}{5} = 73 \text{ дн.}$$

Максимальное число рабочих дней, $T_{мах.}$

$$T_{мах.} = T_{кал.} - T_{нераб.}, \text{дн.}$$

(7.7)

где $T_{кал.}$ - календарное число дней, *дн.*

$T_{нераб.}$ - нерабочие дни, *дн.*

$$T_{мах.} = 365 - 73 = 292 \text{ дн.}$$

Планируемое число рабочих дней в год одного рабочего, $T_{эф.дн.}$ (7.8)

$$T_{эф.дн.} = T_{мах.} - T_{невых.}, \text{дн}$$

где $T_{невых.}$ - число дней невыходов, *дн.*

$$T_{эф.дн.} = 292 - 41 = 251 \text{ дн.}$$

Планируемое число рабочих часов в год одного рабочего, $T_{эф.час.}$

$$T_{эф.час.} = T_{эф.дн} \cdot T_{прод.} \text{ , час}$$

(7.9)

где $T_{прод.}$ – продолжительность рабочего дня, час.

$$T_{эф.час.} = 251 \cdot 8 = 2008 \text{ , час}$$

Коэффициент невыходов, $K_{нев.}$

$$K_{нев.} = \frac{T_{мах}}{T_{эф.дн.}} \quad (7.10)$$

$$K_{нев.} = \frac{292}{251} = 1,16$$

7.3.2 Расчет численности основных рабочих

Таблица 7.7

Наименование профессии	Разряд	Штатный норматив в смену	Число смен	Явочная численность в сутки, чел.	Число бригад	Штатная численность	Списочная численность рабочих
Старший оператор технологической установки	6	1	3	3	5	5	6
Оператор технологической установки	5	2	3	6	5	10	12
Машинист компрессорных установок	5	1	3	3	5	5	6
Итого:		4		12		20	24

Численность основных рабочих, $Ч_{яв.}$

$$Ч_{яв.} = Ч_{яв.см.} \cdot S \text{ , чел/сут.} \quad (7.11)$$

где $Ч_{яв.см.}$ - явочная численность рабочих в смену, чел;

S - число смен

$$Ч_{яв.} = 4 \cdot 3 = 12 \text{ чел./сут.}$$

Штатная численность рабочих, $Ч_{шт}$.

$$Ч_{шт} = Ч_{яв.см} \cdot П_{бриг}, чел. \quad (7.12)$$

где $П_{бриг}$ - число бригад

$$Ч_{шт} = 4 \cdot 5 = 20 \text{ чел.}$$

Списочная численность рабочих, $Ч_{спис}$.

$$Ч_{спис} = Ч_{шт} \cdot К_{невых}. \quad (7.13)$$

$$Ч_{спис} = 20 \cdot 1,16 = 24 \text{ чел.}$$

7.3.3 Расчет годового фонда заработной платы основных рабочих

Рассчитываем среднюю часовую тарифную ставку рабочих:
6 разряд – **72,6 руб** 5 разряд – **63,5 руб** 4 разряд – **58,6 руб**

$$T_{см.ср.} = (T_{см} \cdot Ч_{сн.6} + T_{см.5} \cdot Ч_{сн.5} + T_{см4} \cdot Ч_{сн4}) / Ч_{сп.общ}. \quad (7.14)$$

$$T_{см.ср.} = (72,6 \cdot 6 + 63,5 \cdot 12 + 58,6 \cdot 6) / 84 = 64,55 \text{ руб}$$

Рассчитываем фонд заработной платы по тарифу:

$$Фт. = T_{см.ср.} \cdot Ч_{сп.общ.} \cdot Тэф \quad (7.15)$$

где: $Тэф$ - Эффективный фонд времени, в часах

$$Фт. = 64,55 \cdot 24 \cdot 2008 = 3110794 \text{ руб}$$

Определяем сумму премии (40% от $Фт$):

$$\text{Дпр} = \text{ФТ} * 40\% / 100\% = 3110794 * 40 / 100 = 1244317 \text{ руб.}$$

(7.16)

Доплата за работу в вечернее время (20%)

$$\text{Двеч} = \text{ФТ} * 0,2/3 = 3110794 * 0,2/3 = 207365,5 \text{ руб.}$$

(7.17)

Доплата за работу в ночное время (40%)

$$\text{Дноч} = \text{ФТ} * 0,4/3 = 3110794 * 0,4/3 = 414762,1 \text{ руб.}$$

(7.18)

Доплата за работу в праздничные дни:

$$\text{Д.празд.} = \text{Тст.ср.} \cdot \text{Чяв.сут.} \cdot \text{Тем.} \cdot \text{П.празд.}$$

(7.19)

где: Тем. - продолжительность смены в часах;

П.празд. - количество праздников.

$$\text{Д.празд} = 64,55 \cdot 16 \cdot 8 \cdot 11 = 90886,4 \text{ руб.}$$

Рассчитываем основной фонд заработной платы:

$$\text{Фосн.} = \text{ФТ} + \text{Дпр.} + \text{Двеч.} + \text{Дноч.}$$

(7.20)

$$\text{Фосн} = 3110794 + 90886,4 + 207365,5 + 414762,1 = 5068125 \text{ руб.}$$

Рассчитываем доплату к основному фонду:

$$\text{Фзп} = \text{Фосн} * 1,16$$

(7.21)

где: До - число невыходов, (очередные и дополнительные отпуска, выполнение государственных и общественных обязанностей, отпуска в связи с учебной без отрыва от производства);

Тэф. - эффективный фонд времени в днях.

$$\text{Фзп} = 16869461 * 1,16 = 5879025 \text{ руб.}$$

Рассчитываем полный фонд заработной платы с учетом районного коэффициента:

					HTTP://BNBARS.MOY.SU	Лист
Изм.	Лист	№ док.им.	Подпись	Дата		66

$$\Phi_{\text{пол}} = \{\Phi_{\text{осн}} + \Phi_{\text{з.п}}\} \cdot 1,15$$

(7.22)

$$\Phi_{\text{пол}} = (5068125 + 5879025) \cdot 1,15 = 12589223 \text{ руб.}$$

Рассчитываем отчисления в фонд социального страхования (27,7%):

$$\Phi_{\text{соц.стр.}} = \Phi_{\text{пол}} \cdot 27,7 \%$$

(7.23)

$$\Phi_{\text{соцстр.}} = 12589223 \cdot 0,277 = 3487215 \text{ руб.}$$

$$\text{Затр. на з/п} = \Phi_{\text{пол}} + \Phi_{\text{соц.стр.}}$$

(7.24)

$$\text{Затр. на з/п} = 12589223 + 3487215 = 16076437 \text{ руб.}$$

7.4 Расчёт себестоимости продукции

Материальный баланс

Таблица

7.8

Наименование продукта	Выход, % масс.	Суточная производительность, т	Годовая производительность, т
Поступило:			
1. Гудрон	100	432	144720
Итого:	100	432	144720
Получено:			

1. Деас- фальтизат	28	120,96	40521,6
2. Ас- фальт	71,7	309,7	103764,2
3. Потери	0,3	1,3	434,16
Итого:	100	432	144720

5 ЗАТРАТЫ НА РЕАГЕНТЫ

Таблица

7.9

Наименов. реагентов	Д.из М.	Норма расхода до внедрения при-садки	Норма расхода после внедр.кг/тонн у деасфаль-тизата	Ц ена за еди-ницу изме-рения, руб.	Расход реагентов в год, тн.		Сумма в год, руб.	
					до	после	до	после
Инер-тн-ый газ		еас.	6	23 60,84	2 43	2 43	57 3990	573 990,1
Про-пан-овая фракция		еас.	4,3	35 95,4	5 79	4 57	20 83386	164 6312,4
При-садка ПМС-200А		сф.	0,0016	17 7499	0 ,0	0 ,16	0	294 68,9
Ито-го							26 57376	224 9771,4

6 ТОПЛИВО - ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ЗАТРАТЫ

Таблица 7.10

Наименование	Д.изм.	Норма расхода до внедр.присад.	Норма расхода по сле внедр.присад.	Цена, руб.	Расход в год,		Сумма в год, руб.	
					до внедр.	после внедр.	до внедр.	после внедр.
Электро-энергия	Втч/т	88	88	1,173	3565900,8	3565900,8	4182801,64	4182801
Тепло (Пар)	кал/т	0,994	0,9102	444,4	37997,1	36882,76	16885913,2	16390698
Воздух КИП	³ /т	12	12	0,289	486259,2	486259,2	140528,9	140528,9
Вода оборотная	³ /т	32	32	0,947	1296691,2	1296691,2	1227966,6	1227966,6
Топливо жидкое	г/т	59,6	59,6	3796	2415,09	2415,1	9167671,6	9167671,6
Итого							15604765,6	15353283

- 6.1
- 6.2
- 6.3
- 6.4
- 6.5
- 6.6
- 6.7
- 6.8
- 6.9
- 6.10
- 6.11
- 6.12
- 6.13
- 6.14
- 6.15
- 6.16
- 6.17
- 6.18
- 6.19
- 6.20

6.21 Калькуляция себестоимости продукции до внедрения

Таблица

7.11

Наименование	Ед измерения	Но рма расхода	Ко- лич-во тонн	Цена , себестоимость единицы руб.	Су мма тыс.руб.	За- траты на 1 тонну руб
--------------	--------------	----------------	-----------------	-----------------------------------	-----------------	--------------------------

СЫРЬЕ:						
Гудрон	т		144 720	2500,50	36 1872	8930, 49
ИТОГО СЫРЬЯ:			144 720	2500,50	36 1872	8930, 49
РЕАГЕНТЫ						
Фракция пропано- вая	т	14 ,3	579, 45	3595,40	20 83	51,41
Газ инертный	т	6	243, 13	1729,94	42 1	10,38
Присадка ПМС - 200А	т	0, 00016	17 7499			
ТОПЛИВО И ЭНЕРГИЯ					27 074	668,1 4
Топливо жидкое	т	59 ,6	241 5,052	3796,00	91 68	226,2 4
Электроэнергия	квт.ч ас	88	356 5,848	1,44	5	0,13
Теплоэнергия	гкал	0, 994	402 77,874	444,40	17 899	441,7 3
Вода оборотная	м3	32	129 6,672	0,95	1	0,03
Воздух КИП	м3	12	486, 252	0,29	0	0,00
Зарплата осн.и доп.					12 86	31,73
Отчислен. на соц- страх					34 9	8,61
Амортизация					13 7	3,39
Ремонты					51 44	126,9 5
					28925	
ВЗП					21 7	5,35
Общепроизводст- венные					68 99	170,2 5
Общехозяйствен- ные					15 075,7	372,0 5
СЕБЕСТОИМОСТЬ ВСЕЙ ПРОДУКЦИИ					42 0557	1037 8,75
НЕКАЛЬКУЛИРУЕМ АЯ ПРОДУКЦИЯ						
Асфальт			103 764	2700,5	28 0215	
ИТОГО некальку- лир. прод-я			103 764	2700,5	28 0215	6915, 31
КАЛЬКУЛИРУЕМАЯ ПРОДУКЦИЯ						
Деасфальтизат 1 ст			405 21	4500,00	18 2345	
					Лист	
					72	
Изм.	Лист	№ док-м	Подпись	Дата	HTTP://BNBARS.MOY.SU	

Деасфальтизат 1 ст для КС			0	4500,00	0	
Деасфальтизат 2 ст			0	4500,00	0	
ИТОГО калькулир. прод-я			405 21	4500,00	14 0342	3463, 44

7 КАЛЬКУЛЯЦИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ ПРОДУКЦИИ ПОСЛЕ ВНЕДРЕНИЯ

Таблица

7.12

Наименование	Ед измерения	Но рма расхода	Ко-лич-во тонн	Цена , себестоимость единицы руб.	Су мма тыс.руб.	За траты на 1 тонну руб
СЫРЬЕ:						
Гудрон	т		144 720	2500,50	36 1872	89 30,49
ИТОГО СЫРЬЯ:			144 720	2500,50	36 1872	89 30,49
РЕАГЕНТЫ						
Фракция пропано- вая	т	11 ,3	457, 89	3595,40	16 46	40, 63
Газ инертный	т	6	243, 13	1729,94	42 1	10, 38
ПМС-200а		0, 00016	0,16	177499	28	0,7 0
ТОПЛИВО И ЭНЕРГИЯ					25 564	63 0,89
Топливо жидкое	т	59 ,6	241 5,052	3796,00	91 68	22 6,24
Электроэнергия	квт.ч ас	88	356 5,848	1,44	5	0,1 3
Теплоэнергия	гкал	0, 9102	368 82,214	444,40	16 390	40 4,49
Вода оборотная	м3	32	129 6,672	0,95	1	0,0 3
Воздух КИП	м3	12	486, 252	0,29	0	0,0 0
Зарплата осн.и доп.					12 86	31, 73
Отчислен. на соц- страх					34 9	8,6 1
Амортизация					13 7	3,3 9
Ремонты					51 44	12 6,95
				27416		
ВЗП					21 7	5,3 5
Общепроизводст- венные					65 39	16 1,37
Общехозяйствен- ные					14 289,2	35 2,64

СЕБЕСТОИМОСТЬ ВСЕЙ ПРОДУКЦИИ					41 7493	10 303,13
НЕКАЛЬКУЛИРУЕМ АЯ ПРОДУКЦИЯ						
Асфальт		103 764	2700,5	28 0215		
ИТОГО некальку- лир. прод-я		103 764	2700,5	28 0215		69 15,31
КАЛЬКУЛИРУЕМАЯ ПРОДУКЦИЯ						
Деасфальтизат 1 ст		405 21	4500,00	18 2345		
Деасфальтизат 1 ст для КС		0	4500,00	0		
Деасфальтизат 2 ст		0	4500,00	0		
ИТОГО калькулир. прод-я		405 21	4500,00	13 7278		33 87,82

7.5 Расчёт технико-экономических показателей

Таблица

7.13

Наименование по- казателей	Е д. изм.	До внедрения	После внедрения	Отклонения
Производственная мощность по сырью	т	1447 20	14472 0	-
Кол-во калькулируе- мой продукции	т	4052 1	40521	-
Численность рабо- тающих	че л.	24	24	-
Себестоимость 1т про- дукции	ру б.	3463	3387,8 2	75,2
Рентабельность про- дукции	%	23,04	24,72	1,67
Прибыль	т.р уб.	23821 2,50	235148,5 6	3063,94

Сметная стоимость проекта ≈300000 руб

Срок самоокупаемости внедрения менее 1года

										Лист
										75
Изм.	Лист	№ докum.	Подпись	Дата	HTTP://BNBARS.MOY.SU					

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Хайрудинов И. Р., Мингараев С. С., Хамитов Г. Г. и др. Перспективы развития и повышения эффективности процессов деасфальтизации нефтяных остатков. Тематический обзор. 1994. № 5. 1-72
2. Золотарев П. А., Ольков П. Л., Горелов Ю. С. Проектирование установок деасфальтизации. – Уфа: Изд. Уфимск. нефт. ин-та, 1982. – 85 с.
3. Технологический регламент установки деасфальтизации гудрона пропаном 36/3-4
4. И.В. Мозговой, Г.М. Давидан, А.Г. Нелин «Дипломное проектирование» учебное пособие.– М.: Академия,1998.-352с.
5. Патент 4305814 США, 1991.

6. Хайрудинов И.Р. и др., «Энергосберегающие процессы деасфальтизации остатков нефти», тематический обзор, Уфа, 1993.
7. «Химия и технология топлив и масел», №1, с. 51, 1999.
8. Школьников В.М., Колесник И.О. Совершенствование процессов селективной очистки и деасфальтизации масляного сырья на основе применения новых растворителей. Тематический обзор. 1986г.
9. Сюняев З.И., Сюняев Р.З., Сафиева Р.З. Нефтяные дисперсные системы – М.: Химия, 1990. 226с.

Спецификация средств автоматизации

Поз. обозначения	Наименование и технологическая характеристика средств автоматизации	Тип	Кол-во
Температура			
1-1, 3-1, 5-1, 6-1, 8-1, 9-1, 10-1, 19-1, 20-1, 21-1, 22-1, 23-1, 25-1, 26-1, 27-1, 28-1, 33-1, 34-1, 38-1, 39-1.	Преобразователь термоэлектрический хромель-алюмелевый НСХ (К), диапазон измеряемых температур -40...800°C, монтажная длина 200 мм, степень защиты IP65.	ТХА Метран-256-100П-01	20
Расход			
7-1, 11-1, 24-1, 31-1, 35-1, 37-1.	Сужающее устройство диафрагма камерная. Условное давление = 2,5 МПа, условная проходимость = 100 мм, материал диска 12Х18Н10Т.	ДК 4-100	
4-1, 12-1, 14-1,17-1.	Сужающее устройство диафрагма камерная. Условное давление = 4 МПа, условная про-	ДК 4-150	

Изм.	Лист	№ док-м	Подпись	Дата

	диmость = 150 мм, материал диска 12X18H10T		
--	--	--	--

Поз. обозначения	Наименование и технологическая характеристика средств автоматизации	Тип	Кол-во
2-2, 4-2, 7-2, 11-2, 12-2, 14-2, 17-2, 24-2, 31-2, 35-2, 37-2.	Измерительный преобразователь расхода. Выходной сигнал 4...20 мА, класс точности 0,5.	Сапфир 22ДД	11
2-4, 2-5, 4-4, 7-4, 11-4, 12-4, 14-4, 17-4, 24-4, 31-4, 35-4, 37-4.	Электро-пнеumo преобразователь. Входной сигнал 4...20 мА, класс точности 0,5.	ЭПП 63	12
13-1, 15-1, 18-1, 32-1, 40-1.	Измерительный преобразователь избыточного давления. Выходной сигнал 4...20 мА, класс точности 0,5.	Сапфир 22ДИ	5
16-1, 29-1, 30-1, 36-1.	Уровень	Сапфир 22ДГ	4

Изм.	Лист	№ док.им.	Подпись	Дата

Измерительный преобразователь гидростатического давления.

Выходной сигнал 4...20 мА, класс точности 0,5.

Изм.	Лист	№ док.им.	Подпись	Дата

Поз. обозначения	Наименование и технологическая характеристика средств автоматизации	Тип	Кол-во
1-2 ÷ 40-2.	<p style="text-align: center;">Управление</p> <p>MOD-30 – микропроцессорный контроллер многофункциональный.</p> <p>Входные сигналы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 3 аналоговых; - 3 дискретных. <p>Выходные сигналы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 2 аналоговых; - 1 дискретный. <p>Напряжение питания 24 В.</p>	MOD 30	
2-6, 2-7, 4-5, 7-5, 11-5, 14-5, 17-5, 24-5, 31-5, 35-5, 37-5.	<p style="text-align: center;">Клапаны</p> <p>Мембранный исполнительный механизм. Диаметр условного прохода 25 мм. Условное давление 613 МПа.</p>	25с50нж	11

Изм.	Лист	№ док-м	Подпись	Дата

Приложение №2

Формы журналов регистрации инструктажей

ФОРМА
ЖУРНАЛА РЕГИСТРАЦИИ ВВОДНОГО ИНСТРУКТАЖА

Обложка

МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(предприятие, организация, учебное заведение)

ЖУРНАЛА
РЕГИСТРАЦИИ ВВОДНОГО ИНСТРУКТАЖА

Начат _____ 200__ года
Окончен _____ 200__ года

Последующие страницы

Дата	Фамилия, имя, отчество инструктируемого	Год рождения	Профессия, должность инструктируемого	Наименование производственного подразделения, в которое направляется инструктируемый	Фамилия, инициалы инструктирующего	Подпись	
						инструктирующего	инструктируемого
1	2	3	4	5	6	7	8

(Рекомендуемое)

ФОРМА
ЛИЧНОЙ КАРТОЧКИ ПРОХОЖДЕНИЯ ОБУЧЕНИЯ

(предприятие, организация, учебное заведение)

ЛИЧНАЯ КАРТОЧКА ПРОХОЖДЕНИЯ ОБУЧЕНИЯ

1. Фамилия, имя, отчество _____
2. Год рождения _____
3. Профессия, специальность _____
4. Цех _____ участок (отделение) _____
5. Отдел (лаборатория) _____ Табельный N _____
6. Дата поступления в цех (участок) _____
7. Вводный инструктаж провел _____

Изм.	Лист	№ док-м	Подпись	Дата

(фамилия, инициалы, должность)

(подпись, дата)

(фамилия инструктируемого, дата)

8. Отметки о прохождении инструктажа:

Дата инструктажа	Цех, участок	Профессия, должность инструктируемого	Вид инструктажа: первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый	Причина проведения внепланового инструктажа	Фамилия, инициалы, должность инструктирующего, допускающего	Подпись		Стажировка на рабочем месте		
						инструктирующего	инструктируемого	количество смен: (с _ по _)	стажировку прошел (подпись рабочего)	знания проверил, допуск к работе произвел (подпись, дата)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Последующие страницы

9. Сведения о прохождении обучения охране труда

Прошел обучение по специальности или виду работ	Количество часов	N протокола экзаменационной комиссии, дата	Председатель комиссии (подпись)
1	2	3	4

10. Сведения о периодической проверке знаний

Дата	В объеме каких инструкций или разделов правил безопасности труда	N протокола экзаменационной комиссии	Подпись	
			проверяемого	председателя комиссии
1	2	3	4	5

(Рекомендуемое)

ФОРМА

ЖУРНАЛА РЕГИСТРАЦИИ ИНСТРУКТАЖА НА РАБОЧЕМ МЕСТЕ

Обложка

МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Лист

84

предприятие, организация, учебное заведение

ЖУРНАЛ
РЕГИСТРАЦИИ ИНСТРУКТАЖА НА РАБОЧЕМ МЕСТЕ

(цех, участок, бригада, служба,
лаборатория)

Начат _____ 200__ года

Окончен _____ 200__ года

Последующие страницы

Дата	Фамилия, имя, отчество инструктируемого	Год рождения	Профессия, должность инструктируемого	Вид инструктажа (первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый)	Причина проведения внепланового инструктажа	Фамилия, инициалы, должность инструктирующего, допускающего	Подпись		Стажировка на рабочем месте		
							инструктирующего	инструктируемого	количество смен: (с _ по _)	стажировку прошел (подпись рабочего)	знания проверил, допуск к работе произвел (подпись, дата)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата