

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_/А. Н. Сокольников

«    »            2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Технология подготовки и транспортировки нетрадиционных видов нефти

Руководитель

доцент, канд. техн. наук О. Н. Петров

Выпускник

А. А. Лякс

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Технология подготовки и транспортировки нетрадиционных видов нефти»

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер

О. Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Технология подготовки и транспортировки нетрадиционных видов нефти» содержит 88 страниц текстового документа, 9 иллюстраций, 15 таблиц, 8 формул, 75 использованных источников, 6 листов графического материала.

НЕТРАДИЦИОННАЯ НЕФТЬ, ДОБЫЧА, ПОДГОТОВКА, ТРАНСПОРТИРОВКА, ВЫСОКОВЯЗКАЯ НЕФТЬ, БИТУМ, КЕРОГЕНОВАЯ НЕФТЬ, СНИЖЕНИЕ ВЯЗКОСТИ.

Цель работы: предложение по усовершенствованию технологического процесса подготовки и транспортировки нетрадиционной нефти, позволяющее эффективно доставлять высоковязкие жидкости в конечные пункты и получать товарный продукт высокого качества.

Задачи работы:

- 1) исследовать нетрадиционные нефти и их отличительные свойства;
- 2) выявить способы добычи, подготовки и транспортировки нетрадиционной нефти;
- 3) предложить техническое решение, позволяющее увеличить товарные качества и эффективность магистрального транспорта нетрадиционной нефти;
- 4) определить экономические затраты, сопутствующие предложенному технологическому процессу.

## СОДЕРЖАНИЕ

Реферат .....	3
Введение.....	7
Основная часть .....	8
1 Виды нетрадиционной нефти.....	8
1.1 Определение и общие сведения о нетрадиционной нефти.....	8
1.2 Тяжёлые и сверхтяжёлые нефти.....	9
1.3 Нефти низкопроницаемых коллекторов .....	9
1.4 Природные битумы, битуминозные нефти и нефтяные пески.....	10
1.5 Синтетические нефти из керогеносодержащих пород.....	10
2 Отличительные свойства НН .....	12
2.1 Свойства тяжёлой нефти .....	12
2.2 Свойства нефтей низкопроницаемых коллекторов .....	12
2.3 Свойства природных битумов, битуминозные нефтей и нефтяных песков .....	12
2.4 Свойства нефтяных сланцев и керогеновой нефти .....	13
3 Способы добычи НН.....	14
3.1 Способы добычи нефти низкопроницаемых коллекторов .....	14
3.2 Способы добычи тяжелых нефтей, природных битумов и нефтяных песков .....	16
3.2.1 Внепластовый метод разработки.....	16
3.2.2 Внутрипластовые методы разработки .....	17
3.2.2.1 Методы теплового воздействия на пласт .....	17
3.2.2.2 Метод внутрипластового горения.....	19
3.2.3 Метод холодной добычи тяжелой нефти с песком.....	20
3.3 Способы добычи керогеновой нефти.....	22
3.3.1 Внепластовые методы извлечения керогеновой нефти .....	22
3.3.2 Внутрипластовые методы извлечения керогеновой нефти .....	23
4 Сбор и подготовка к магистральному транспорту НН.....	25

4.1 Сбор и подготовка к магистральному транспорту нефти низкопроницаемых пород .....	25
4.1.1 Сбор нефти низкопроницаемых пород на месторождении .....	25
4.1.2 Подготовка нефти низкопроницаемых пород к магистральному транспорту.....	25
4.2 Сбор и подготовка тяжелой нефти и природных битумов к магистральному транспорту.....	27
4.2.1 Сбор тяжелой нефти и природного битума на месторождении.....	27
4.2.2 Подготовка тяжелой нефти и природного битума к магистральному транспорту.....	28
4.3 Сбор и подготовка нефтяных песков к магистральному транспорту .....	30
4.3.1 Сбор нефтяного песка на месторождении.....	30
4.3.2 Подготовка нефтяного песка к магистральному транспорту .....	31
4.3.2.1 Установка извлечения битума .....	31
4.3.2.2 Установка обработки битума.....	32
4.4 Сбор и подготовка к магистральному транспорту керогеновой нефти .....	33
4.4.1 Сбор керогеновой нефти на месторождении .....	33
4.4.2 Подготовка керогеновой нефти к магистральному транспорту.....	33
5 Способы магистрального транспорта НН .....	35
5.1 Применение разбавителей и нефтяных растворителей.....	35
5.2 Апгрейдинг НН.....	37
5.3 Прочие способы транспорта высоковязких НН.....	38
6 Техническое предложение .....	42
7 Технология добычи, подготовки и транспортировки НН.....	44
8 Расчет физико-химических параметров смеси НН с разбавителями/растворителями .....	47
8.1 Исходные данные для расчетов .....	47
8.2 Определение плотности и вязкости смеси .....	48
8.3 Определение требуемых подач растворителя/разбавителя .....	49
8.4 Определение содержания серы в смеси.....	51

9	Безопасность и экологичность .....	53
9.1	Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	53
9.2	Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ .....	55
9.3	Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования .....	56
9.4	Обеспечение безопасности технологического процесса .....	58
9.5	Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	59
9.6	Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях .....	60
9.7	Экологичность проекта.....	62
10	Экономическая часть .....	64
10.1	Расчет затрат на оборудование для обустройства системы смешения нефти с разбавителями/растворителями.....	64
10.2	Расчет затрат на монтаж и текущий ремонт оборудования системы смешения.....	67
10.3	Расчет затрат на обслуживание оборудования системы смешения.....	67
10.4	Расчет амортизационных отчислений.....	68
10.5	Расчет затрат на электроэнергию .....	70
10.6	Расчет затрат на транспортировку разбавителя/растворителя.....	71
10.7	Подведение итога расчетов .....	72
	Заключение .....	77
	Список сокращений .....	78
	Список использованных источников .....	80

## ВВЕДЕНИЕ

Добыча нефти в мире растет с каждым годом, однако ее ресурсы являются исчерпаемыми. В основном добыча осуществляется из коллекторов традиционной нефти, разведанные запасы которой сокращаются. В последнее время нефтедобывающая индустрия движется в сторону расширения добычи нетрадиционной нефти, настоящий интерес к запасам которой возник несколько десятилетий назад. Трудности в освоении такого углеводородного связано с отсутствием, как ранее, так и в настоящее время, рентабельных способов добычи, а также технических возможностей для осуществления таких проектов. В последние десятилетия технический прогресс в нефтегазовом комплексе позволил начать активную работу по добыче нетрадиционной нефти различных видов. В связи с этим наблюдается планомерное снижение общего объема производства жидких углеводородов из традиционных коллекторов, в то время как нетрадиционные источники расширяют свое присутствие на мировом рынке.

Цель работы: предложение по усовершенствованию технологического процесса подготовки и транспортировки нетрадиционной нефти, позволяющее эффективно доставлять высоковязкие жидкости в конечные пункты и получать товарный продукт высокого качества.

Задачи работы:

- 1) исследовать нетрадиционные нефти и их отличительные свойства;
- 2) выявить способы добычи, подготовки и транспортировки нетрадиционной нефти;
- 3) предложить техническое решение, позволяющее увеличить товарные качества и эффективность магистрального транспорта нетрадиционной нефти;
- 4) определить экономические затраты, сопутствующие предложенному технологическому процессу.

# ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

## 1 Виды нетрадиционной нефти

### 1.1 Определение и общие сведения о нетрадиционной нефти

К «нетрадиционной» нефти (далее – НН) относятся ресурсы, расположенные в сложных геологических условиях в «нетрадиционных» ловушках, требующие применения новых нетривиальных методов разведки, добычи, переработки и транспортировки [1]. В целом, к НН относят запасы, разработка которых традиционными методами неэффективна либо из-за нестандартных условий их залегания (в плотных и низкопроницаемых коллекторах), либо из-за того, что извлекаемые флюиды существенно отличаются по своим физико-химическим характеристикам от традиционных нефтяных смесей. Это ограничивает возможность их транспортировки по нефтепроводам и переработки на нефтеперерабатывающих заводах (далее – НПЗ) и требует особых способов их подготовки к переработке и транспорту. Согласно ИнЭИ РАН [2] классификация НН происходит по следующим признакам:

– по признаку коллектора. Нетрадиционность по признаку коллектора – когда сравнительно «традиционные» по своему составу нефти, залегают в настолько плотных породах, что для их извлечения требуется существенное повышение трещиноватости породы. К такой нефти относятся широко разрабатываемые на территории Канады и США «сланцевые нефти», залегающие в сланцевых породах, которые являются низкопроницаемыми. При этом низкопроницаемыми породами также могут быть песчаники, глинистые известняки и т. д.

– по признаку характеристик сырья. Нетрадиционность по признаку характеристик сырья – углеводороды высокой плотности и вязкости, требующие термического, химического, или электролитического воздействия



на нефтематеринскую породу для извлечения жидких фракций. К ним относят тяжелые и сверхтяжелые нефти, нефтяные пески и природные битумы (битуминозные нефти), синтетические нефти из керогеносодержащих пород.

## **1.2 Тяжёлые и сверхтяжёлые нефти**

Относятся к нефтяному сырью нетрадиционному по признаку характеристик сырья – отличаются от традиционных нефтей по своим физико-химическим свойствам. Общее определение: нефтяное сырье с высокой, по сравнению с традиционными нефтями, вязкостью и плотностью, однако залегающее в недрах и выходящее на поверхность в жидком агрегатном состоянии [2].

Наиболее распространенным является представление о тяжелых нефтях, как о «деградировавшей» нефти. Под этим подразумевается постепенная потеря нефтью светлых фракций в результате биоразложения и/или их миграции в связи с нарушением герметизации коллекторов [2]. Далее в работе будет использоваться термин «тяжёлые нефти» для нефтей этой категории.

## **1.3 Нефти низкопроницаемых коллекторов**

Одним из подвидов нефти, залегающей в низкопроницаемых коллекторах, является «сланцевая» нефть – легкая нефть, производимая из низкопроницаемых сланцевых коллекторов. Общее определение: зрелая, традиционная по своему составу нефть, залегающая в отложениях нефтяных сланцев или других низкопроницаемых породах [2].

Нефтяной сланец – карбонатная порода, насыщенная органическим осадочным веществом, которое называется кероген. Нефтяные сланцы геологически «моложе», чем формации сырой нефти. Естественные пластовые условия (давление и температура) еще не превратили ее в сырую нефть. Такая порода так же содержит и нефть. Это наблюдается, когда часть нефти,

формируемая естественным процессом созревания керогена, не мигрировала в участки пласта с более высокой проницаемостью, а сохранилась в сланцевой породе и создала отдельный резервуар [4]. Ресурсы данного сырья долгое время считались не доступными к рентабельному извлечению из-за особенностей содержащих их пород: крайне низкой проницаемости и гидродинамической разобщенности залежей [2]. Далее в работе будет использоваться термин «нефти низкопроницаемых коллекторов» для нефтей этой категории.

#### **1.4 Природные битумы, битуминозные нефти и нефтяные пески**

Общее определение: полезные ископаемые органического происхождения с первичной углеводородной основой, залегающие в недрах в твердом, вязком и вязко-пластичном состояниях. Природные битумы характеризуются еще более высокой вязкостью, нежели тяжёлые и сверхтяжёлые нефти и извлекаются на поверхность не в виде «пасты», или пластичной жидкости, а в виде сухого материала. Битуминозные пески – смесь песка, воды, глины и битумов [2].

#### **1.5 Синтетические нефти из керогеносодержащих пород**

Категория НН, отличающаяся от традиционных по своим физико-химическим свойствам. Общее определение: синтетическая жидкая нефть, произведенная посредством термической, химической, или электролитической обработки пластов, содержащих нерастворимое органическое вещество (далее – НОВ) горючих сланцев (нефтяных сланцев) – кероген [2].

Составной частью горючего сланца, из которого получают синтетическую нефть, является органическое вещество. Оно делится на растворимое органическое вещество (далее – РОВ) и НОВ. НОВ является важнейшей частью керогена и основной составляющей нефтяных сланцев, которое и служит источником углеводородов [4].

Керогены – это природные высокомолекулярные твердые полимерные вещества, рассеянные в осадочных породах, чаще всего в глинистых сланцах. В связи с этим керогены нередко называют «горючими сланцами», что создает терминологическую путаницу, поскольку значительная доля разрабатываемой нефти низкопроницаемых пород также содержится в отложениях глинистых сланцев или иных плотных коллекторах, откуда и проистекает название «сланцевая нефть» [2]. Далее в работе синтетическая нефть, производимая из нефтяного сланца, будет обозначаться «керогеновой нефтью».

## **2 Отличительные свойства НН**

### **2.1 Свойства тяжёлой нефти**

К тяжёлой относятся нефти с плотностью 920...1000 кг/м<sup>3</sup>. Нефти плотностью более 1000 кг/м<sup>3</sup> принято относить к сверхтяжелым. Вязкость таких нефтей лежит в пределах от 200 до 10000 мПа·с [5]. Состав добываемого флюида характеризуются высоким содержанием соединений серы, смол асфальтенов и металлов (натрия, никеля, ванадия, железа), что требует глубокой подготовки к транспорту и специальных решений по добыче.

### **2.2 Свойства нефтей низкопроницаемых коллекторов**

По физико-химическим свойствам характеризуются как традиционные нефти. Эта нефть по своему составу и свойствам близка к эталонным сортам Brent и WTI – легкая и низкосернистая. Плотность составляет менее 920 кг/м<sup>3</sup> [2], вязкость от 10 до 200 мПа·с [5]. Таким образом, данные нефти позволяют применять технологии транспортировки, подготовки к транспорту и переработке аналогичные используемым при работе с традиционной нефтью. Однако добыча данного сырья является трудозатратой, что связано со строением коллекторов.

### **2.3 Свойства природных битумов, битуминозные нефти и нефтяных песков**

Плотность данных полезных ископаемых составляет более 1000 кг/м<sup>3</sup> при вязкости свыше 10000 мПа·с. Состав добываемого природного битума, наряду с тяжёлой нефтью, характеризуются высоким содержанием соединений серы и металлов [2]. В дополнение к этому, нефтяные пески обладают высоким содержанием механических примесей (песка), а также глины (битум составляет

в среднем 8...12% массы добываемой породы) [6]. Комплекс данных свойств требует применения способов добычи, подготовки к транспорту, транспортировке и переработке, значительно отличающихся от технологий, применяемых в отношении традиционных нефтей.

#### **2.4 Свойства нефтяных сланцев и керогеновой нефти**

Нефтяной сланец – мелкозернистая осадочная порода (глина, мергель, или карбонаты) с высоким содержанием керогена [4]. Плотность нефтяного сланца, содержащего кероген, 1100...1400 кг/м<sup>3</sup> [2]. Кероген в природном виде представляет собой практически твердое вещество, плотно связанное с вмещающей его породой. Вследствие твердости и плотной связи керогенов с породой добыча становится невозможной без применения специальных методов. Это свойство не позволяет ему быть добытым и переработанным традиционными способами.

Керогеновая нефть, извлекаемая из керогена, в зависимости от условий добычи может иметь вязкость как более 200 мПа·с, так и менее этой величины. Плотность доходит до 1000 кг/м<sup>3</sup>. Этот продукт характеризуется большим содержанием серы, азота, а также тяжелых металлов. Таким образом, получаемая нефть из керогена требует специальной подготовки к транспорту, прежде чем её можно будет отправить потребителю.

### **3 Способы добычи НН**

#### **3.1 Способы добычи нефти низкопроницаемых коллекторов**

Технологический процесс добычи нефти низкопроницаемых коллекторов заключается в комбинации наклонно-направленного бурения и применения технология гидроразрыва пласта (далее – ГРП) [2].

Суть применения ГРП заключается в формировании искусственной трещиноватости в продуктивном пласте путем создания избыточного гидравлического давления на призабойную зону и последующей фиксацией трещин высокопроницаемым агентом (проппантом). В традиционном виде, гидроразрыв не может обеспечить коммерческих уровней добычи из-за характерных особенностей таких месторождений – низкой проницаемости породы при низкой концентрации углеводородов, широко распространенных по объему залежи. Однократный ГРП, проведенный в вертикальной скважине (далее – ВС), не способен вскрыть достаточный объем вмещающих углеводороды микропор и трещин, чтобы окупить бурение скважины и проведение соответствующих геолого-технологических мероприятий. Решением этой проблемы является комбинирование ГРП и методов наклонно-направленного бурения с горизонтальными секциями протяженностью в сотни метров [2].

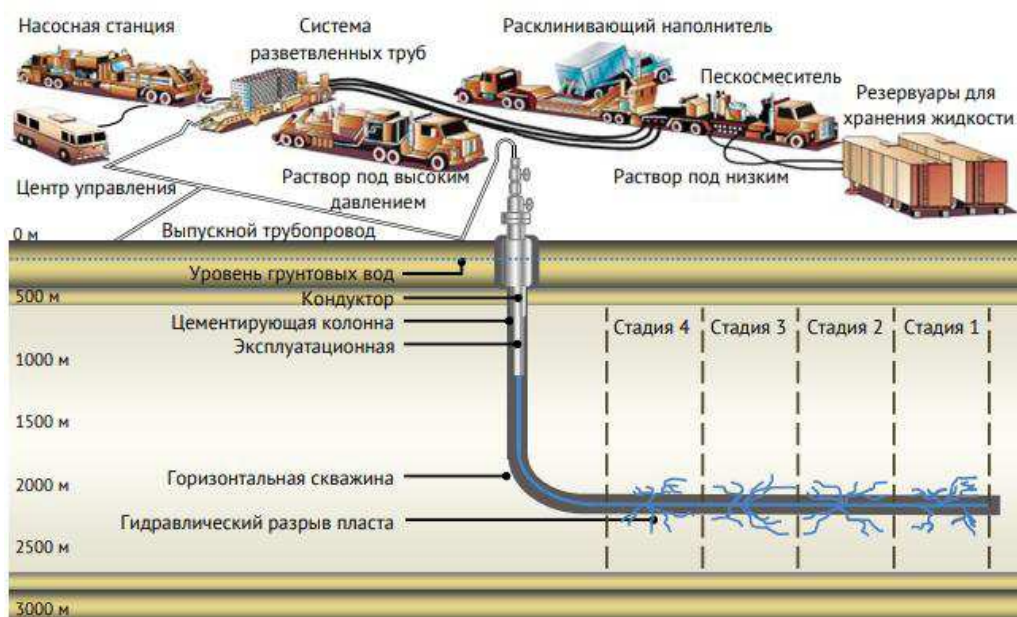


Рисунок 1 – Схема проведения многостадийного ГРП [3]

Техническое достижение, сделавшее рентабельной разработку ресурсов непроницаемых пород – применение многостадийного ГРП. Он подразумевает разбитие процесса заканчивания скважины на несколько этапов, как представлено на рисунке 1. Происходит последовательный ряд гидроразрывов, продвигающийся от забоя к устью скважины, с изоляцией ранее вскрытых участков специальными устройствами – пакерами. После проведения необходимого числа операций по гидроразрыву установленные пакеры удаляются и скважина работает в нормальном режиме. Таким образом, становится возможно одной скважиной вскрыть значительный объем коллектора при умеренных затратах [2].

## **3.2 Способы добычи тяжелых нефтей, природных битумов и нефтяных песков**

### **3.2.1 Внепластовый метод разработки**

Промышленным внепластовым методом разработки является карьерный метод (в мировой практике «surface mining»). Он заключается в извлечении залегающих вблизи поверхности насыщенных битумом песков с помощью карьерной техники.

Разработка состоит из следующих этапов [6]:

- поверхность будущего карьера очищается от растительности;
- снимается торфяной слой, сгружается в самосвалы и отвозится в специально отведенное для данной породы место;
- в ходе эксплуатации карьера производится поддержание уровня грунтовых вод на минимальном уровне за счет применения погружных насосов, снижающих уровень воды в водоносном горизонте данной местности;
- удаляется вскрышная порода, покрывающая отложения нефтяных песков. Она состоит из песка, сланца, глины, содержание битума достигает до 7 %;
- происходит разработка слоя нефтяных песков, состоящего из битума (содержание от 8 до 12 %, редко 14 %), глины, песка и воды. Выполняется разрез – первая выемка в отложениях нефтяного песка, её разработка происходит экскаваторами и параллельно погружается в самосвальную технику на установку подготовки руды (далее – УПР).
- формируются уровни карьера в соответствии планом по добыче, обеспечивающим максимальное извлечение породы, минимальное расстояние до установки подготовки битума и её оптимальную работу.



## **3.2.2 Внутрипластовые методы разработки**

### **3.2.2.1 Методы теплового воздействия на пласт**

В настоящее время широко применяются два основных метода теплового воздействия с использованием пара в качестве теплоносителя: циклическая закачка пара и парогравитационный дренаж. Повышение температуры снижает вязкость и увеличивает подвижность нефти, интенсифицируя ее приток в продуктивную скважину [2].

Циклическая закачка пара (в мировой практике «Cyclic Steam Stimulation – CSS») – наиболее старый из распространенных в современной практике нефтедобычи методов извлечения тяжёлых нефтей. Технология подразумевает чередование циклов стимуляции призабойной зоны пласта горячим паром и добычи нефти, что показано на рисунке 2. Продолжительность таких циклов может исчисляться месяцами. Метод отличается сравнительной технологической простотой и нетребовательностью к характеристикам пласта. При этом использование одной ВС означает небольшой охват пласта прогревом и, соответственно, невысокий коэффициент извлечения на уровне 15...25 %, цикличность процесса означает продолжительный простой в добыче в 1 и 2 фазы цикла [2].

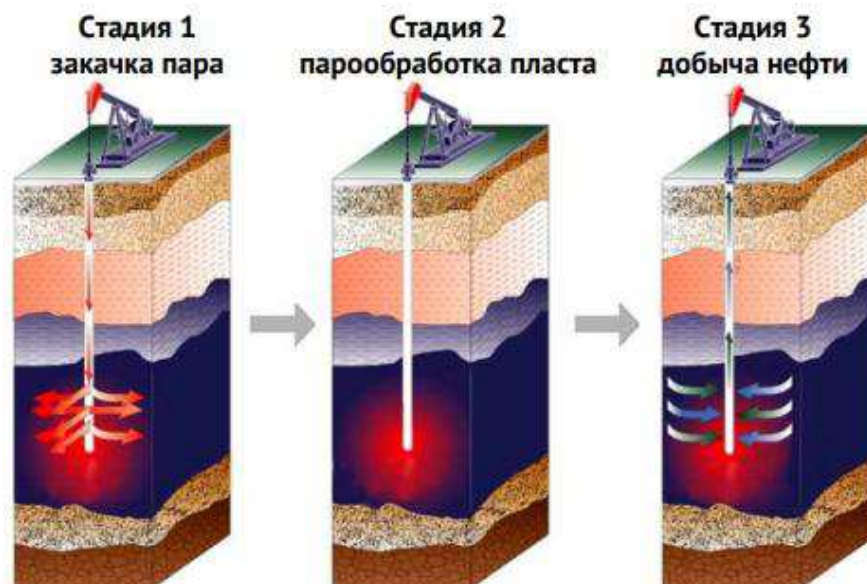


Рисунок 2 – Схема разработки месторождения методом CSS [7]

Парогравитационный дренаж (в мировой практике «Steam-Assisted Gravity Drainage – SAGD») – дальнейшее развитие технологии циклической закачки пара. Он подразумевает бурение двух горизонтальных скважин (далее – ГС), расположенных параллельно, в среднем в 5 метрах друг от друга. Верхняя используется для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной паровой камеры, нижняя – для добычи разогретой смеси нефти и воды, что показано на рисунке 3 [2].



Рисунок 3 – Схема разработки месторождения методом SAGD [8]

Дальнейшим развитием этих технологий являются методы, направленные на энергетические издержки добычи: процесс с извлечением растворителями в парообразном состоянии (в мировой практике «Vapor Extraction – VAPEX») – на основе закачки парообразных разбавителей (этана и пропана) в пласт; процесс с добавлением растворителя (в мировой практике «Solvent Aided Process – SAP») – небольшое количество углеводородного растворителя (в основном бутан) вводится как добавка в пар в процессе SAGD [5].

### 3.2.2.2 Метод внутрипластового горения

Перспективным методом для разработки месторождений является внутрипластовое горение (далее – ВГ). Технология основана на инициации и поддержании процессов горения углеводородов внутри пласта при помощи закачки окислителя (воздух, кислород), обеспечивает разогрев пласта, крекинг тяжелых фракций, повышение внутрипластового давления и подвижности нефти [2].

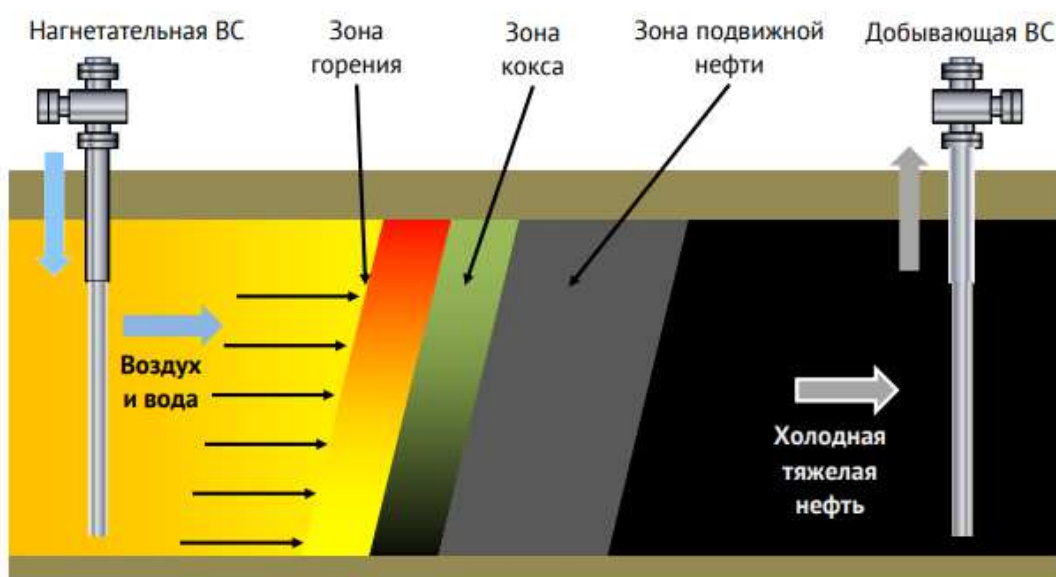


Рисунок 4 – Схема разработки месторождения тяжелой или сверхтяжелой нефти, нефтяного битума методом ВГ [2]

Различают две модификации процесса ВГ: «сухое» и «влажное». При «сухом» ВГ в пласт подается только воздух. В пласте образуется фронт горения, позади которого остается сухая, сожженная порода. Температура на фронте горения достигает 600...800 °С. В пласте можно выделить несколько температурных зон: выжженная, горения остаточного топлива, термической реакции, пароводяная, горячей воды и конденсата, начальной пластовой температуры. Коэффициент вытеснения при «сухом» ВГ может достичь 90 %. Его величина зависит от пористости, нефтенасыщенности и количества сгорающего топлива. Теплоемкость закачиваемого агента можно повысить, нагнетая в пласт воду совместно с воздухом. Если количество нагнетаемой воды таково, что впереди фронта горения образуется большое паровое плато, то процесс называется «влажным» ВГ. Вода и воздух должны закачиваться попеременно, что способствует увеличению охвата пласта. Благодаря снижению фазовой проницаемости и соответствующему повышению давлений нагнетаний, закачиваемые агенты поступают в большее число пропластков. Рост градиентов давления способствует вытеснению высоковязких нефтей и природных битумов из малопроницаемых пропластков [5].

Дальнейшим развитием ВГ стал процесс комбинации внутрислового горения (ВС) и добычи нефти из ГС в мировой практике «Toe to Heel Air Injection – THAI» [5].

### **3.2.3 Метод холодной добычи тяжелой нефти с песком**

Среди прочих выделяется метод холодной добычи тяжелой нефти и нефтяных битумов с песком (в мировой практике «Cold Heavy Oil Production with Sand – CHOPS»). Этот метод нельзя однозначно классифицировать как внутрисловоый или внесловоый, поскольку добыча хоть и ведется внутри пласта, но поступающая на поверхность смесь нефтяного сырья и песка нуждается в разделении, аналогично продукции карьерной разработки. При

разработке месторождений тяжёлых нефтей, содержащихся в неконсолидированных песчаниках, применение экранирования приводит к быстрому падению проницаемости призабойной зоны и снижению дебита, вплоть до полной остановки производства, в то время как извлечение связанного с нефтью песка позволяет дольше поддерживать высокие уровни добычи и достигать сравнительно высоких коэффициентов извлечения нефти. Применение метода происходит с внедрением насосов и труб, устойчивых к механическим повреждениям.

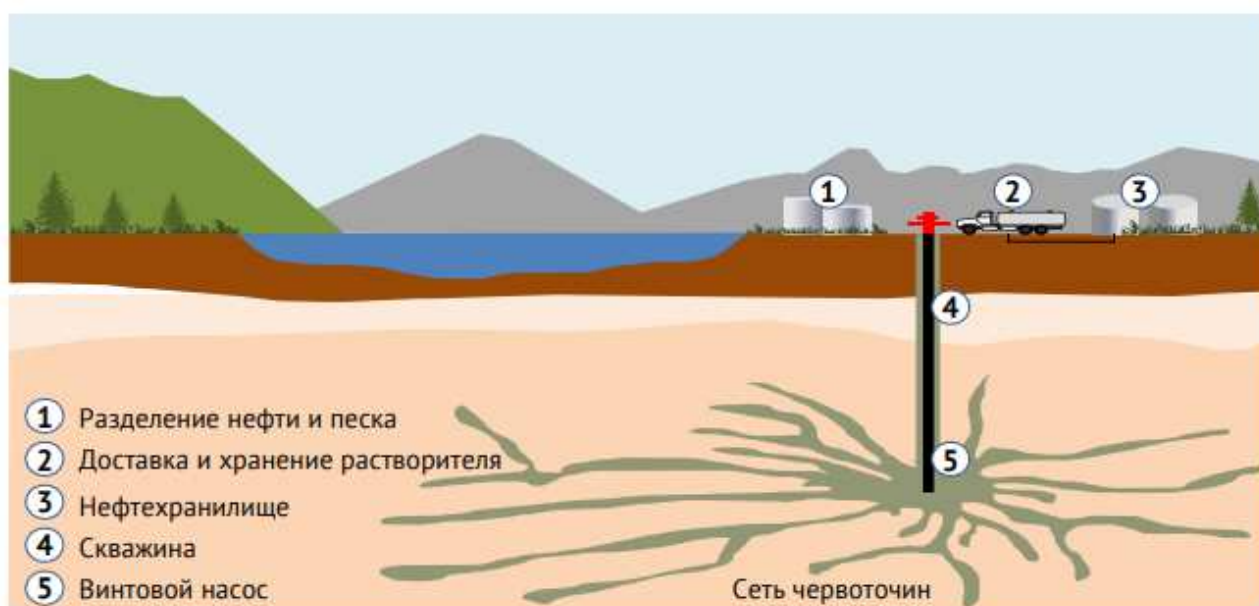


Рисунок 5 – Схема разработки месторождения методом CHOPS [2]

Разработка осуществляется намеренной инициацией притока песка при заканчивании скважины с образованием высокопроницаемых каналов («червоточин») в смежных низкосцементированных песчаниках, в которых возможно продвижение вспененной газодобитумной смеси после закачки газа и дальнейшим поддержанием притока песка [2]. Все производство CHOPS сопровождается значительным газовым фактором, который остается относительно постоянным в течение многих лет [9]. Считается, что следующие механизмы ответственны за значительное увеличение дебита нефти при методе CHOPS: когда песок добывается из коллектора, образуется зона повышенной

проницаемости, которая растет наружу, обеспечивая большой приток жидкости в ствол скважины; резкое падение давления в высоковязкой газообразной нефти приводит к образованию зоны «пенистой нефти», которая способствует дестабилизации песка и перемещению твердых частиц и жидкости к стволу скважины [10].

### **3.3 Способы добычи керогеновой нефти**

#### **3.3.1 Внепластовые методы извлечения керогеновой нефти**

Внепластовые методы заключаются в извлечении самой керогенсодержащей породы (нефтяного сланца) на поверхность в ходе карьерной добычи, аналогично процессу разработки месторождений нефтяных песков, её дроблению и последующей переработке в синтетическую нефть. Такой метод называется поверхностным ретортигном и подразделяется на [3]:

- непрямой ретортинг, подразумевающий пиролиз (разложение органических природных соединений при недостатке кислорода) нефтяного сланца за счет нагрева, в качестве теплоносителя используется природный газ, циркулирующий по законтурному пространству реторты, нагревая находящийся в ней измельченный сланец.

- прямой ретортинг, когда природный газ закачивается непосредственно в реторту, разогревая подаваемый туда же измельченный сланец.

- смешанный (комбинированный) ретортинг совмещает оба этих метода.

Реторты – аппараты, представляющие собой сосуды, позволяющие быстро нагревать породу в бескислородной среде. В таких условиях пиролитические реакции протекают при температурах в диапазоне 480...550 °С [11].

Технология получения нефти из горючего сланца основана на пиролизе породы и в общем случае состоит из следующих этапов [3]:

– измельченные куски нефтяного сланца погружаются в камеру предварительного нагрева, где происходит обезвоживание и предварительный нагрев «сухого» сланца до 250 °С. Теплоноситель подается как в камеру сгорания (теплоноситель – «сланцевая зола», получаемая на следующих стадиях процесса), так и по затрубному пространству (теплоноситель – отработанные нагретые газы);

– происходит пиролиз измельченного нефтяного сланца, перемешанного со сланцевой золой при температуре 500...550 °С. Приложенное тепло разрывает различные химические связи макромолекул керогена, высвобождая небольшие молекулы жидких и газообразных углеводородов, а также соединений азота, серы и кислорода [11]. В результате происходит выброс насыщенных углеводородных паров через «паровую трубу», эти пары впоследствии конденсируются в жидкие легкокипящие углеводороды за пределами реторты.

– тяжелые остатки, образовавшиеся в результате пиролиза, перемещаются в камеру сгорания, где при температуре свыше 800 °С происходит образование «сланцевой золы», часть которой используется в качестве теплоносителя, другая часть в смеси с отработанными газами направляется в «камеру охлаждения», которое осуществляется при помощи воды, чтобы впоследствии выступить в качестве теплоносителя для зоны предварительного прогрева.

### **3.3.2 Внутрипластовые методы извлечения керогеновой нефти**

Технологии для извлечения синтетической нефти из нефтяного сланца (керогена) во многом основываются на технологиях добычи тяжёлых нефтей и природных битумов, т.е. термическом воздействии на пласт [3].

При внутрипластовом ретортинге ретортация для добычи нефти и газа происходит под землей и заключаются проведение пиролитических реакций сухого сланца без его извлечения на поверхность. Это происходит за счет

нагрева породы (до 325...400 °С) и медленного выделения из нее синтетической нефти с последующим ее извлечением на поверхность [11].

Существует несколько перспективных методов нагрева больших объемов горючего сланца внутри пласта и извлечения нефтегазовых продуктов с использованием традиционных нефтяных и газовых скважин:

- с применением электрической энергии для пиролиза за счет использования большое количество ВС или ГС с электрическими нагревателями в них [11] и подачи в пласт легких углеводородов [3];

- с бурением параллельных ГС, ГРП, закачки электропроводящей расклинивающей среды в систему трещин. Далее бурится одна ГС, пробуренная под прямым углом к параллельным скважинам, соединяющая их и создающая электрическую цепь, которая нагревает породу [11];

- с нагревом с помощью скважинных нагревателей или закачки газов с поверхностным подогревом, таких как воздух, двуокись углерода или природный газ [3];

- с применением замкнутой системы нагревательных труб внутри пласта [3].



## **4 Сбор и подготовка к магистральному транспорту НН**

### **4.1 Сбор и подготовка к магистральному транспорту нефти низкопроницаемых пород**

#### **4.1.1 Сбор нефти низкопроницаемых пород на месторождении**

Нефть непроницаемых коллекторов по своим физико-химическим свойствам относится к традиционным. Это означает, что процесс её сбора и подготовки на месторождении будет аналогичен тем, что применяются на месторождениях традиционных видов нефти [12].

Добытая нефтегазоводяная смесь (далее – НГВС), достигнув поверхности, отправляется от кустовых площадок, где расположены скважины, по простым трубопроводам под давлением, созданным скважинными насосами, на автоматическую групповую замерную установку (далее – АГЗУ). На АГЗУ происходит объединение простых трубопроводов от скважин в один сложный трубопровод – сборный коллектор, а также замер показателей добываемой продукции. Далее флюид отправляется на дожимную насосную станцию (далее – ДНС) или установку предварительного сброса воды (далее – УПСВ). На ДНС происходит предварительный отбор попутного нефтяного газа (далее – ПНГ) и сообщение нефтяной эмульсии дополнительного напора, если он необходим, для дальнейшего транспортирования до установки подготовки нефти (далее – УПН). На УПСВ происходит обезвоживание НГВС, если флюид обладает высокой обводненностью и требует её понизить, а также и отбор ПНГ.

#### **4.1.2 Подготовка нефти низкопроницаемых пород к магистральному транспорту**

Задача УПН – в независимости от способа добычи, подготовить углеводородное сырье согласно параметрам, определяющим товарные свойства

нефти [13] для его сдачи его в систему магистральных нефтепроводов на экспорт или дальнейшей переработки на НПЗ. НГВС имеет в своем составе газы, пластовую воду, а также минеральные соли и механические примеси. Содержание воды в нефти приводит к увеличению расходов на ее транспортирование в магистральных трубопроводах, вызывает образование стойких нефтяных эмульсий, а содержание растворов солей вызывает коррозию трубопроводов и оборудования. Поэтому удаление примесей из нефти на промыслах имеет высокую важность. Данный процесс называют подготовкой нефти к транспорту, а сооружения, обеспечивающие данный процесс – УПН. Рассмотрим обобщенную схему технологии подготовки нефти на УПН.

Продукция с площадок кустов скважин под давлением поступает на узел подключения УПН, после которого в трубопровод организована подача деэмульгатора и ингибитора коррозии блоком дозирования реагентов (далее – БДР), предназначенным для химической обработки продукции нефтяных и газовых скважин. Затем НГВС поступает во входные нефтегазовые сепараторы (далее – НГС) – аппараты, предназначенные для отделения нефти от ПНГ, где происходит первичная сепарация газа.

Далее НГВС направляется в теплообменники (далее ТО), где проходит по «холодному контуру» и охлаждает поток товарной нефти. В результате температура флюида поднимается до значения способствующему дальнейшему разделению НГВС на компоненты.

Нагретая НГВС подается на вход трехфазных сепараторов (далее – ТФС), где происходит отделение ПНГ и обезвоживание до остаточной обводненности 10 %.

Нефть из ТФС поступает в буферные ёмкости (далее – БЕ) для предварительной сепарации перед подачей самотеком в резервуары вертикальные стальные (далее – РВС), где происходит гравитационный отстой пластовой воды до остаточной обводненности 1 %.

От РВС водонефтяная эмульсия подается на прием насосов блока технологической перекачки, а после на вход в печи трубчатые блочные (далее –

ПТБ), представляющие собой газовую печь с промежуточным теплоносителем для нагрева, чтобы обеспечить эффективное протекание процессов глубокого обезвоживания.

После ПТБ нефть подается в электродегидраторы (далее – ЭДГ), в них происходит обессоливание и обезвоживание нефти в электрическом поле до остаточной обводненности не более 0,5 % за счет электрического поля. Из ЭДГ нефть поступает на вход концевых сепарационных установок (далее – КСУ), где происходит стабилизация горячей нефти.

Насосами блока технологической перекачки через ТО, охлаждаясь потоком сырой нефти поступающей от скважин, получившаяся товарная нефть транспортируется в РВС.

Товарная нефть из РВС поступает на прием насосов блока товарной перекачки и далее подается на входной коллектор системы измерения количества и качества нефти (далее – СИКН), где подвергается проверке на соответствие товарному качеству. После нефть поступает в РВС центрального товарного парка (далее – ЦТП), где происходят приемо-сдаточные операции и нефть передают в ведение приемо-сдаточного пункта (далее – ПСП).

Отделившуюся пластовую воду очищают от примесей, солей и остатков нефти и реализуют согласно плану по утилизации, ПНГ также очищается от примесей и реализуется согласно плану по утилизации и на нужды месторождения.

## **4.2 Сбор и подготовка тяжёлой нефти и природных битумов к магистральному транспорту**

### **4.2.1 Сбор тяжёлой нефти и природного битума на месторождении**

Комплекс нефтесбора высоковязкой, сверхвязкой нефти (далее – ВВН и СВН) и природного битума, как в случае месторождений традиционной нефти, представляет собой: простые трубопроводы с кустовых площадок, АГЗУ,

сборный коллектор, ДНС и УПСВ. При добыче нефти тепловыми методами воздействия на пласт с применением пара и ВГ скважинная продукция, выходя на поверхность, может иметь довольно высокую температуру [5], а также уровень обводненности при добыче тепловыми методами до 90 % [5, 14]. Совокупность этих входных характеристик НГВС позволяет не прибегать к дополнительным методам снижения вязкости нефти для внутрипромыслового транспорта. При необходимости снижения тепловых потерь на участке трубопровода от ДНС до установки подготовки высоковязкой нефти (далее – УПВН) или сверхвязкой нефти (далее – УПСВН) предусматривается применение теплоизоляции или установка линейных нагревателей в начале сборного коллектора, увеличивающих температуру эмульсии до требуемых значений [10].

#### **4.2.2 Подготовка тяжелой нефти и природного битума к магистральному транспорту**

Задачи УПСВН аналогичны УПН. Рассмотрим общую схему подготовки ВВН, СВН и природных битумов. Продукция скважин поступает на узел подключения УПСВН, где с помощью БДР, обрабатывается деэмульгатором.

Следом флюид поступает на ТФС, где производится предварительное обезвоживание ВВН и СВН и сепарация ПНГ. При необходимости на выходе из ТФС в предварительно обезвоженную нефть с помощью БДР может производиться дополнительная подача деэмульгатора.

Частично обезвоженная высоковязкая нефть из ТФС откачивается блоком насосом технологической перекачки в ТО, где подогревается за счет тепла горячей высоковязкой нефти товарного качества.

Далее подогретая нефть направляется в ПТБ, где происходит дополнительный нагрев, а после этого поступает в отстойники (далее – О), где при высокой температуре производится дальнейшее обезвоживание высоковязкой нефти до остаточной массовой доли воды не более 5 %.

Следом флюид направляется в ЭДГ, где под действием электрического поля и высокой температуры производится обессоливание и глубокое обезвоживание до остаточной массовой доли воды не более 0,5 %.

На следующем этапе горячая обезвоженная нефть проходит через ТО, в которых охлаждается за счет потока флюида, следующего от ТФС, и далее поступает в БЕ, где происходит окончательная сепарация ПНГ. Таким образом, нефть приобретает товарные качества.

Товарный продукт откачивается блоком насосов товарной перекачки на входной коллектор высокотемпературного СИКН, где подвергается проверке на соответствие товарному качеству. После этого нефть поступает в ЦТП, а далее в ведение ПСП или направляется на технологическую площадку, где осуществляется один из способов транспорта этого высоковязкого продукта.

Подготовка ВВН, СВН и природных битумов сопровождается образованием осложненных нефтяных эмульсий (далее – ОНЭ), которые возникают в технологических установках (промежуточных слоях из ТФС, О, а также дренажей с ЭДГ). Их разрушение происходит методом выпаривания воды в испарительном аппарате и подачи дезэмульгатора на узле обработки ОНЭ, после чего обезвоженная нефть с остаточной массовой долей воды не более 0,5 % направляется на входной коллектор СИКН, соединяясь с потоком товарной нефти [10].

Отделившаяся пластовая вода и ПНГ проходят те же этапы, что и на УПН.

## **4.3 Сбор и подготовка нефтяных песков к магистральному транспорту**

### **4.3.1 Сбор нефтяного песка на месторождении**

Сбор нефтяного песка при карьерной разработке осуществляется с использованием грузовой техники, как и случае добычи методом CHOPS, где нефть с песком поступает от скважин в сборный пункт, а оттуда транспортируется техникой. Таким образом, сырье транспортируется на узел подключения УПР, представляющий собой самосвальный бункер и состоит из двух частей – погрузочно-разгрузочной установки (далее – ПРУ) и установки подготовки суспензии (далее – УПС) [15].

В ПРУ из самосвального бункера сырье в виде породы по конвейеру поступает в дробительные машины, где происходит её измельчение [15].

Далее порода транспортируется в уравнивательный бункер, позволяющий управлять производительностью УПР за счет изменения величины подачи сырья [15].

Из ПРУ измельченная порода поступает УПС, где за счет вращающихся аппаратов происходит интенсивное смешение нефтяного песка с горячей водой (более 50 °С) и насыщения его воздухом, в результате образуется аэрированная суспензия (далее – АС) нефтяного песка в воде. С помощью БДР добавляется деэмульгатор в виде гидроксида натрия для ускорения последующего извлечения битума. Затем АС проходит через фильтры, где улавливаются оставшиеся крупные комья породы и следом поступает в шламовые насосы внешней перекачки, транспортирующие получившийся раствор через трубопроводы на установку извлечения битума (далее – УИБ) [15].

Трубопроводы, соединяющие УПР и УИБ, имеют в своем составе, на выходе из УПС расходомеры и измерители плотности раствора. В случаях, когда первых давления АС, созданного насосами на УПР, недостаточно устанавливают ДНС, которая позволяет повысить напор жидкости. Таким

образом, суспензия подается на узел подключения УИБ. Трубопроводы выполняют не только функцию транспорта, но и участвуют в извлечении битума. Суспензия движется по трубопроводу со скоростями от 3...5 м/с, турбулентный поток в трубопроводе оказывает значительное механическое воздействие на АС, разрушая образующиеся комки и высвобождая битум, за счет прикрепления его частиц к пузырькам воздуха, что увеличивает скорость извлечения битума на УИБ [16].

### **4.3.2 Подготовка нефтяного песка к магистральному транспорту**

#### **4.3.2.1 Установка извлечения битума**

Из трубопровода АС, пройдя через узел подключения к УИБ, попадает в О, представляющий собой сосуд с коническим дном, где происходит отделение битума, от песка и воды за счет гравитационного разделения на водной основе: битум прикрепляется к свободным пузырькам воздуха и поднимается к верху емкости, из-за меньшей плотности, чем у твердых частиц, образуя чистый битумно-пенный продукт (содержание битума 60 %), который направляется самотёком в аппарат пенной деаэрации, а также мелкодисперсный шлам в средней части О, состоящий в основном из воды и примерно 2...4% битума, который отправляется на дополнительную обработку во флотационных аппаратах, а затем возвращается в технологический процесс УИБ [17].

Аппарат пенной деаэрации представляет собой вертикальную колонну, где пена (с содержанием воздуха 40 % по объему) подается в верхнюю часть колонны и под действием силы стекает вниз по установленным внутри тарелкам. Для дестабилизации пузырьков воздуха и нагрева битума в нижней части аппарата подается водяной пар. Таким образом, уменьшается содержание воздуха за счет схлопывания пузырьков. После этого этапа получившийся флюид, состоящий из битума на 60 %, воды на 30 % и механических примесей

на 10 %, перекачивается в РВС, а следом на установку обработки битума (далее – УОБ) [17].

#### **4.3.2.2 Установка обработки битума**

Получаемая на УИБ смесь, требует дополнительной очистки, прежде чем можно будет произвести мероприятия по организации магистрального транспорта, с этой целью флюид поступает на узел подключения к УОБ.

Поскольку плотность битума и воды очень близка к  $1000 \text{ кг/м}^3$  их нельзя разделить под действием силы тяжести. Для более эффективного гравитационного разделения смесь битума, воды и примесей от узла подключения УОБ поступает в аппарат смешения, где происходит её смешение с разбавителем/растворителем, представляющим собой смесь легких углеводородов. Таким образом, образуется продукт с плотностью ниже, чем у воды ( $800 \dots 900 \text{ кг/м}^3$ ) [18].

Далее разбавленный битум поступает в последовательность сепараторов, представляющих собой вертикальные О, где под действием силы тяжести происходит разделение смесей: «вода/твердые частицы (поток отходов)» отделяется от смеси «битум/разбавитель (поток продукта)». На ряду с этим используют последовательную очистку с помощью циклонных аппаратов, центрифуг, фильтров. В зависимости от используемого разбавителя вместе с потоком отходов возможно отделение части содержащихся в битуме асфальтенов (до 50 %) [18].

Получившийся продукт подается в аппарат восстановления легких углеводородов, в котором под действием высокой температуры часть разбавителя испаряется из битума и возвращается обратно в технологический процесс, а остаточная часть разбавителя позволяет транспортировать разбавленный битум далее [18].

Таким образом, получается битум с содержанием до 0,5 % или до 2 % воды и механических примесей, в зависимости от применяемого на УОБ



разбавителя [18]. На следующем этапе нагретый битум, в случае наличия в нем примесей и воды до 0,5 % и сниженного содержания асфальтенов, проходит учёт показателей количества и качества в СИКН и транспортируется в ЦТП, а следом в ПСП для сдачи в систему магистрального транспорта. В случае содержания воды и примесей до 2 % и высокого количества асфальтенов перед отправкой на НПЗ по трубопроводу подвергается «апгрейдингу», в ходе которого преобразуется в синтетическую нефть.

#### **4.4 Сбор и подготовка к магистральному транспорту керогеновой нефти**

##### **4.4.1 Сбор керогеновой нефти на месторождении**

Сбор керогеновой нефти, получаемой внутрислоевыми и внеслоевыми методами добычи осуществляется от скважин и наземных реторт соответственно. Из-за процессов добычи полученная нефть выходит на поверхность и из технологического процесса ретортирования в виде парогазовой смеси [19], которая по простым трубопроводам попадает на учет в АГЗУ, а затем на узел подключения к установке подготовки керогеновой нефти (далее – УПКН).

##### **4.4.2 Подготовка керогеновой нефти к магистральному транспорту**

На УПКН парогазовая смесь проходит очистку от остатков золы, образующейся в процессе ретортирования, с помощью циклонных аппаратов, центрифуг и электрофильтров [19].

Далее смесь поступает в теплообменники для конденсации высоко- и низкокипящих углеводородов. Полученные сконденсированные низко- и высококипящие углеводороды направляются в РВС, где образуют собой керогеновую нефть [19].

Далее под давлением от насосов технологической перекачки нефть подается на следующую технологическую площадку – апгрейдер, где происходит её доведение до товарного качества [19].

Несконденсированные газы направляются обратно в наземные реторты, а также к кустовым площадкам, чтобы участвовать в дальнейшей добычи нефти из керогена [19].

## 5 Способы магистрального транспорта НН

### 5.1 Применение разбавителей и нефтяных растворителей

Нефтяной растворитель (нефрас) представляют собой сложную смесь углеводородов, являющуюся продуктом перегонки нефти. Основной целью их использования является снижение плотности и вязкости ВВН, битумов и керогеновых нефтей. Выпускается 5 групп нефрасов, приведенных в таблице 1 [20].

Таблица 1 – Группы нефтяных растворителей в соответствии с ГОСТ 26377 – 84

Наименование группы	Обозначение	Характеристика группы
Парафиновые	П	Содержание нормальных углеводородов более 50%
Изопарафиновые	И	Содержание изопарафиновых углеводородов более 50%
Нафтеновые	Н	Содержание нафтеных углеводородов более 50%
Ароматические	А	Содержание ароматических углеводородов более 50%
Смешанные	С	Содержание каждой из групп углеводородов не превышает 50%

В частности для подготовки и транспорта битумов используются парафиновые и нафтеновые нефрасы с минимально возможным содержанием ароматических соединений. Выбор между нафтенным или парафиновым разбавителем зависит от требуемого качества продукта.

Парафиновые растворители – это углеводороды от  $C_4$  до  $C_{20}$ , обычно от н-пентана ( $C_5H_{12}$ ) до н-гексана ( $C_6H_{14}$ ). Они имеют плотность от 625...670 кг/м<sup>3</sup> и низкую температуру кипения, от 25...40 °С. Парафиновый растворитель способствует осаждению до 50 % асфальтенов (при отношении растворителя к битуму от 1,6 до 3 в зависимости от состава), содержащихся в больших количествах в битумах, за счет этого происходит более эффективное отделение

воды и механических примесей (до 0,5 %). Это позволяет продавать разбавленные битумы непосредственно на НПЗ, которые могут перерабатывать тяжелую высокосернистую нефть [21].

Нафтовые растворители представляют собой смесь углеводородов, состоящую из легкой фракции нефти. Этот нефрас содержит диапазон углеводородов от  $C_5$  до  $C_{10}$ . Нафта имеет плотность имеет пределы 750...800 кг/м<sup>3</sup> и начальную точку кипения 60...100 °С. В процессе разбавления нефтью плохо осаждаются асфальтены, в следствии этого отделение воды и механических примесей при гравитационном отстое идет менее эффективно. Битумы, разбавленные нефтью, требует промежуточной стадии «апгрейдинга» для удаления асфальтенов, остаточной воды, соединений серы, тяжелых металлов, механических примесей перед отправкой на НПЗ. Таким образом, применение нафтового нефраса для транспорта битума по магистральным трубопроводам ограничено, однако он позволяет доставлять битум к апгрейдеру, где перед от отправкой на НПЗ разбавленный битум преобразуется в синтетическую легкую нефть [22].

Эффективным и доступным способом улучшения реологических свойств НН является применение углеводородных разбавителей: газового конденсата, товарных продуктов и легких нефтей. Применение разбавителей позволяет существенно снизить вязкость и температуру застывания ВВН, СВН и битумов. Разбавление бензинами и керосинами для облегчения перекачки практически не осуществляется, так как их доставка на месторождения требует больших капитальных и эксплуатационных затрат. Для мазутов и гудронов такие разбавители также нецелесообразны, поскольку на конечных пунктах нужны установки по разгонке смеси с целью возврата разбавителя в оборот. Целесообразнее всего в качестве разбавителей использовать легкие нефти или газовый конденсат, если их добыча имеет непосредственную близость к месторождению высоковязкой нефти или их смешение возможно получить на головных сооружениях нефтепровода. Однако, если для разбавления высоковязкой продукции требуется большое количество легкой нефти или

газового конденсата, то такие мероприятия становятся неэффективными с экономической точки зрения. В общем случае выбор типа разбавителя/растворителя производится путем сравнения различных вариантов по: суммарным затратам на получение или приобретение, доставку и смешение разбавителя/растворителя с высоковязкими продуктами [23].

## **5.2 Апгрейдинг НН**

Апгрейдинг – это процесс, при котором НН превращается в легкую/малосернистую синтетическую товарную нефть путем фракционирования и химической обработки, с удалением практически всех следов серы, азота и тяжелых металлов [24].

НН подается через узел подключения к апгрейдеру и попадает в аппарат атмосферной дистилляции, где при умеренных температурах и низком давлении происходит извлечения растворителя/разбавителя с последующим возвратом его в технологический процесс, в частности на УОБ. Также идет отделение нефти и легкого газойля, которые отправляются в РВС для смешивания с другими продуктами термообработки, либо обрабатываются в аппарате вторичной переработки [24].

Тяжелые компоненты после аппарата атмосферной дистилляции направляются в аппарат вакуумной дистилляции, где вакуумный газойль испаряется и направляется на аппарат вторичной переработки [24].

Осадок направляется в аппарат первичной переработки, где происходит изменение отношение водорода к углероду (Н:С), что повышает качество нефти, за счет удаления углерода (коксования), или добавления водорода (гидроконверсии). Коксование происходит при температурах около 500 °С и низких давлениях (около 350 кПа), термически крекируя остаток на легкие углеводороды. При гидроконверсии происходит крекинга тяжелых молекул путем добавления водорода в присутствии катализатора (например, платины). Продуктами этих преобразований являются нефть, керосин и газойли, которые

выходят из аппарата в виде пара, оставляя после себя коксовый остаток, и направляются в аппарат вторичной переработки [24].

В аппарате вторичной переработки происходит фракционирование (дистилляция) и гидрокрекинг получившихся продуктов, в результате образуются пары легких углеводородов, которые подаются в аппарат для каталитической гидроочистки, где происходит удаление соединений серы, азота и металлов [24].

Из аппаратов каталитической гидроочистки легкие углеводороды направляются в РВС, где смешиваются продукты апгрейдинга, образуя синтетическую товарную нефть [24].

Из РВС синтетическая нефть поступает на входной коллектор СИКН, где происходит учет её показателей, после чего продукция передается в ЦТП, а далее в ПСП для сдачи в систему магистральных трубопроводов.

Полученная синтетическая товарная нефть по своим качествам не уступает традиционной легкой нефти и даже может превосходить за счет более низкого содержания: воды, механических примесей, солей, тяжелых металлов и серы.

### **5.3 Прочие способы транспорта высоковязких НН**

Известно несколько групп технологий, позволяющих улучшать транспортировку ВВН.

Технологии, не изменяющие реологические свойства перекачиваемых нефтей предполагают [23]:

– использование механических устройств (насадок, спиралей и т.д). Создается пристенный внутренний слой из маловязкой жидкости (нефти, нефтепродуктов, воды с добавлением поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ) и без них). Проводится с помощью специальных мешалок, диафрагм и т.д. и состоит в том, что ВВН охлаждают до образования в ней парафинистой структуры, которую затем разрушают механическим путем. Содержащиеся в

нефти смолы и асфальтены препятствуют повторному образованию парафиновой структуры;

- уменьшение шероховатости или геометрии труб, что позволит свести гидравлические потери до минимума;

- последовательную перекачку. Различные по качеству углеводородные жидкости отдельными партиями определенных объемов перекачиваются по одному трубопроводу.

- гидротранспорт или транспорт в потоке газа. Суть метода гидротранспорта ВВН заключается в совместной перекачке нефти и воды. Вода, контактируя со стенками трубы, снижает гидравлические потери. Этот метод разделяется на: перекачку нефти внутри водяного кольца (используется винтовая нарезка или приваренные по спирали металлические полосы; кольцевые муфты, для подачи воды с тангенциальными отверстиями, расположенными перпендикулярно потоку нефти; перфорированные трубопроводы, внутри трубопровода большего диаметра и прокачкой воды между ними); перекачку водонефтяной смеси в виде эмульсии типа «нефть в воде». Для стабилизации эмульсий в них добавляют ПАВ; послойную перекачку нефти и воды. В этом случае вода занимает положение у нижней образующей трубы, а нефть – у верхней, то есть между нефтью и водой образуется плоская граница раздела, уменьшающая гидравлическое сопротивление.

Технологии, связанные с изменением реологических свойств нефти регулированием фазовых переходов и процессов коалесценции и изменения концентрации эмульсий [23]:

- физические: повышение температуры потока нефти в печах или теплообменниках, расположенных в отдельных пунктах трассы трубопровода, с использованием для этого различных видов топлива (перекачиваемый продукт, утилизация тепла промышленных производств и т.д.); применение трубопроводов-спутников, расположенных снаружи или внутри трубы, с использованием различных теплоносителей (горячая вода, пар и т.д.) и схем

движения нефти и теплоносителя (параллельно друг другу или на встречу друг другу); использование внешнего или внутреннего электрообогрева трубопровода с тепловой изоляцией или без нее (гибкие ленты, кабели и т.д.).

– физико-химические: перекачка в виде эмульсий нефти в воде с использованием стабилизирующих ПАВ и без них; термообработка путем нагрева нефти до определенной температуры с последующим ее охлаждением с заданным режимом до температуры перекачки; обработка депрессорной присадкой (стимулятором потока) всего объема нефти или только пристенного слоя потока. Депрессорные присадки применяются для снижения температуры застывания и представляют собой смеси ПАВ.

Однако, применение находят далеко не все существующие методы вследствие того что:

– в ряде случаев их применение экономически нецелесообразно или не дает существенных результатов при большом уровне затрат на внедрение;

– техническое исполнение способа может иметь высокую материалоемкость или трудоёмкость, создавать трудности при техническом обслуживании (применение трубопроводов-спутников, использование внешнего или внутреннего электрообогрева трубопровода, перфорированные трубопроводы, кольцевые муфты, винтовая нарезка), что влечет за собой не только высокие капитальные затраты на осуществление, но и эксплуатационные затраты;

– применяемый метод связан с использованием больших объемов воды в качестве теплоносителя или среды, снижающей поверхностное трение (перекачка в водяном кольце, в виде эмульсии, послойная перекачка), а также дополнительных энергетических затрат, направленных на увеличение температуры рабочего тела (электрообогрев трубопровода с тепловой изоляцией, печи подогрева вдоль трассы трубопровода). Использование больших объёмов воды не всегда возможно, а отделение воды от нефти в конечном пункте требует дополнительного времени и оборудования;



– нефть, в частности НН, может иметь очень высокое содержание серы или парафина, что негативно сказывается на работе принимающего НПЗ и ограничивает продажу на экспорт из-за высокого уровня парафина [13]. Это сужает способы транспорта до применения разбавителей и апгрейдинга.

## 6 Техническое предложение

Техническое предложение состоит в обустройстве технологической схемы подготовки к транспорту ВВН, СВН и природных битумов системой, позволяющей смешивать получившуюся товарную продукцию с высокой вязкостью и высоким и/или особо высоким содержанием серы с углеводородными разбавителями/растворителями после этапе её подачи на СИКН. Это обеспечит повышение эффективности трубопроводного транспорта получаемой товарной нефти до ПСП и по магистральному трубопроводу, за счет значительного снижения вязкости получаемой смеси, а также позволит снизить содержание серы в конечном продукте.

Предлагаемое решение основывается на имеющихся системах по организации смешения ВВН, СВН и высокосернистой нефти с малосернистым, легким углеводородным сырьем. Существующие варианты систем решают ряд задач: обеспечивают автоматизацию смешения; обработку данных, связанных с работой системы, в реальном времени; повышают качества смеси, за счет высокой точности регулировки процесса; позволяют работать на несколько потоков трубопроводов и переключаться между ними [25, 26]. Однако, существуют недостатки в виде отсутствия контроля однородности, а значит и стабильности получаемых смесей [27].

Предлагаемое решение [27] имеет задачу устранить имеющиеся недостатки аналогов и выполнять весь присущий им набор задач за счет технических решений, а также повысить точность регулирования протекающих процессов. Технический результат от использования данного решения заключается в обеспечении однородности и стабильности показателей качества нефти при её смешении с различными по содержанию серы, парафина и плотности углеводородами в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858 – 2002 [13] и одновременным снижением сроков выполнения работ.

Поставленная задача достигается результатом работы следующего оборудования [27]:

– смешивающий блок, содержащий статический смеситель, пробоотборник и патрубки для проведения замеров давления и температуры. Пробоотборник связан блоком измерения количества нефти, данные с которого по информационным каналам передаются в блок анализа и управления качеством смешения (далее – БАУ), который обеспечивает управление приводами запорно-регулирующей арматуры и статического смесителя;

– блок измерения качества (далее – БИК) нефти и разбавителя/растворителя;

– запорно-регулирующую арматуру;

– БАУ.

Работа системы смешения характеризуется следующими операциями:

– в блоке анализа результатов измерения показателей качества смеси вводят исходные данные для определения диапазона показателей качества смеси нефти с разбавителем/растворителем, которые должны будут поддерживаться на выходе из системы смешения;

– вычисляют расчетные значения показателей качества ожидаемой смеси;

– осуществляют подкачку нефти и выбранного растворителя/разбавителя к точке смешения при помощи насосной станции;

– регулируют открытие/закрытие запорно-регулирующей арматуры на основе данных о показателях качества смеси на входе и выходе системы смешения, определяемых путем отбора проб пробоотборником и их анализов в БИК.

## 7 Технология добычи, подготовки и транспортировки НН

Технология добычи, подготовки и транспортировки НН рассматривается на основе данных о физико-химических свойствах нефти Ашальчинского месторождения, характеризующаяся как СВН. Основные характеристики Ашальчинской нефти представлены в таблице 2 [23].

Таблица 2 – Основные физико-химические характеристики Ашальчинской нефти

Показатели	Значение
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	969,3
Вязкость при 20 °С, сСт	2140
Вязкость при 50 °С, сСт	245,6
Коксуемость, % масс.	9,8
Элементный состав, % масс.:	
- углерод	83,60
- водород	11,25
- сера	4,12
- азот	0,28
- ванадий	0,0132
- никель	0,0041
- железо	0,0037
- хлор	0,070
- кислород (по разности)	0,59
Содержание хлористых солей, мг/л	44,3

В соответствии с ГОСТ Р 51858 – 2002 [13] данная нефть является особо высокосернистой и относится к битуминозным по плотности, также присутствует значительное количество металлов. Таким образом, данное сырье можно отнести нетрадиционной тяжёлой нефти.

На Ашальчинском месторождении для добычи таких нефтей применяются термические методы воздействия на продуктивный пласт, в том числе метод SAGD, основанный использовании для добычи пары скважин, одна из которых выступает нагнетающей пар, а другая, расположенная ниже – добывающей. С помощью данной технологии разогретая нефть попадает на

поверхность, при этом скважинная продукция имеет температуру 90...100 °С [5].

Со скважин кустовых площадок НГВС по простым трубопроводам поступает на АГЗУ, где производится учет полученной смеси, а после подача деэмульгатора. Далее флюид по сложному трубопроводу – сборному коллектору направляется на узел подключения к УПСВН, а в случае недостаточного предварительно на ДНС, где происходит повышение давления с помощью насосов.

На УПСВН НГВС подвергается стабилизации (сепарации ПНГ) и обезвоживанию для получения товарного продукта. Для этих целей используется ряд оборудования в следующем порядке: ТФС, предназначенные для отделения попутного газа и воды; насосов технологической перекачки; БДР, дозирующий при необходимости реагенты для подготовки; ТО, осуществляющие предварительный подогрев потока НГВС и охлаждение потока товарной нефти; ПТБ, осуществляющие основной нагрев высоковязкой нефти; О, позволяющие путем гравитационного отстоя провести следующих этап обезвоживания; ЭДГ, где происходит глубокое обезвоживание и обессоливание флюида; БЕ, где происходит повторное отделение газов; насосов товарной перекачки. Таким образом, производится товарный продукт с остаточной обводненностью не более 0,5 %.

Горячая товарная высоковязкая нефть поступает на СИКН, способный производить учет количества и показателей качества высокотемпературного продукта: уровень обводненности, содержания серы и механических примесей. После продукт подается в систему смешения товарной высоковязкой нефти с разбавителем/растворителем, которая состоит из: блока смешения, БИК, БАУ, технологических насосов, а также РВС для хранения смешиваемых углеводородов. Таким образом, происходит получение стабильной смеси товарного качества с более низкой вязкостью, плотностью, а также более низким содержанием серы.

Данная продукция подается в ЦТП, а далее – в ПСП, где происходит сдача нефти на головные сооружения трубопровода.

## 8 Расчет физико-химических параметров смеси НН с разбавителями/растворителями

### 8.1 Исходные данные для расчетов

Для определения параметров смеси НН с разбавителями/растворителями необходимо знать характеристики самой нефти, они представлены в таблице 2. А также знать характеристики разбавителей/растворителей, которые будут применяться для получения смеси. На основании исследований Хайрудинова Рашида Ильдаровича [23] и Рахимовой Шауры Газимьяновны [28], направленных на определение растворителей и разбавителей, образующих с тяжёлой нефть Ашальчинского месторождения стабильные смеси и имеющих наибольшую растворяющую способность, были выявлены высокие показатели растворяющей способности при использовании газового конденсата (далее – ГК) и дизельной фракции (далее – ДФ) в качестве разбавителей, среди растворителей наибольшую растворяющую способность показал Нефрас-А-150/330. Их характеристики представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Физико-химические характеристики разбавителей/растворителей

Показатель	Наименование		
	Нефрас-А-150/330 (Нефтяной ароматический растворитель)	ДФ	ГК
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	860,0 [28]	822,5 [23]	762,0 [23]
Вязкость при 20 °С, сСт	2,0 [28]	2,7 [23]	0,9 [23]
Содержание серы, % масс	0,02 [28]	0,99 [23]	0,01 [23]
Растворяющая способность масс., %	15,1 [28]	28,0 [23]	20,0 [23]

## 8.2 Определение плотности и вязкости смеси

Определим расчетную кинематическую вязкость  $i$ -ой смеси  $\nu_{см.i}$ , сСт, нефти с  $i$ -ым разбавителем/растворителем при температуре 20 °С по преобразованной формуле Вальтера [29]:

$$\lg(\lg(\nu_{см.i} + k)) = a_i \cdot \lg(\lg(\nu_{1i} + k)) + (1 - a_i) \cdot \lg(\lg(\nu_2 + k)), \quad (1)$$

где  $a_i$  – массовая доля  $i$ -ого растворителя/разбавителя применяемого в смеси (по таблице 3), ед;

$\nu_{1i}$ ,  $\nu_2$  – кинематические вязкости  $i$ -ого растворителя/разбавителя (по таблице 3) и нефти (по таблице 2) соответственно, сСт;

$k$  – коэффициент, применяемый при перекачке нефти с вязкостью более 2,0 сСт,  $k = 0,6$ .

Определим кинематическую вязкость  $\nu_{см.1}$  смеси нефти с растворителем Нефрас-А-150/330 по формуле (1):

$$\lg(\lg(\nu_{см.1} + 0,6)) = \frac{15,1}{100} \cdot \lg(\lg(2,0 + 0,6)) + \left(1 - \frac{15,1}{100}\right) \cdot \lg(\lg(2140 + 0,6));$$

$$\lg(\lg(\nu_{см.1} + 0,6)) = 0,38594;$$

$$\nu_{см.1} = 10^{10^{0,38594}} = 269,7 \text{ сСт.}$$

Аналогично выполняем расчет кинематических вязкостей  $\nu_{см.2}$ ,  $\nu_{см.3}$  с применением разбавителей ДФ и ГК соответственно. Результаты расчета по формуле (1) следующие:  $\nu_{см.2} = 94,58$  сСт,  $\nu_{см.3} = 70,19$  сСт.

Определим расчетную плотность  $\rho_{см.i}$ , кг/м<sup>3</sup>,  $i$ -ой смеси нефти с  $i$ -ым разбавителем/растворителем при температуре 20 °С по формуле [27]:



$$\rho_{см.i} = a_i \cdot \rho_{1.i} + (1 - a_i) \cdot \rho_2, \quad (2)$$

где  $a_i$  – то же, что и в формуле (1);

$\rho_{1.i}$ ,  $\rho_2$  – плотности  $i$ -ого растворителя/разбавителя (по таблице 3) и нефти (по таблице 2) соответственно, кг/м<sup>3</sup>.

Определим плотность  $\rho_{см.1}$  смеси нефти с растворителем Нефрас-А-150/330 по формуле (2):

$$\rho_{см.1} = \frac{15,1}{100} \cdot 860 + \left(1 - \frac{15,1}{100}\right) \cdot 969,3 = 952,8 \text{ кг/м}^3.$$

Аналогично выполняем расчет плотностей  $\rho_{см.2}$ ,  $\rho_{см.3}$  с применением разбавителей ДФ и ГК соответственно. Результаты расчета по формуле (2) следующие:  $\rho_{см.2} = 928,2 \text{ кг/м}^3$ ,  $\rho_{см.3} = 927,8 \text{ кг/м}^3$ .

### 8.3 Определение требуемых подач растворителя/разбавителя

Определим требуемую годовую массовую производительность  $i$ -ого растворителя/разбавителя  $G_{p.i}$ , млн.т./год, по формуле:

$$G_{p.i} = \frac{G_H}{100 - a_i} \cdot a_i, \quad (3)$$

где  $a_i$  – массовая доля  $i$ -ого растворителя/разбавителя применяемого в смеси (по таблице 3), %;

$G_H$  – годовая массовая производительность нефти, млн.т./год. Для Ашальчинского месторождения  $G_H = 1$  млн.т./год [5].

Определим требуемую годовую массовую производительность  $G_{P,1}$  растворителя Нефрас-А-150/330 по формуле (3):

$$G_{P,1} = \frac{1}{(100 - 15,1)} \cdot 15,1 = 0,178 \text{ млн.т/год.}$$

Аналогично выполняем расчет годовых массовых производительностей  $G_{P,2}$ ,  $G_{P,3}$  с применением разбавителей ДФ и ГК соответственно. Результаты расчета по формуле (3) следующие:  $G_{P,2} = 0,389$  млн.т/год.,  $G_{P,3} = 0,250$  млн.т/год.

Определим требуемую часовую и суточную объемные производительности  $i$ -ого растворителя/разбавителя  $Q_{P,i}$ , м<sup>3</sup>/ч, по формулам [30]:

$$Q_{P,i} = \frac{G_{P,i} \cdot k_{НП}}{24 \cdot N_p \cdot \rho_{1,i}} \cdot 10^9; \quad (4)$$

$$Q_{P,i.сут.} = Q_{P,i} \cdot 24, \quad (5)$$

где  $G_{P,i}$ ,  $G_H$  – годовая массовая производительность растворителя/разбавителя и нефти соответственно, млн.т/год;

$k_{НП}$  – коэффициент неравномерности перекачки. Для одностороннего трубопровода, подающего нефть от пунктов добычи к системе магистральных трубопроводов,  $k_{НП} = 1,10$ ;

$N_p$  – число суток работы нефтепровода в течение года. Для трубопровода с годовой массовой производительностью  $G_T = 1,1 \dots 1,8$  млн.т./год и протяженность менее 250 км принимаем  $N_p = 357$  дней.

Определим требуемую часовую и суточную объемные производительности  $Q_{P.1}$  и  $Q_{P.1.сут.}$  растворителя Нефрас-А-150/330 по формулам (4) и (5):

$$Q_{P.1} = \frac{0,178 \cdot 1,1}{24 \cdot 357 \cdot 860} \cdot 10^9 = 26,55 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_{P.1.сут.} = 26,55 \cdot 24 = 637,23 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Аналогично выполняем расчет требуемую часовую и суточную объемные производительности  $Q_{P.2}$ ,  $Q_{P.2.сут.}$  и  $Q_{P.3}$ ,  $Q_{P.3.сут.}$  с применением разбавителей ДФ и ГК соответственно. Результаты расчета по формулам (4) и (5) следующие:

$$Q_{P.2} = 60,70 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad Q_{P.2.сут.} = 1456,85 \text{ м}^3/\text{сут.}, \quad Q_{P.3} = 42,12 \text{ м}^3/\text{ч},$$

$$Q_{P.3.сут.} = 1010,90 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

#### 8.4 Определение содержания серы в смеси

Расчетное средневзвешенное содержание серы  $S_{см.i}$ , %, в  $i$ -ой смеси нефти с разбавителем/растворителем определим с учетом дополнительных объемов углеводородов поступающих в систему по формуле [27]:

$$S_{см.i} = \left[ \frac{\sum_1^i (G_i \cdot S_i)}{\sum_1^i G_i} \right] + K_c, \quad (6)$$

где  $G_i$  – массовое содержание  $i$ -ого компонента смеси в потоке, млн.т./год;

$S_i$  – массовая доля серы  $i$ -ого компонента в потоке (по таблице 2 для нефти, таблице 3 для разбавителей/растворителей), %;

$K_c$  – абсолютная погрешность прибора измерения массовой доли серы (для поточного анализатора серы – 0,06 %).

Определим расчетное средневзвешенное содержание серы  $S_{см.1}$  смеси нефти с растворителем Нефрас-А-150/330 по формуле (6):

$$S_{см.1} = [(1 \cdot 4,12 + 0,178 \cdot 0,02) / (1 + 0,178)] + 0,06 = 3,56 \%$$

Аналогично выполняем расчет средневзвешенных содержаний серы  $S_{см.2}$ ,  $S_{см.3}$  с применением разбавителей ДФ и ГК соответственно. Результаты расчета по формуле (6) следующие:  $S_{см.2} = 3,30 \%$ ,  $S_{см.3} = 3,36 \%$ .

## **9 Безопасность и экологичность**

Нефтегазовый комплекс является одной из крупнейших и развитых промышленных отраслей страны. Весь объем работ, связанных с нефтью, нефтепродуктами и углеводородными газами, предрасположен к возникновению опасных производственных и чрезвычайных ситуаций техногенного характера, а также экологической угрозе окружающей среде, так как отрасль задействует в своей работе широкий набор технологического оборудования, а углеводородное сырье само по себе представляет опасность в виду своих физико-химических свойств.

Для снижения вероятности возникновения различных аварийных и чрезвычайных ситуаций в нефтегазовой промышленности требуется соблюдать требования, нормы и правила безопасности, обеспечивающие сохранность окружающей среды, а также здоровья и жизни человека. Достичь безопасности и экологичности производственных процессов возможно с использованием охраны труда, а также совокупностью технических и экономических мер.

### **9.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

Технологический процесс внутрипромыслового транспорта и подготовки к магистральному транспорту нетрадиционных нефтей связан с проведением ремонтно-восстановительных работ, техническим обслуживанием оборудования, отбором проб, учетом показателей измерительных приборов, а также дистанционным управлением из помещения операторной (с помощью автоматизированных систем управления) и ручным управлением, находясь в непосредственной близости к технологическому оборудованию (например, открытие / закрытие запорной арматуры).

При выполнении указанных видов работ возможно возникновение опасных и вредных факторов, представленных в таблице 4 [31].

Таблица 4 – Классификация опасных и вредных факторов

Природа действий	Опасные и вредные производственные факторы
Физические	Повышенный уровень вибрации; тесный контакт при выполнении работ с механизмами под высоким давлением; температура материалов (повышенная и пониженная в зимний период); электрический ток при выполнении работ по ТО СИ; недостаток искусственного освещения; чрезмерное загрязнение воздушной среды; повышенный уровень шума
Химические	Токсические (ядовитые) вещества непосредственно и косвенно действующие на организм человека
Биологические	Микроорганизмы (растения, насекомые и животные) на территории объекта
Психофизиологические	Физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса; нервно-психические перегрузки, связанные с напряженностью трудового процесса; динамические нагрузки, связанные с повторением стереотипных рабочих движений; нервно-психические перегрузки связанные с числом производственных объектов одновременного наблюдения

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, который характеризует уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по обязательному социальному страхованию. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда [32].

Потенциальная опасность для персонала и промышленных сооружений, флоры и фауны определяется разрушениями конструктивных элементов трубопроводной системы объекта, технологического оборудования АГЗУ, УПСВН, системы смешения нефти с разбавителем/растворителем, утечками транспортируемого продукта, а также выходом из строя электрооборудования с образованием искры, открытого пламени. В результате этого происходят следующие аварийные ситуации:

- розлив углеводородного сырья и его испарение;
- утечка выделяющегося попутного нефтяного газа;
- превышение ПДК отравляющих веществ в местах розливов нефти и утечек газа;

- возникновение возгораний, взрывов;
- разлет осколков и деталей технологического оборудования.

## **9.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Ашальчинское месторождение расположено в Черемшанском районе Республики Татарстан, на 125 км восточнее г. Бугульма и на 15 км западнее с. Кутема [33].

Климат региона – умеренно континентальный, климатический район – П В. Данная территория характеризуется продолжительной зимой и коротким летом. Минимальная температура воздуха – минус 47 °С, максимальная – 38 °С. Преобладающее направление ветра – юго-западное, максимальная средняя скорость ветра за январь – 7,5 м/с [34].

Работы, в основном, проводятся на открытом пространстве, вне помещений, в светлое время суток, а также в помещении операторной круглосуточно. В зимнее время года для работников необходимо наличие теплой одежды и обуви, головного убора для предупреждения обморожения.

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды предусмотрены системы обогрева и вентиляции. Оптимальная температура воздуха поддерживается в пределах 17...20 °С [35].

На территории технологической площадки УПСВН, АГЗУ, системы смешения нефти с разбавителем/растворителем, а также вблизи трасс прокладки промысловых трубопроводов для обогрева рабочего персонала установлены вагоны, оснащенные электрическими обогревателями, во вспомогательных и административно-бытовых зданиях обогрев и вентиляция предусматривается от котельной.

В летнее время помещения оснащаются противомоскитными сетками и системами вентиляции, работники обеспечиваются средствами против насекомых.

### **9.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования**

Управление технологическим процессом на УПН, АГЗУ и в системе смешения нефти с разбавителем/растворителем ведется из операторных, в каждой из которых в течение смены находится четыре человека. Высота каждой из операторных составляет 4,6 м, площадь 54 м<sup>2</sup>, таким образом производственные помещения операторных соответствуют гигиеническим требованиям [36].

На производственных объектах должны быть санитарно-бытовые помещения для обслуживающего персонала согласно санитарным нормам. В состав санитарно-бытовых помещений входят гардеробные, душевые, умывальные, уборные, курительные, места для размещения устройств питьевого водоснабжения, помещения для обогрева или охлаждения, обработки, хранения и выдачи спецодежды. [37]

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м<sup>2</sup> на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м<sup>2</sup>. Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м<sup>2</sup> на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м<sup>2</sup>.

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначаются для хранения уличной, домашней и специальной одежды [38].

К показателям, характеризующим микроклимат в производственных помещениях, относят температуру воздуха, относительную влажность воздуха, скорость движения воздуха. Оптимальные условия устанавливаются из расчета комфортного пребывания персонала в помещении в течение рабочего дня.



Во время проведения работ на объектах внутрипромыслового транспорта нефти (например, в помещении АЗГУ) и УПСВН персонал может иметь контакт с веществами, негативно воздействующими на организм человека: сероводородом в смеси с углеводородами, предельно допустимая концентрация которого (далее – ПДК) не должна превышать  $3,0 \text{ мг/м}^3$ , нефтью а также её парами с ПДК не более  $10,0 \text{ мг/м}^3$  и углеводородными газами, ПДК которых не должны превышать  $300 \text{ мг/м}^3$  [38].

Источниками шума и вибрации является технологическое оборудование УПСВН и объектов внутрипромыслового транспорта (детали трубопроводов, АГЗУ). При проведении работ, уровень шума не должен превышать 80 дБ [39], а уровень вибрации 81 дБ [40].

Система вентиляции в производственных и бытовых помещениях (столовая, санузел) – естественная и механическая через вентиляционные камеры. Воздух при естественной вентиляции может поступать с пространства месторождения, в случае же наличия вредных концентраций веществ, в зонах непосредственного контакта с ними рекомендована принудительная вентиляция.

В технологическом процессе транспортировки и подготовки НН на месторождениях необходимо применять оборудование и машины с минимальными шумовыми и вибрационными характеристиками, пользоваться необходимыми средствами коллективной и индивидуальной защиты – касками, наушниками, виброгасителями, респираторами, противогазами, а также защитными очками.

Температура воздуха контролируется термометрами, влажность – психрометрами, интенсивность воздухообмена замеряется анемометрами, а оценка составу воздуха дается с помощью газоанализаторов.

## 9.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Наибольшую опасность для человека составляют технологическое оборудование и трубопроводы, содержащие горючие пары, газы и нефть.

В таблице 5 приведены отравляющие, токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ, с которыми взаимодействуют работники, участвующие в технологическом процессе внутрипромыслового транспорта, подготовки нефти на УПСВН и работе системы смешения нефти с разбавителем/растворителем [38].

Таблица 5 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Вещества		
	Углеводороды алифатические предельные C <sub>1</sub> -C <sub>10</sub>	Сероводород в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	Нефть
ПДК, мг/м <sup>3</sup>	300	3	10
Преимущественное агрегатное состояние	пары или газы	пары или газы	аэрозоль
Класс опасности	4	3	3
Действие на организм	аллергическая реакция	остронаправленное	фиброгенное

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на технологическую площадку и проведением газоопасных работ [41]. При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Для обеспечения безопасности людей и сохранности зданий и других сооружений, а также оборудования и материалов, находящихся в них, от разрушения, загорания и взрывов при прямых ударах молнии должна устраиваться молниезащита [42].

Для борьбы с проявлениями вторичных молний, а также статического электричества, технологическое оборудования и трубопроводы, содержащие горючие пары и газы, должны заземляться. Допускается использование

заземляющих устройств электроустановок. Заземленное металлическое оборудование, покрытое лакокрасочными материалами, считается электростатически заземленным, если сопротивление любой точки его внутренней и внешней поверхности относительно магистрали заземления не превышает 10 Ом. Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного только для защиты от статического электричества, должно быть не более 100 Ом [43].

Для предупреждения опасных проявлений статического электричества необходимо устранение возможности накопления зарядов статического электричества на оборудовании путем заземления металлического оборудования и трубопроводов, снижения скорости движения нефти в трубопроводе и предотвращения её разбрызгивания, а также снижения концентрации её паров до безопасных пределов.

## **9.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

Причинами возникновения возможных взрывов и пожаров во время технологического процесса внутрипромысловой транспортировки и подготовки нефти к магистральному транспорту является несоблюдение правил пожарной безопасности, техники безопасности при проведении работ, правил эксплуатации оборудования, а их источниками – утечки и возгорание углеводородных газов и паров нефти.

Концентрационные пределы воспламенения в смеси с воздухом выражаются в процентах объемной доли и составляют:

- для газов на основе метана 4,4 % – нижний, 17,0 % – верхний;
- для нефти 1,2 % – нижний, 8,0 % – верхний [44].

Помещения операторных относятся к категории Г (по взрывопожарной и пожарной опасности), помещения АГЗУ – к категории А, наружное технологическое оборудование – к категории АН [45].

Электрооборудование площадки УПСВН и системы смешения нефти с разбавителем/растворителем имеет взрывозащищенное исполнение и уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны и категории взрывоопасной смеси (Ga, Gb, Gc) [32]. Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается.

В местах наиболее вероятного возникновения пожара, а также по периметру зданий, устанавливаются пожарные извещатели, автоматический сигнал от которых поступает на блок автоматического управления.

На объектах должны иметься первичные средства пожаротушения: пенный огнетушитель ОП-10 – 10 шт.; порошковый огнетушитель ОП-100 – 8 шт.; ящик с песком 0,5 м<sup>3</sup> – 6 шт.; лопаты – 6 шт.; багор – 3 шт.; блоки пожарных гидрантов – 3 шт. Противопожарный инвентарь должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению [46].

## **9.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

Технологический процесс внутрипромыслового транспорта и подготовки к магистральному транспорту НН представляет собой работу комплекса сооружений, служащий для приема НГВС со скважин и АГЗУ, её учета, а также подготовки для транспорта с месторождения различными способами. Объекты УПСВН располагаются ближе всего к ПСП или, при его отсутствии, в близости от сооружения, которым предполагается осуществлять транспорт нефти (пристань, автодорога, железнодорожный путь, магистральный трубопровод).

Рассматриваемые объекты по группам ГО относятся к первой категории. Наибольшая численность рабочей смены – 40 человек. Общая численность, с учетом работы в 2 смены – 80 человек.

На данном комплексе сооружений осуществляются следующие технологические процессы: трубопроводный транспорт НГВС; учет НГВС; сепарация ПНГ и воды из НГВС; удаление механических примесей и солей; очистка ПНГ и его дальнейшее использование для нужд месторождения; очистка бытовых и сточных вод, а также вод, поступивших на УПСВН непосредственно с нефтью; поступление нефти в систему смешения с разбавителем/растворителем; отправка на ПСП. Вышеописанные технологические процессы происходят непрерывно.

В качестве коммуникаций на территории УПСВН используется сеть Интернет, радиосвязь. Также существует сотовая связь, неиспользуемая для производства. Электро- и теплоснабжение организовано автономно. Электроснабжение обеспечено газодизельной электростанцией и резервными источниками питания. Теплоснабжение осуществляется путем использования электрических нагревательных элементов.

Возможные аварийные ситуации на площадке УПСВН, системы смешения нефти с разбавителем/растворителем и объектах внутрипромыслового транспорта НН (трубопроводах, АГЗУ), предлагаемые решения по их исключению, а также основные поражающие факторы и их воздействие на рабочий персонал приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Анализ аварийных ситуаций

Аварийная ситуация	Возможные последствия
Разгерметизация различных соединений трубопроводов, выход из строя технологических установок	Отравление рабочих газом и парами нефти, загрязнение почвы, водоемов нефтью
Замыкание электрической цепи	Удар электрическим током, термические ожоги
Пожар в производственном помещении	Выброс газа и розлив нефти в помещении; поражение людей огнем, отравление продуктами сгорания; загазованность территории и помещения; распространение пламени на другие объекты

Для исключения указанных ситуаций необходимо постоянно контролировать параметры газовой среды, выполнять надлежащим

образом техническое обслуживание и ремонт, производить регулярные визуальные осмотры оборудования и проверку его характеристик.

На территории УПСВН существуют различные источники для образования вторичных факторов поражения, а именно резервуарные парки товарной и сырой нефти, территорию вокруг которых необходимо обустроить в соответствии с требованиями [47].

Списки инструментов, средств индивидуальной защиты, материалов, необходимых для ликвидации аварий, находятся в аварийных шкафах (помещениях), с указанием их количества и основной характеристики.

Индивидуальные средства защиты включают: каску; специальные сапоги или ботинки с жестким подноском; защитные очки; средства защиты слуха; непромокаемый костюм; комбинезон; непромокаемые перчатки или рукавицы [48].

При возникновении аварийной ситуации руководитель работ (объекта) или ответственный исполнитель должен подать сигнал тревоги и оповестить вышестоящие организации.

Мероприятиями, способствующими защите работающих и повышению устойчивости производства, являются проведение инструктажей на рабочих местах перед допуском к работе, проверка знаний персонала, оказание своевременной медицинской помощи в чрезвычайных ситуациях, применение рациональных схем расположения оборудования, автоматизация производства.

## **9.7 Экологичность проекта**

Во время протекания технологического процесса внутрипромыслового транспорта и подготовки нефти на УПСВН могут возникать выбросы вредных для окружающей среды веществ, вследствие несовершенства конструкции технологического оборудования или в результате аварийных ситуаций, а также накапливаться отходы, появляющиеся в процессе транспорта и подготовки нефти. Кроме того, электроэнергия, используемая на месторождении,

вырабатывается за счет сжигания углеводородного газа с образованием продуктов сгорания. Вероятные источники загрязнения атмосферного воздуха, воды и почвы представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Источники загрязнения атмосферного воздуха, воды и почвы

Среда	Источники загрязнения
Воздух	Углекислый газ, метан
Вода	Сажа, пыль, нефтешламы
Почва	

На основании анализа источников и сред загрязнения, предлагаются следующие меры по уменьшению влияния рабочих процессов на окружающую среду:

- очистка отходов производства до безопасных для окружающей среды показателей или возвращения их в технологический процесс с последующей очисткой;

- применение безопасных для окружающей среды технологий утилизации отходов технологического процесса;

- повторное использование сточных вод путем фильтрации различными методами (биологическая фильтрация, механическая, химическая);

- применение малоотходных технологий.

## **10 Экономическая часть**

Целью расчета экономической части данной работы является определение наиболее экономически выгодного варианта обустройства системы смешения нефти с разбавителями/растворителями на Ашальчинском месторождении. Для этого в качестве вариантов сравнения используется применение в системе различных разбавителей/растворителей: растворителя Нефрас-А-150/330 (вариант №1) и разбавителей – ДФ (вариант №2) и ГС (вариант №3), а также возможного изменения в наборе технологического оборудования системы, связанного с выбранным вариантом. Для достижения цели необходимо выполнить следующие расчеты:

- капитальных затрат на обустройство системы смешения, включающих: закупку необходимого оборудования и его монтаж;

- эксплуатационных затрат, связанных расчетом с выплатами обслуживающему персоналу зарплат, амортизационными отчислениями, поставками растворителей/разбавителей, текущим ремонтом оборудования, страховыми взносами и взносами на страхование от несчастных случаев.

### **10.1 Расчет затрат на оборудование для обустройства системы смешения нефти с разбавителями/растворителями**

Система смешения нефти с разбавителями/растворителями имеет в своем составе несколько блоков:

- насосных станций для нефти и разбавителя/растворителя, состоящих из: насосных агрегатов (1 рабочий, 1 резервный), манометра (2 шт.), термометров (2 шт.), датчиков давления (2 шт.), датчиков температуры (2 шт.), блок-бокса (1 шт.). Количество указано в расчете на одну станцию, так как обустройство второй станции (для нефти) не требуется – она имеется в составе УПСВН;

- трех БИК, состоящих из: манометра (1 шт.), термометра (1 шт.), датчика давления (1 шт.), датчика температуры (1 шт.), плотномера (1 шт.),



вискозиметра (1 шт.), влагомера (1 шт.), пробоотборника с диспергатором для автоматического и ручного отбора проб (1 шт.), расходомера (1 шт.), кранов шаровых (19 шт.), соединительных трубопроводов  $D = 50$  мм (длина 50 м), блок-бокса (1 шт.). В расчетах учитывается только обустройство двух блоков, так как третий предусмотрен в составе СИКН, обязательно имеющейся на всех месторождениях нефти;

- двух регуляторов расхода потока и давления для нефти и растворителя/разбавителя;

- смешивающего блока, состоящего из: статического смесителя (1 шт.), автоматического пробоотборника (1 шт.), манометра (1 шт.), термометра (1 шт.), датчика давления (1 шт.), датчика температуры (1 шт.), блок-бокса (1 шт.);

- двух БАУ, состоящих из: блок-бокса (1 шт.), промышленного контроллера (1 шт.);

- двух резервуаров типа РВС для хранения растворителя/разбавителя. РВС для хранения нефти предусмотрены в составе УПСВН.

- соединительных трубопроводов  $D = 217$  мм (длина 150 м).

Для оснащения по варианту №1 применяются два РВС объемом  $700 \text{ м}^3$  каждый, по варианту №2 – два на  $1000 \text{ м}^3$  каждый и один на  $400 \text{ м}^3$ , по варианту №3 – два на  $1000 \text{ м}^3$  каждый в соответствии с полученными значениями суточной подачи растворителя/разбавителя и необходимостью 1,5 суточного запаса объема РВС. Для оснащения по всем вариантам применяются насосные агрегаты НК 65-35-70, удовлетворяющие требуемым часовым подачам растворителя/разбавителя.

Расчет стоимости основного оборудования по варианту №1, установленного в системе смешения, представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Состав и стоимость оборудования, установленного в системе смешения (вариант №1)

№ п/п	Наименование	Кол-во, шт.	Цена с НДС, руб.	Стоимость с НДС, руб.
I. Здания и сооружения				
1	Блок-бокс [49]	6	271000	1626000
II. Оборудование стоимостью более 40000 руб. за единицу				
2	РВС-700 м <sup>3</sup> [50]	2	1450000	2900000
3	Насос НК 65-35-70 с электродвигателем [51]	2	432000	864000
4	Ультразвуковой расходомер АКРОН-02 Ду=200 мм [52]	2	72780	145560
5	Регулятор расхода потока и давления Ду=200 мм [53]	2	229417	458834
6	Статический смеситель СМН200-3Ф Ду=200 мм [54]	1	172800	172800
7	Проточный вибрационный плотномер ПЛОТ-3М Ду=50 мм [55]	2	434400	868800
8	Влагомер УДВН-1пм [56]	2	820000	1640000
9	Вискозиметр вибрационный SV-10A [57]	2	573949	1147898
10	Автоматический пробоотборник Мавик-НС Ду=200 мм [58]	1	252166	252166
11	Пробоотборник с диспергатором для автоматического и ручного отбора проб Ду=50 мм [59]	2	238714	477428
12	Трубопровод Ду=200 мм [60]	1	500520	500520
III. Оборудование стоимостью менее 40000 руб. за единицу				
13	Промышленный контроллер ioLogik E2200 [61]	2	32523	65046
14	Кран шаровый Ду=50 мм [62]	38	12953	492214
15	Датчик избыточного давления ПД-Р [63]	5	3019	15095
16	Манометр М-4ВУКС [64]	5	3890	19450
17	Датчик температуры ТОРАЗ DT RS-485 [65]	5	6674	33370
18	Термометр ТБФ-223 [66]	5	2346	11730
19	Трубопровод Ду=50 мм [67]	2	24700	49400
Итого:				12261231

Состав оборудования по вариантам №2 и №3 отличается необходимостью применения другого количества и вместимости РВС, стоимости которых

соответственно равны 7550000 и 5900000 руб. [50]. С учетом этого затраты на оборудование соответственно будут равны 16390311 и 14740311 руб.

### **10.2 Расчет затрат на монтаж и текущий ремонт оборудования системы смешения**

При определении затрат на монтаж оборудования исходим из того, что его стоимость составляет 20 % от затрат на приобретение оборудования. Таким образом, для вариантов №1, №2 и №3 затраты на монтаж будут составлять соответственно 2348062, 3278062 и 2948062 руб. Затраты на текущий ремонт составляют 10 % от цены оборудования стоимостью более 40000 руб. за единицу без НДС. Таким образом, затраты на текущий ремонт составят соответственно 785667,17, 1173167,17 и 1035667,17 руб.

### **10.3 Расчет затрат на обслуживание оборудования системы смешения**

Для обслуживания оборудования всех трех вариантов системы смешения необходим единый состав персонала, представленный в таблице 9.

Таблица 9 – Состав персонал, обеспечивающего работу оборудования системы смешения

Должность	Кол-во	Оклад, руб./мес.	Районный коэффициент 15 % от оклада, руб.	Вредные условия труда, 4 % от оклада, руб.	Месячный фонд основной заработной платы, руб.	Годовой фонд основной заработной платы, руб.
Мастер [68]	2	100000	15000	4000	238000	2856000
Слесарь по контрольно-измерительным приборам и автоматике [69]	2	70000	10500	2800	166600	1999200
Оператор технологический [70]	4	80000	12000	3200	380800	4569600

## Окончание таблицы 9

Должность	Кол-во	Оклад, руб./мес.	Районный коэффицие нт 15 % от оклада, руб.	Вредные условия труда, 4 % от оклада, руб.	Месячный фонд основной зарботной платы, руб.	Годовой фонд основной зарботной платы, руб.
Инженер АСУ ТП [71]	2	60000	9000	2400	142800	1713600
Итого:	10	х	х	х	928200	11138400

Страховые взносы и взносы на страхование от несчастных случаев для всех вариантов соответственно составляют 30 % и 0,4 % от годового фонда основной заработной платы, а в денежном эквиваленте соответственно 3341520 и 44554 руб.

### 10.4 Расчет амортизационных отчислений

Сумму амортизационных отчислений  $\Sigma_{\text{Аморт}}$ , руб., начисляемую линейным методом, определим по формуле:

$$\Sigma_{\text{Аморт}} = \frac{C_{\text{ОС}} \cdot H_{\text{а}}}{100\%}, \quad (7)$$

где  $C_{\text{ОС}}$  – первоначальная стоимость основного оборудования без НДС, руб;

$H_{\text{а}}$  – годовая норма амортизационных отчислений, %.

Годовую норму амортизационных отчислений, %, определим по формуле:

$$H_{\text{а}} = \frac{100}{\text{Ср.службы}}. \quad (8)$$

Результаты расчетов варианта №1 по формулам (7), (8) представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Годовые амортизационные отчисления по оборудованию стоимость более 40000 за единицу (вариант №1)

Виды основных средств	Кол-во, шт	Цена единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, руб.
1. Здания и сооружения	х	х	х	х	х
Блок-бокс	6	225833,33	10	10,00	135500,00
Итого:	6	х	х	х	135500,00
2. Оборудование:	х	х	х	х	х
РВС-700 м <sup>3</sup>	2	1208333,33	20	5,00	120833,33
Насос НК 65-35-70 с электродвигателем	2	360000,00	5	20,00	144000,00
Ультразвуковой расходомер АКРОН-02 Ду=200 мм	2	60650,00	5	20,00	24260,00
Регулятор расхода потока и давления Ду=200 мм	2	191180,83	10	10,00	38236,17
Статический смеситель СМН200-3Ф Ду=200 мм	1	144000,00	5	20,00	28800,00
Проточный вибрационный плотномер ПЛОТ-3М Ду=50 мм	2	362000,00	5	20,00	144800,00
Влагомер УДВН-1пм	2	683333,33	5	20,00	273333,33
Вискозиметр вибрационный SV-10А	2	478290,83	5	20,00	191316,33
Автоматический пробоотборник Мавик-НС Ду=200 мм	1	210138,33	5	20,00	42027,67
Пробоотборник с диспергатором для автоматического и ручного отбора проб Ду=50 мм	2	198928,33	5	20,00	79571,33
Трубопровод Ду=200 мм	1	417100,00	7	14,29	59585,71
Итого:	19	х	х	х	1146763,88

## Окончание таблицы 10

Виды основных средств	Кол-во, шт	Цена единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, руб.
Всего:	25	х	х	х	1282263,88

В вариантах №2 и №3 с применением другого состава РВС годовая амортизация по ним составит соответственно 314583,33 и 245833,33 руб, а сумма годовой амортизации по оборудованию стоимостью более 40000 за единицу составляет соответственно 1476013,88 и 1407263,88 руб. На оборудование стоимостью менее 40000 руб. за единицу амортизация списывается на затраты за год в размере стоимости этого оборудования без НДС.

Распределение амортизационных отчислений за 1 год по всем вариантам представлено в таблице 11.

Таблица 11 – Распределение амортизационных отчислений за 1 год

Показатель	Вариант №1	Вариант №2	Вариант №3
Основные средства, стоимость до 40 тыс.руб. без НДС, руб.	571920,83	571920,83	571920,83
Основные средства, стоимость более 40 тыс.руб. без НДС, руб.	1282263,88	1476013,88	1407263,88
Итого:	1854184,71	2047934,71	1979184,71

### 10.5 Расчет затрат на электроэнергию

На территории месторождения оборудована собственная газодизельная электростанция, которая используется на нужды добычи, подготовки и транспорта. Вследствие этого расчет затрат на электроэнергию, которую использует оборудование, не проводится.

## 10.6 Расчет затрат на транспортировку разбавителя/растворителя

По всем вариантам поставка растворителя/разбавителя предусмотрена с ближайшего НПЗ – Нижнекамского, находящегося в 130 км от Ашальчинского месторождения. Таким образом, затраты на транспортировку будут связаны с капитальными и эксплуатационными вложениями в постройку трубопровода, а также закупкой требуемого в каждом из вариантов разбавителя/растворителя.

Расчет стоимости основного оборудования для осуществления транспорта разбавителя/растворителя для всех вариантов представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Состав и стоимость оборудования для транспорта разбавителя/растворителя

№ п/п	Наименование	Кол-во, шт.	Цена с НДС, руб.	Стоимость с НДС, руб.
I. Оборудование стоимостью более 40000 руб. за единицу				
1	Трубопровод Ду=50 мм [67]	1	59241000	59241000
2	Насос НК 65-35-240 электродвигателем [72]	2	580500	1161000
II. Оборудование стоимостью менее 40000 руб. за единицу				
3	Задвижка Ду=50 мм [73]	2	2814	5628
Итого:				60407628

Затраты на монтаж оборудования составляют 20 % от затрат на приобретение оборудования. Таким образом, стоимость монтажа будет составлять 12081526 рублей. Затраты на текущий ремонт составляют 10 % от цены оборудования стоимостью более 40000 руб. за единицу без НДС. Таким образом, затраты на текущий ремонт составят 5033500,00 руб.

Расчет годовых амортизационных отчислений по оборудованию для транспортировки растворителя/разбавителя стоимостью более 40000 руб. за единицу по всем вариантам представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Годовые амортизационные отчисления по оборудованию для транспортировки стоимостью более 40000 руб.

Виды основных средств	Кол-во, шт	Цена единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, руб.
Трубопровод Ду=50 мм	1	49367500,00	7	14,29	7052500,00
Насос НК 65-35-240 с электродвигателем	2	483750,00	5	20,00	193500,00
Всего:	3	х	х	х	7246000,00

На оборудование стоимостью менее 40000 руб. за единицу амортизация по всем трем вариантам списывается на затраты за год в размере стоимости этого оборудования без НДС и составляет 4690,00 руб.

Затраты на приобретение разбавителя/растворителя исходят из цен за тонну продукта, а также из годовых массовых расходов по каждому из вариантов. Стоимость приобретения годового запаса разбавителя/растворителя по каждому из вариантов представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Стоимость приобретения годового запаса разбавителя/растворителя

Вариант	Цена за тонну, руб.	Требуемый годовой массовый расход, тонн.	Стоимость годового запаса, руб.
Нефрас-А-150/330	43000 [74]	178000	7654000000
ДФ	25500 [75]	389000	9919500000
ГК	16800 [74]	250000	4200000000

### 10.7 Подведение итога расчетов

Сумма затрат на применение системы смешения нефти с разбавителем/растворителем для каждого варианта представлена в таблице 15.



Таблица 15 – Сумма затрат для применения системы смешения нефти с разбавителем/растворителем для каждого варианта

Вид затрат	Стоимость применения с Нефрас-А-150/330 (Вариант №1), млн. руб.	Стоимость применения с ДФ (Вариант №2), млн. руб.	Стоимость применения с ГК (Вариант №3), млн. руб.
Капитальные вложения, всего:	86,5775	92,1575	90,1775
в том числе:	х	х	х
Оборудование для системы смешения	11,7403	16,3903	14,7403
Монтаж оборудования системы смешения	2,3481	3,2781	2,9481
Трубопровод перекачки разбавителя/растворителя от НПЗ и его оборудование	60,4076	60,4076	60,4076
Монтаж трубопровода от НПЗ и его оборудования	12,0815	12,0815	12,0815
Эксплуатационные затраты, всего:	7683,4485	9949,5298	4229,8235
в том числе:	х	х	х
Приобретение разбавителя/растворителя	7654,0000	9919,5000	4200,0000
Текущий ремонт оборудования	5,8192	6,2067	6,0692
Амортизационные отчисления	8,5283	8,7220	8,6533
Оборудование стоимостью менее 40000 руб.	0,5766	0,5766	0,5766
Электроэнергия	0,0000	0,0000	0,0000
Заработная плата обслуживающего персонала	11,1384	11,1384	11,1384
Страховые взносы	3,3415	3,3415	3,3415
Взносы на страхование от несчастных случаев	0,0446	0,0446	0,0446
Итого:	7770,0260	10041,6873	4320,0010

Проведем сравнение капитальных и эксплуатационных затрат при применении каждого из вариантов в системе смешения нефти с разбавителем/растворителем. Результаты представлены на рисунках 6, 7 и 8.

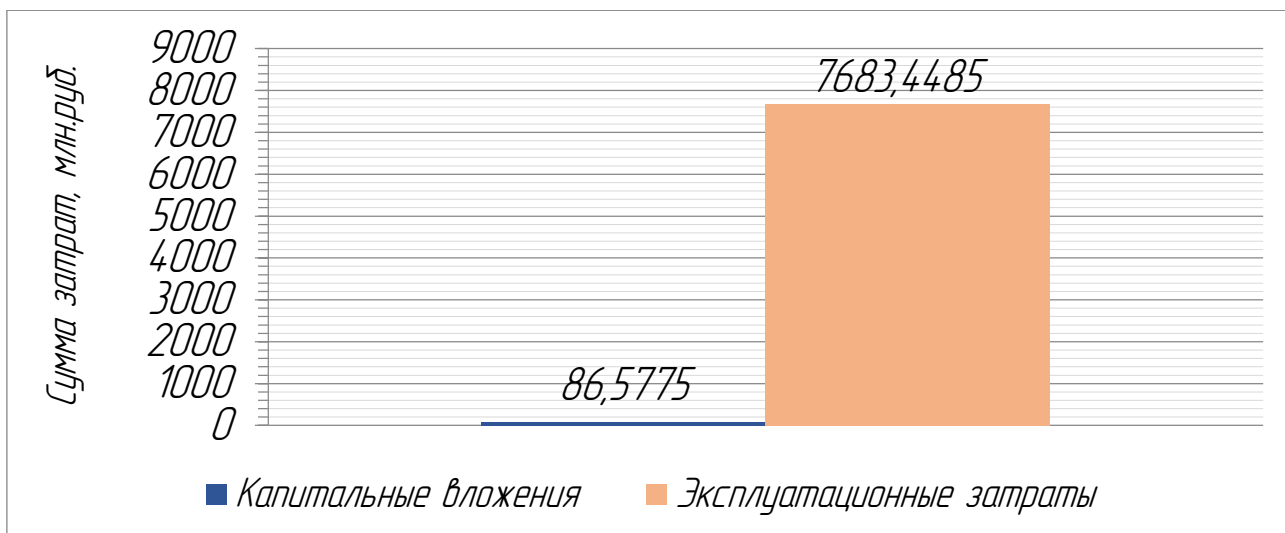


Рисунок 6 – Сравнение капитальных и эксплуатационных затрат при применении в качества разбавителя/растворителя Нефрас-А-150/330

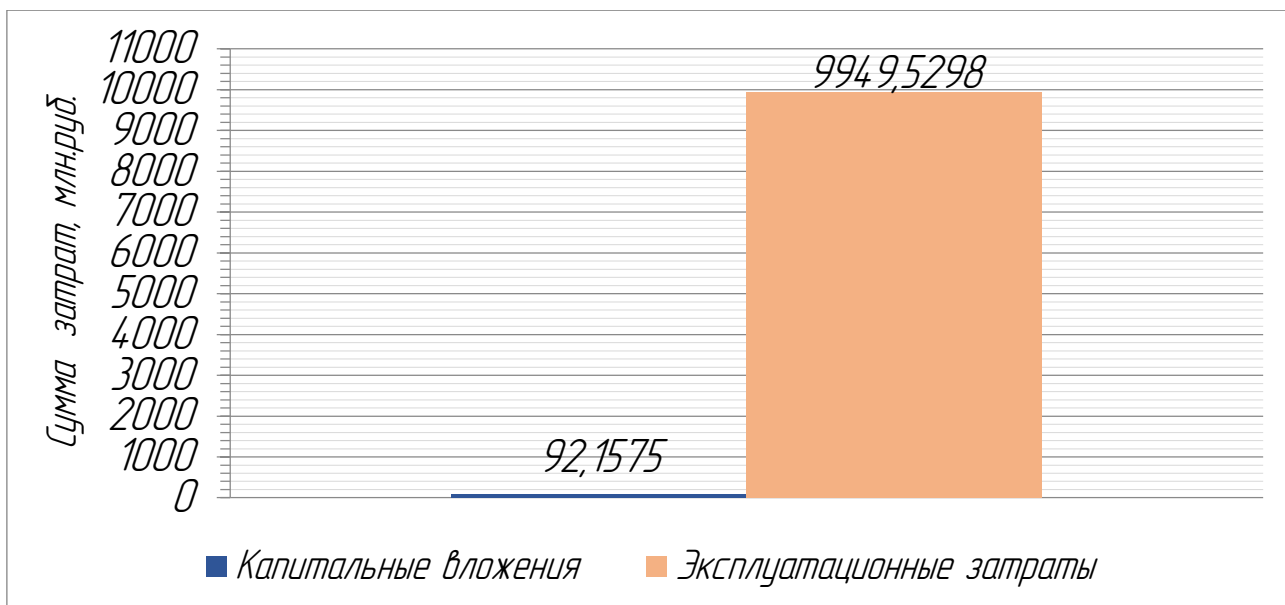


Рисунок 7 – Сравнение капитальных и эксплуатационных затрат при применении в качества разбавителя/растворителя ДФ

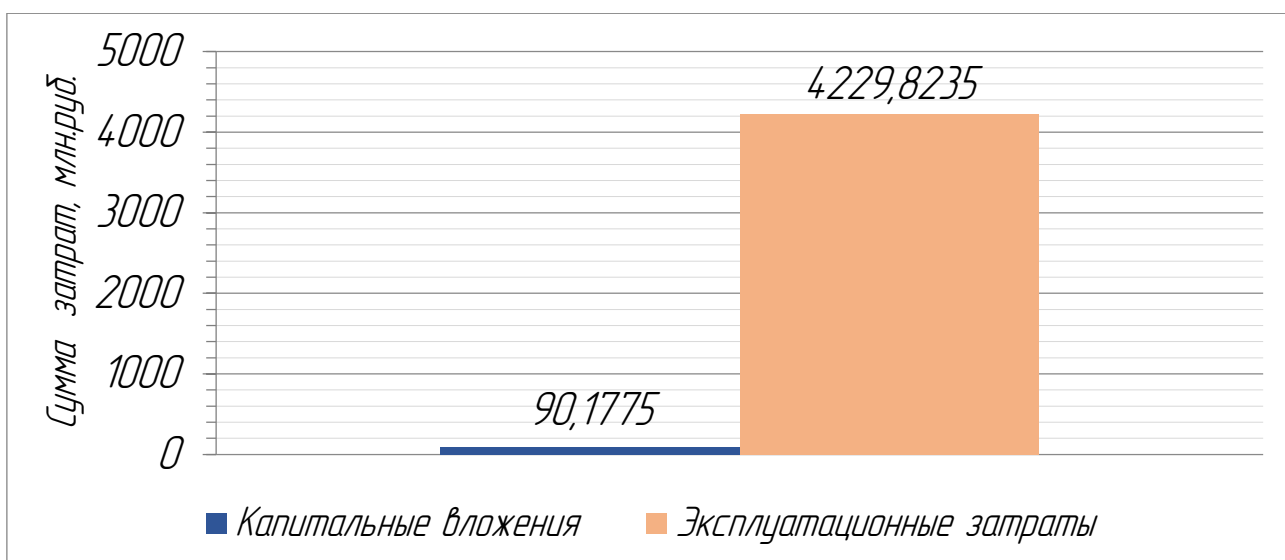


Рисунок 8 – Сравнение капитальных и эксплуатационных затрат при применении в качестве разбавителя/растворителя ГК

Во всех вариантах идет значительное преобладание эксплуатационных затрат над капитальными, что связано со значительными затратами на приобретение разбавителя/растворителя в течение года. Разность в капитальных затратах между вариантами объясняется использованием различного оборудования для обустройства, а именно РВС разного объема и количества. Разность в эксплуатационных затратах между вариантами объясняется отличием цен на приобретение разных вариантов разбавителя/растворителя, а также их долями в смеси с нефтью.

Проведем сравнение затрат при применении различных разбавителей/растворителей в системе смешения, построив гистограмму, представленную на рисунке 9.

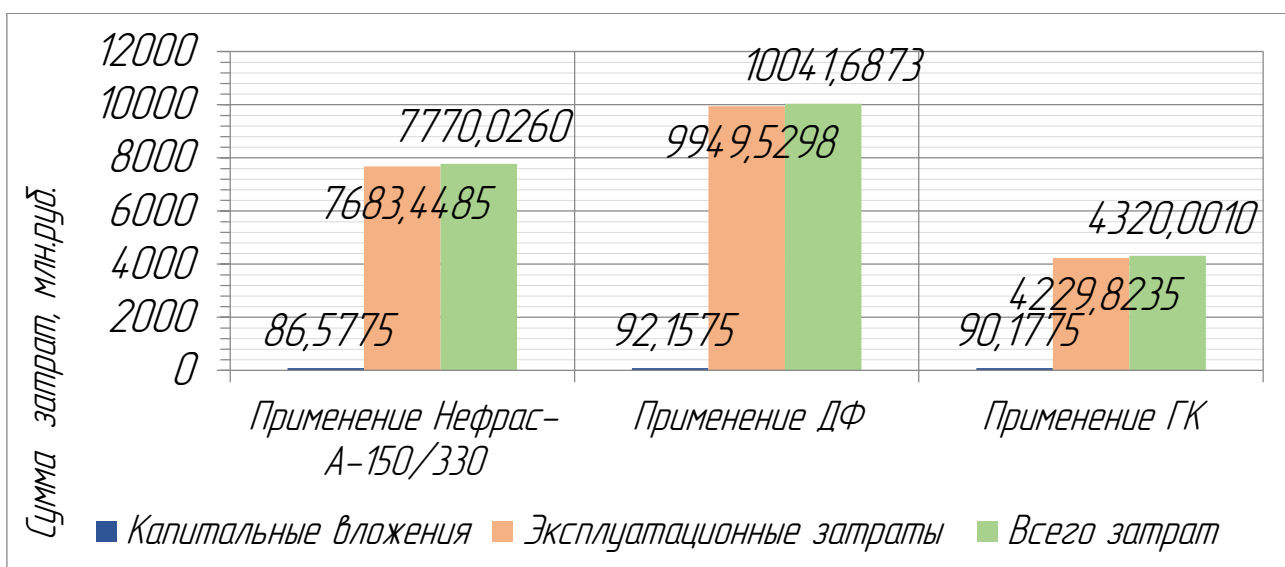


Рисунок 9 – Сравнение затрат с применением различных разбавителей/растворителей в системе смешения

На основании гистограммы, изображенной на рисунке 9, можно сделать вывод о преобладании капитальных и значительном преобладании эксплуатационных затрат при применении ДФ над другими вариантами. В случае капитальных затрат для связано с применением большего числа РВС за счет большего объема ДФ, требуемой для смешения с нефтью в системе. Большой объем увеличивает эксплуатационные затраты на приобретение, одновременно с наивысшей ценой ДФ в сравнении с другими вариантами.

Таким образом, наиболее выгодным с экономической точки зрения является вариант с применением ГК в качестве разбавителя/растворителя в системе смешения. Его использование наиболее выгодно за счет сравнительно низкой стоимости приобретения, составляющей большую часть эксплуатационных затрат, что оказывает значительное влияние на общие расходы.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы было разработано предложение по усовершенствованию технологического процесса подготовки и транспортировки НН, позволяющее эффективно доставлять высоковязкие жидкости в конечные пункты и получать товарный продукт с улучшенными характеристиками за счет образования стабильной смеси товарной НН с разбавителем/растворителем, параметры которой регулируются в реальном времени набором специального оборудования. Данный результат был достигнут благодаря выполнению следующих задач:

- исследованы НН и их отличительные свойства;
- выявлены способы добычи, подготовки и транспортировки НН;
- предложено техническое решение, позволяющее увеличить товарные качества и эффективность магистрального транспорта НН;
- определены экономические затраты, сопутствующие предложенному технологическому процессу.

Исходя из проделанной работы, можно сделать вывод о том, что технологии добычи, подготовки и транспортировки НН могут отличаться кардинальным образом от традиционных подходов, применяемых для традиционной нефти, так и иметь общие методы и принципы. Это, в первую очередь, зависит от физико-химических свойств добываемой НН.

Наиболее эффективными решениями по подготовке и транспорту НН являются те, которые способствуют приведению физико-химических свойств данных продуктов к традиционным показателям: вязкостных характеристик, содержанию серы, азота, воды, механических примесей и т.д. Только в этом случае получаемые товарные продукты возможно эффективно транспортировать по магистральным трубопроводам, а также перерабатывать на НПЗ.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;
- АС – аэрированная суспензия;
- БАУ – блок анализа и управления качеством смешения;
- БДР – блок дозирования реагента;
- БЕ – буферная ёмкость;
- БИК – блок измерения качества;
- ВВН – высоковязкая нефть;
- ВГ – внутрипластовое горение;
- ВС – вертикальная скважина;
- ГК – газовый конденсат;
- ГО – гражданская оборона;
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- ГС – горизонтальная скважина;
- ДНС – дожимная насосная станция;
- ДФ – дизельная фракция;
- КСУ – концевая сепарационная установка;
- НГВС – нефтегазоводяная смесь;
- НГС – нефтегазовый сепаратор;
- НН – нетрадиционная нефть;
- НОВ – нерастворимое органическое вещество;
- НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;
- О – отстойник;
- ОНЭ – осложненная нефтяная эмульсия;
- ПАВ – поверхностно-активное вещество;
- ПДК – предельно-допустимая концентрация;
- ПНГ – попутный нефтяной газ;
- ПРУ – погрузочно-разгрузочная установка;
- ПСП – приемно-сдаточный пункт;

ПТБ – печь блочная трубчатая;  
РВС – резервуар вертикальный стальной;  
РОВ – растворимое органическое вещество;  
СВН – сверхвязкая нефть;  
СИКН – система измерения количества и качества нефти;  
ТО – теплообменник;  
ТФС – трехфазный сепаратор;  
УИБ – установка извлечения битума;  
УОБ – установка обработки битума;  
УПВВН – установка подготовки высоковязкой нефти;  
УПН – установка подготовки нефти;  
УПР – установка подготовки руды;  
УПС – установка подготовки суспензии;  
УПСВН – установка подготовки сверхвязкой нефти;  
ЦТП – центральный товарный парк;  
ЭДГ – электродегидратор.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Нетрадиционные ресурсы углеводородного сырья [Электронный ресурс] : электронная лекция / В. В. Бессель // РГУ им. Губкина. – Режим доступа:[https://www.gubkin.ru/faculty/pipeline\\_network\\_design/chairs\\_and\\_departments/thermodynamics\\_and\\_thermal\\_engine/Lektsia\\_4\\_Netraditsionnye\\_resursy\\_uglevodorodnogo\\_syrya\\_2017.pdf](https://www.gubkin.ru/faculty/pipeline_network_design/chairs_and_departments/thermodynamics_and_thermal_engine/Lektsia_4_Netraditsionnye_resursy_uglevodorodnogo_syrya_2017.pdf).

2 Галкин, Ю. В. Нетрадиционная нефть: технологии, экономика, перспективы / Ю. В. Галкин [и др.] / под ред. Д. А. Грушевенко, В. А. Кулагина. – М.: ИНЭИ РАН, 2019. – 62 с.

3 Грушевенко, Д. А. Нефть сланцевых плеев – новый вызов мировому энергетическому рынку? / Д. А. Грушевенко, Е. А. Грушевенко / под ред. А. Макарова, Т. Митровой, В. Кулагина. – М.: ИНЭИ РАН, 2012. – 50 с.

4 Тараканова, А. В. Физико-химический анализ керогенсодержащей породы (горючего сланца) / А. В. Тараканова [и др.] // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 2. Химия. – 2016. – Т. 57, № 5. – С. 356–363.

5 Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы республики Татарстан : книга для широкого круга специалистов нефтяной промышленности / Р. Х. Муслимов, Г. В. Романов, Г. П. Каюкова [и др.]. – Казань : Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. – 396 с.

6 Surface mining techniques used in the oil sands [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения о разработке залежей битуминозных песков карьерным методом // Oil sand magazine – 2021. – Режим доступа: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/mining/surface-mining>.

7 Призабойная зона [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения о теплофизических методах воздействия на призабойную зону // Горная энциклопедия. – Режим доступа: [http://news-mining.ru/analitika/21343\\_prizaboynaya-zona/](http://news-mining.ru/analitika/21343_prizaboynaya-zona/).

8 Метод парогравитационного дренажа (SAGD) [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения о разработке залежей тяжелых нефтей и



природных битумов // Все о нефти. – Режим доступа:  
<https://vseonefti.ru/upstream/sagd.html>.

9 Cold heavy oil production with sand [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения о разработке залежей битуминозных песков методов холодной добычи // PetroWiki. – Режим доступа:  
[https://petrowiki.spe.org/Cold\\_heavy\\_oil\\_production\\_with\\_sand](https://petrowiki.spe.org/Cold_heavy_oil_production_with_sand).

10 CHOPS production rate increase mechanisms [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения о механизмах повышения добычи при холодном методе извлечения битуминозного песка // PetroWiki. – Режим доступа:  
[https://petrowiki.spe.org/CHOPS\\_production\\_rate\\_increase\\_mechanisms](https://petrowiki.spe.org/CHOPS_production_rate_increase_mechanisms).

11 Gordon, I. Atwater Recovery of oil from oil shale [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения о добыче керогеновой нефти / I. A. Gordon // Britannica Group. – Режим доступа: <https://www.britannica.com/science/oil-shale/Recovery-of-oil-from-oil-shale>.

12 Лутошкин, Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды : учебник / Г. С. Лутошкин. – Москва: Недра, 1977 – 192 с.

13 ГОСТ Р 51858 – 2002 Нефть. Общие технические условия. – Введ. 01.07.2002. – Москва : Стандартинформ, 2006. – 29 с.

14 Шалайкин, А. Ф. Особенности промышленного сбора и подготовки высоковязкой нефти, добываемой с применением термических методов : обзорная информация / А. Ф. Шалайкин, М. М. Завертайло. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1988. – 44 с.

15 OPP: ore preparation plants explained [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения о подготовке битуминозной породы к переработке // Oil sand magazine. – 2021. – Режим доступа:  
<https://www.oilsandsmagazine.com/technical/mining/ore-preparation-plant>.

16 Hydrotransport explained [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения о гидротранспорте суспензии битуминозного песка в воде // Oil sand magazine. – 2021. – Режим доступа:  
<https://www.oilsandsmagazine.com/technical/mining/ore-preparation-plant>.

17 Bitumen extraction explained [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения о извлечении битума из битумной пены // Oil sand magazine. – 2021. – Режим доступа: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/mining/extraction>.

18 Froth treatment explained [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения об обработке битума растворителями // Oil sand magazine. – 2021. – Режим доступа: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/mining/froth-treatment>.

19 Speight, James G. Shale oil production process : учебник / James G. Speight. – Вайоминг : Elseveir, 2012. – 187 с.

20 ГОСТ 26377-84 Растворители нефтяные. Обозначение. – Введ. 01.01.1986. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2004. – 4 с.

21 Paraffinic froth treatment [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения об парафиновых разбавителях // Oil sand magazine. – 2021. – Режим доступа: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/mining/froth-treatment/paraffinic>.

22 Naphthenic froth treatment [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения о нафтеновых разбавителях // Oil sand magazine. – 2021. – Режим доступа: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/mining/froth-treatment/naphthenic>.

23 Хайрудинов, Р. И. Особенности процесса неглубокого термолиза и разработка технологии подготовки к транспортировке высоковязкой нефти : дис. ... канд. техн. наук : 05.17.07 / Хайрудинов Рашид Ильдарович. Уфа, 2020. – 147 с.

24 Bitumen upgrading explained [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения об апгрейдинге битумов // Oil sand magazine. – 2021. – Режим доступа: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/bitumen-upgrading>.

25 Пат. 121605 Российская Федерация, МПК G 05 D 11/00. Устройство для автоматического управления процессом компаундирования нефтепродуктов / Б. В. Скворцов, Д. Б. Скворцов, А. В. Солнцева, С. А.

Борминский ; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования СГАУ академика С.П. Королева. – № 2012121839/08 ; заявл. 25.05.2012 ; опубл. 27.10.2012, Бюл. № 30. – 9 с.

26 Пат. 2580909 Российская Федерация, МПК G 05 D 11/02. Система компаундирования высокосернистых нефтей по нескольким направлениям перекачки смешанного потока / М. М. Гареев, Н. Р. Гильмутдинов, М. С. Гришанин, И. Н. Кацал, Н. А. Козобкова, Ю. В. Лисин, А. М. Шаммазов ; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет", ОАО "Акционерная компания по транспорту нефти "Транснефть", ОАО "Урало-Сибирские магистральные нефтепроводы им. Д.А. Черняева". – № 2014126758/28 ; заявл. 01.07.2014 ; опубл. 10.04.2016, Бюл. № 10. – 18 с.

27 Пат. 2689458 Российская Федерация, МПК G 05 D 11/02. Способ компаундирования нефтей и система его осуществления / П. А. Ревель-Муроз, Я. М. Фридлянд, В. И. Воронов, М. Н. Казанцев, С. Н. Замалаев, А. А. Новиков, Ф. В. Тимофеев, М. Р. Гильманов, А. А. Кузнецов, Г. П. Хованов, А. В. Горохов, А. Ю. Вакаев, Л. М. Беккер ; заявитель и патентообладатель ПАО "Транснефть", АО "Гипротрубопровод", ООО "НИИ Транснефть". – № 2018115662 ; заявл. 26.04.2018 ; опубл. 28.05.2019, Бюл. № 16. – 25 с.

28 Рахимова, Ш. Г. Исследование применения теплового воздействия совместно с углеводородными растворителями для разработки залежей тяжёлой нефти : автореферат дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Рахимова Шаура Газимьянова. Бугульма, 2009. – 25 с.

29 Ташбулатов, Р. Р. Прогнозирование вязкостно-температурных характеристик течения смесей при совместной транспортировке различных нефтей в системе магистрального нефтепровода : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Ташбулатов Радмир Расулевич. Уфа, 2019. – 135 с.

30 Сокольников, А. Н. Трубопроводы нефти, нефтепродуктов и газа : учебно-методические указания к курсовому проектированию / А. Н. Сокольников, О. Н. Петров, Н. Н. Малышева. – Красноярск : СФУ, 2016. – 42 с.

31 ГОСТ 12.0.003 – 2015 Системы стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – Введ. 01.03.2017. – Москва : Стандартинформ, 2016. – 16 с.

32 Мусияченко, Е. В. Безопасность жизнедеятельности / учебно-метод. пособ. // Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016. – 47 с.

33 Гугл карты [Электронный ресурс] : база данных содержит координаты местоположения Ашальчинского месторождения. – Режим доступа : <https://www.google.com/maps/place/54%C2%B049'00.0%22N+51%C2%B031'00.0%22E/@54.8354299,51.4459221,13742m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x0:0x0!8m2!3d54.816667!4d51.516667>.

34 СП 131.13330.2018 Строительная климатология. – Введ. 29.05.2019. – Москва : Стандартинформ, 2019. – 114 с.

35 ГОСТ 12.1.005 – 88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 50 с.

36 СП 2.2.1.1312 – 03 Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий. – Введ. 25.06.2003. – Москва : Федеральный центр госсанэпиднадзора Минздрава России, 2003. – 40 с.

37 СП 44.13330.2011 Административные и бытовые здания. Актуализированная редакция СНиП 2.09.04 – 87. – Введ. 20.05.2011. – Москва : Минрегион, 2011. – 26 с.

38 ГОСТ 12.1.005 – 88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 50 с.

39 ГОСТ 12.1.003 – 2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 01.11.2015. – Москва : Стандартинформ, 2015. – 27 с.

40 ГОСТ 12.1.012 – 2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.2008. – Москва : Стандартинформ, 2010. – 20 с.

41 ПБ 08-624 – 03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Сер. 08. Вып. 4. – 3-е изд., испр. – М.: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 310 с.

42 СО 153.34.21.122 – 2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций – Введ. 30.06.2003. – Москва : ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. – 144 с.

43 Правила защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности: Введ. 31.01.1972. – Москва: издательство «Химия», 1972. – 64 с.

44 ГОСТ 30852.19 – 2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования. – Введ. 15.02.2014. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 26 с.

45 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 01.05.2009. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 27 с.

46 СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям. – Взамен СП 4.13130.2009 ; введ. 24.06.2013. – Москва : Мин. РФ по ГО, ЧС и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2013. – 186 с.

47 СП 155.13130.2014 Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности. – Введ. 01.01.2014. – Москва : МЧС России, 2013. – 51 с.

48 ГОСТ 12.4.011 – 89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – Введ. 01.07.1990. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2000. – 8 с.

49 Блок-контейнер универсальный №1 из сэндвич-панелей [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на блок-боксы // Block Box. Быстровозводимые здания. – Режим доступа: <https://block-box.ru>.

50 Резервуары и емкости вертикальные [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на резервуары типа РВС // Тепломир. – Режим доступа: <https://www.teplomir21.ru>.

51 Насос НК 65-35-70 [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на насосы НК // ООО ПФК Пинта-Урал – Режим доступа: [www.насосцг.рф](http://www.насосцг.рф).

52 Расходомер АКРОН-02 (Ультразвуковой) [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на расходомеры // GigaTerm Промышленное оборудование для управления технологическими процессами. – Режим доступа: <https://gigaterm.ru>.

53 Запорно-регулирующая арматура ЗРК 25ч945п [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на запорно-регулирующую арматуру // Техмаркет. Поставка запорно-регулирующей арматуры. – Режим доступа: <https://www.techmarcet.ru>.

54 Смеситель статический СМН200-3Ф [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на статические смесители // Триотехника. – Режим доступа: <https://shop.waterline.ru>.

55 Проточный вибрационный плотномер ПЛОТ-3М [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на плотномеры // ТеплоПрибор. КиП и автоматика. – Режим доступа: [теплоприбор.рф](http://теплоприбор.рф).

56 Влагомер нефти поточный УДВН-1пм [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на плотномеры // ВН Комплект. – Режим доступа: <http://www.vlagomery-nefti.ru>.

57 Вискозиметр вибрационный SV-10A [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на вискозиметры // ДИА-М. – Режим доступа: <https://www.dia-m.ru>.

58 Пробоотборник сырой нефти автоматический МАВИК-НС [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на проотборники // ЗАО Промприбор. – Режим доступа: <http://pp66.ru>.

59 Пробоотборник нефти СТАНДАРТ [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на проотборники // ЗАО Промприбор. – Режим доступа: <http://pp66.ru>.

60 Труба стальная  $D_n$  219x6,0 [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на трубы // RDS Строй. – Режим доступа: <https://rdstroy.ru>.

61 Промышленный контроллер ioLogik E2200 [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на контроллеры // МОХА. – Режим доступа: <https://moxa.pro>.

62 Кран шаровый КШФП.316.200 [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на шаровые краны // DN.ru. – Режим доступа: <https://dn.ru>.

63 Датчик давления ПД-Р [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на датчики давления // РАСКО. Научно-производственная фирма. – Режим доступа: <https://pasko.ru>.

64 Манометр М-4ВУКС [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на манометры // Manomarket.ru. – Режим доступа: <https://www.manomarket.ru>.

65 Датчик температуры TOPAZ DT RS-485 [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на датчики температуры // ПриПриборы.ру. – Режим доступа: <https://propribory.ru>.

66 Термометр ТБФ-223 [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на термометры // Термаркет. – Режим доступа: <https://thermarket.ru>.

67 Труба стальная  $D_n$  57x3,5 [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на трубы // RDS Строй. – Режим доступа: <https://rdstroy.ru>.

68 Мастер смены на производство [Электронный ресурс] : Группа компаний HeadHunter – сайт объявлений – Режим доступа: <https://hh.ru>.

69 Слесарь по контрольно-измерительным приборам и автоматике (КИПиА) : Группа компаний HeadHunter – сайт объявлений – Режим доступа: <https://hh.ru>.

70 Оператор технологических установок 4 разряда [Электронный ресурс] : Группа компаний HeadHunter – сайт объявлений – Режим доступа: <https://nefteyugansk.hh.ru>.

71 Инженер АСУ ТП [Электронный ресурс] : Группа компаний HeadHunter – сайт объявлений – Режим доступа: <https://kazan.hh.ru>.

72 Запорная арматура  $D_y$ 50 [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на запорную арматуру // ПРОКОНСИМ. Трубопроводная арматура. – Режим доступа: <https://proconsim.ru>.

73 Насос НК 65-35-240 [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на насосы НК // ООО ПФК Пинта-Урал – Режим доступа: [www.насосцг.рф](http://www.насосцг.рф).

74 Прайс-лист [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на нефть и нефтепродукты // ООО «Архитель». – Режим доступа: <https://www.petroleumengineers.ru>.

75 Дизельная фракция прямоугольная [Электронный ресурс] : база данных содержит цены на нефть и нефтепродукты // Trader-oil. Поставка нефтепродуктов. – Режим доступа: <https://www.trader-oil.ru>.




Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 /А. Н. Сокольников  
« 23 » июня 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Технология подготовки и транспортировки нетрадиционных видов нефти

Руководитель

 21.06.21

доцент, канд. техн. наук О. Н. Петров

Выпускник

 18.06.2021

А. А. Лякс

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Технология подготовки и транспортировки нетрадиционных видов нефти»

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть



И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е. В. Мусяченко

Нормоконтролер



О. Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Технология подготовки и транспортировки нетрадиционных видов нефти» содержит 88 страниц текстового документа, 9 иллюстраций, 15 таблиц, 8 формул, 75 использованных источников, 6 листов графического материала.

НЕТРАДИЦИОННАЯ НЕФТЬ, ДОБЫЧА, ПОДГОТОВКА, ТРАНСПОРТИРОВКА, ВЫСОКОВЯЗКАЯ НЕФТЬ, БИТУМ, КЕРОГЕНОВАЯ НЕФТЬ, СНИЖЕНИЕ ВЯЗКОСТИ.

Цель работы: предложение по усовершенствованию технологического процесса подготовки и транспортировки нетрадиционной нефти, позволяющее эффективно доставлять высоковязкие жидкости в конечные пункты и получать товарный продукт высокого качества.

Задачи работы:

- 1) исследовать нетрадиционные нефти и их отличительные свойства;
- 2) выявить способы добычи, подготовки и транспортировки нетрадиционной нефти;
- 3) предложить техническое решение, позволяющее увеличить товарные качества и эффективность магистрального транспорта нетрадиционной нефти;
- 4) определить экономические затраты, сопутствующие предложенному технологическому процессу.