

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль подготовки «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

| Тема работы  |
|--|
| <b>Комплексный подход к геолого-промысловому моделированию в процессе разработки «Х» нефтегазоконденсатного месторождения (Саха, Якутия)</b> |

УДК 622.276(571.56)

Студент

| Группа | ФИО                     | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------|
| 2БМ04  | Масликов Олег Сергеевич |         |      |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент    | Арбузов Валерий Николаевич | к.ф.-м.н.              |         |      |

Консультант

| Должность             | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна |                        |         |      |

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО                   | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------|------------------------|---------|------|
| Профессор | Шарф Ирина Валерьевна | д.э.н.                 |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент    | Сечин Андрей Александрович | к.т.н.                 |         |      |

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО                      | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|--------------------------|------------------------|---------|------|
| Профессор        | Зятиков Павел Николаевич | д.т.н.                 |         |      |

## Результаты освоения образовательной программы

### Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

| Категория компетенций            | Код и наименование компетенции   | Индикаторы достижения компетенции   |
|----------------------------------|--|---|
| Системное и критическое мышление | УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий                          | И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними  |
|                                  |  | И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению   |
|                                  |  | И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания          |
|                                  |  | И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области  |
| Разработка и реализация проектов | УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла  | И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления   |
|                                  |  | И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения  |
|                                  |  | И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта  |
| Командная работа и лидерство     | УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели                                     | И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует   |
|                                  |  | И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды  |
|                                  |  | И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды  |
| Коммуникация                     | УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия | И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег  |
|                                  |  | И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)   |
|                                  |  | И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные   |
|                                  |  | И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках |

| Категория компетенций  | Код и наименование компетенции  | Индикаторы достижения компетенции  |
|--|---|--|
| Межкультурное взаимодействие                                     | УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия                            | И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий |
| Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение) | УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки | И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов       |
|  |   | И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами  |
|  |   | И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда  |

**Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

| Категория компетенций             | Код и наименование компетенции  | Индикаторы достижения компетенции  |
|-----------------------------------|---|--|
| Применение фундаментальных знаний | ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области                        | И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий<br>И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства<br>И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций |
| Техническое проектирование        | ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства  | И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли<br>И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения<br>И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач  |
|                                   | ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии | И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты<br>И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации   |
| Работа с информацией              | ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности  | И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли<br>И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы   |

|                                |  |   |
|--------------------------------|--|---|
| Исследование                   | ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях | И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе<br>И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям |
| Интеграция науки и образования | ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания                                    | И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии<br>И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей   |

**Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

| Область и сфера профессиональной деятельности                     | Задача профессиональной деятельности  | Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт   | Код и наименование компетенции  | Индикаторы достижения компетенции  |
|---|---|--|---|--|
| <b>Тип задач профессиональной деятельности:</b><br>педагогический |   |  |   |  |
| 1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)            | 1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов | 01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993)<br><br>ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения | ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья | И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья |

| <b>Тип задач профессиональной деятельности:</b><br>технологический |  |  |  |   |
|--|--|--|--|---|
| 19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа               | 1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья.  | 19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); | ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья              | И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа  |
|  | 2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.  | ОТФ Д «Организация работ по добыче углеводородного сырья»  | ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья       | И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений |
|  | 3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья. | ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»   |  |   |
| 4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ | 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);                                | ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли                     | И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации |   |
|  |  | ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»  |  |   |

|   |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
|   |   |  | ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности  | И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений   |
| <b>Тип задач профессиональной деятельности:</b><br>научно-исследовательский |   |  |   |   |
| 19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа                        | 1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ<br>2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР)<br>3. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ | 19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);<br>ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»<br>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);<br>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»<br>ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ» | ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов | И.ПК(У) - 6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов  |
|   |   |  | ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности                  | И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль подготовки «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

**УТВЕРЖДАЮ:**  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)     (Дата)     (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

|  |
|--|
| <b>магистерской диссертации</b><br><small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small> |
|--|

Студенту:

| Группа | ФИО                        |
|--------|----------------------------|
| 2БМ04  | Масликову Олегу Сергеевичу |

Тема работы:

|   |                       |
|---|-----------------------|
| Комплексный подход к геолого-промысловому моделированию в процессе разработки X нефтегазоконденсатного месторождения (Саха, Якутия) |                       |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)   | 64-40/с от 05.03.2022 |

|  |            |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 20.06.2022 |
|--|------------|

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|                                 |  |
|---------------------------------|--|
| <b>Исходные данные к работе</b> | Геолого–физическая характеристика «X» месторождения, инженерные отчеты, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, публикации отечественных и зарубежных авторов, технологические регламенты, нормативные документы. |
|---------------------------------|--|

|   |  |
|---|--|
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> | Построение геологической модели пласта исследуемого месторождения;<br>Анализ современных технологий в сфере подготовки нефти и газа;<br>Расчет блочно–модульной установки подготовки нефти (БМУПН);<br>Подбор и расчет технологии энергообеспечения месторождения;<br>Оценка экономической эффективности при реализации проектируемого технического решения. |
|---|--|

|   |                            |
|---|----------------------------|
| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>                       |                            |
| <b>Раздел</b>   | <b>Консультант</b>         |
| Финансовый менеджмент, ресурсо-эффективность и ресурсосбережение                        | Шарф Ирина Валерьевна      |
| Социальная ответственность  | Сечин Андрей Александрович |
| Английская часть  | Матвеевко Ирина Алексеевна |
| <b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b> |                            |
| Анализ современных технологий в сфере подготовки нефти и газа                           |                            |
| Gathering and storage system. Petroleum refining  |                            |

|   |            |
|---|------------|
| <b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b> | 09.03.2022 |
|---|------------|

**Задание выдал руководитель:**

| Должность  | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата       |
|------------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент ОНД | Арбузов Валерий Николаевич | к.ф.-м.н.              |         | 09.03.2022 |

**Консультант**

| Должность             | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата       |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна |                        |         | 09.03.2022 |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                     | Подпись | Дата       |
|--------|-------------------------|---------|------------|
| 2БМ04  | Масликов Олег Сергеевич |         | 09.03.2022 |



## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

**КИН** – коэффициент извлечения нефти;

**ГПТМ** – гибко-полимерные металлические трубы;

**БМУПН** – блочно-модульная установка подготовки нефти;

**ГПЭС** – газопоршневая электростанция;

**КИП** – контрольно-измерительные приборы;

**МНП** – магистральный нефтепровод;

**ПДК** – предельно-допустимая концентрация;

**ПСД** – проектно-сметная документация;

**СКЖ** – счетчик количества жидкости;

**ТП** – товарный парк;

**ИИ** – инженерные изыскания;

**ОЛ** – опросные листы;

**ИП** – инженерная подготовка территории строительства;

**ПНР** – пусконаладочные работы;

**МТО** – материально-техническое обеспечение;

**ГГЭ** – главгосэкспертиза;

**ПИР** – проектно-изыскательные работы;

**ПД** – проектная документация;

**РД** – расчетная документация.

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 166 страниц, 29 рисунков, 40 таблиц, 62 формулы, 37 источников литературы.

**Ключевые слова:** НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, БЛОЧНО-МОДУЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА, ГАЗОПОРШНЕВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, МОДЕЛИРОВАНИЕ.

**Объектом исследования** является выбор эффективной технологии разработки нефтегазоконденсатного месторождения с учетом его геологических особенностей.

**Целью работы** является обоснование эффективного способа разработки «Х» нефтегазоконденсатного месторождения.

**В процессе исследования** была изучена геолого–физическая характеристика месторождения, состояние разработки месторождения; определены современные способы и технологии разработки месторождений, предложен эффективный метод разработки «Х» нефтегазоконденсатного месторождения с помощью блочно–модульной установки подготовки нефти; определено качество товарной нефти, материальный баланс всей установки, а также рассчитан её состав; рассчитана схема кустования месторождения, в качестве внутрипромысловых и технологических трубопроводов предложено использование гибко–полимерных металлических труб, которые позволят повысить эффективность разработки месторождения, рассчитаны диаметр и протяженность труб; предложен способ энергообеспечения месторождения с помощью газопоршневой электростанции, построена схема подготовки газа для ГПЭС.

**Научная новизна:** в данной работе будут предложены современные модульные и мобильные технологии разработки месторождения, которые позволят работать быстро и гибко в условиях рисков и неопределенности.

## Оглавление

|  |    |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ .....   | 15 |
| 1 Геолого–физическая характеристика месторождения .....  | 17 |
| 1.1 Литолого–стратиграфическая характеристика разреза .....  | 17 |
| 1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения .....  | 17 |
| 1.2.1 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия .....   | 18 |
| 1.2.2 Инженерно-геологические и геокриологические условия .....  | 18 |
| 1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных горизонтов .....                                      | 19 |
| 1.3.1 Отбор и исследование керна .....   | 19 |
| 1.3.2 Геофизические исследования скважин .....   | 19 |
| 1.3.3 Физико-химические свойства нефти, газа, воды .....   | 20 |
| 1.4 Лабораторные исследования пластовых флюидов .....  | 20 |
| 1.4.1 Свойства пластовых вод .....   | 20 |
| 1.4.2 Запасы нефти, газа, КИН .....  | 20 |
| 1.5 Физико-литологическая характеристика продуктивных пластов .....  | 21 |
| 1.6 Фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов .....  | 21 |
| 1.7 Состояние разработки месторождения .....   | 22 |
| 1.8 Основные этапы проектирования разработки месторождения .....   | 22 |
| 1.8.1 Характеристика состояния разработки месторождения .....  | 22 |
| 1.8.2 Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов .....   | 22 |
| 1.8.3 Анализ выработки запасов .....   | 22 |
| 1.8.4 Сопоставление фактических и проектных показателей разработки .....                                       | 22 |
| 1.8.5 Оценка исходной информации для проектирования .....  | 23 |
| 1.9 Оценка состояния геолого-геофизической изученности месторождения .....                                     | 23 |
| 1.9.1 Соответствие ГФХ месторождения региональным особенностям .....   | 23 |
| 2 ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТА ИССЛЕДУЕМОГО<br>МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....                                   | 39 |
| 2.1 Построение литологических моделей залежей и распределения<br>фильтрационно-емкостных свойств пластов ..... | 40 |
| 2.1.1 Построение моделей коллектора продуктивных пластов .....   | 40 |

|   |            |
|---|------------|
| 2.1.2 Построение моделей фильтрационно-емкостных свойств пластов.....   | 40         |
| 2.1.3 Построение модели насыщения пласта флюидами .....   | 40         |
| 2.1.4 Подсчет геологических запасов УВС .....   | 40         |
| 2.2 Физико-химические свойства пластовых флюидов .....  | 40         |
| <b>3 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В СФЕРЕ ПОДГОТОВКИ</b>   |            |
| <b>НЕФТИ И ГАЗА .....</b>   | <b>45</b>  |
| 3.1 Модульность .....   | 45         |
| 3.2 Преимущества модульной конструкции .....  | 48         |
| 3.3 Проблемы модульных систем.....  | 49         |
| 3.4 Мобильная установка подготовки нефти.....   | 52         |
| 3.5 Основное технологическое оборудование .....   | 53         |
| 3.5.1 Блок двухфазного сепаратора .....   | 53         |
| 3.5.2 Блок трехфазного сепаратора .....   | 54         |
| 3.5.3 Блок электродегидрататора .....   | 55         |
| 3.6.4 Блок отстойника воды .....  | 56         |
| 3.6.5 Блок нагрева.....   | 58         |
| 3.6.6 Блок подготовки топливного газа.....  | 59         |
| 3.6.7 Блок хранения .....   | 60         |
| 3.6.8 Блок горизонтальной факельной установки .....   | 61         |
| 3.6.9 Блоки насосные.....   | 62         |
| 3.6.10 Блок учета продукции .....   | 62         |
| 3.6.11 Автоматизированная система налива.....   | 63         |
| 3.6.12 Применение гибких полимерно–металлических труб (ГПМТ) для<br>транспортировки нефти внутри промысла ..... | 64         |
| <b>4 РАСЧЕТ БЛОЧНО–МОДУЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ</b>   |            |
| <b>(УПН).....</b>   | <b>68</b>  |
| <b>5 ТЕХНОЛОГИЯ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....</b>   | <b>119</b> |
| 5.1 Микротурбинная установка Capstone .....   | 119        |
| 5.2 Построение модели .....   | 119        |
| 5.3 Расчет метанового индекса .....   | 119        |

|  |            |
|--|------------|
| 5.4 Результаты расчетов.....   | 119        |
| 5.5 Анализ результатов .....   | 119        |
| <b>6 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ<br/>ПРОЕКТИРУЕМОГО ТЕХНИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ .....</b>                | <b>131</b> |
| 6.1 Расчет единовременных капитальных затрат на строительство пункта<br>подготовки нефти.....                    | 131        |
| 6.2 Эксплуатационные расходы на обслуживание пункта подготовки нефти .   | 131        |
| 6.3 Оценка экономической эффективности .....   | 131        |
| <b>7 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ<br/>БЕЗОПАСНОСТИ.....</b>                                    | <b>141</b> |
| 7.1 Особенности труда в районах крайнего севера и приравненных к ним<br>местностях .....                         | 141        |
| 7.2 Рабочее время работников Севера.....   | 142        |
| 7.3 Время для отдыха .....   | 143        |
| 7.4 Производственная безопасность .....  | 144        |
| 7.5 Загазованность воздуха рабочей зоны при авариях, утечки газа, работа в<br>колодцах, аппаратах, емкостях..... | 144        |
| 7.6 Статическое электричество.....   | 146        |
| 7.7 Повышенный уровень шума .....  | 147        |
| 7.8 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения .....  | 148        |
| 7.8.1 Производственные факторы, связанные с аномальными<br>микроклиматическими параметрами воздушной среды ..... | 150        |
| 7.9 Расчет вентиляции машинного зала .....   | 150        |
| 7.9.2 Экологическая безопасность.....  | 152        |
| 7.9.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....  | 154        |
| <b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>  | <b>158</b> |
| Список публикаций.....   | 160        |
| Список использованных источников .....   | 161        |
| Приложение I.....  | 166        |
| Приложение II .....  | 174        |

Приложение III ..... 175

## **ВВЕДЕНИЕ**

Открываемые в настоящее время перспективные месторождения характеризуются низкой рентабельностью и высокими геологическими рисками. Эффективным способом разработки таких месторождений является использование модульных и мобильных технологий которых позволяют работать быстро и гибко в условиях неопределенности.

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрены мероприятия по использованию мобильных установок подготовки нефти, которые на начальном этапе повышают эффективность разработки месторождения.

Мобильная установка подготовки нефти – комплекс, позволяющий подготовить нефть до требований ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия». Данная УПН применяется на месторождениях с любой плотностью и обводненностью нефти.

Использование готовых к эксплуатации мобильных систем добычи и подготовки нефти повысит экономическую эффективность и вдвое сократит сроки начала разработки труднодоступных активов в Восточной Сибири. Данные установки обладают следующими преимуществами:

- Размещение аппаратов и блоков установки подготовки нефти на санном основании либо автомобильном шасси позволяет в сжатые сроки произвести расстановку оборудования на жесткое основание, выполнение монтажных работ и запуск установки в эксплуатацию;
- Гибкая система подбора параметров и состава комплекса;
- Экономия денежных и временных ресурсов на раннем этапе эксплуатации;
- Предлагаемые решения дают возможность избежать риски больших капитальных затрат и потерю времени при строительстве объекта в случае неподтверждения запасов нефти и, в свою очередь, оценить необходимость

дальнейшего капитального строительства объектов подготовки и транспортировки нефти;

- Быстрое проектирование на основе унифицированных технологических блоков (4...6 недель);
- Оперативные шеф-монтажные и пуско-наладочные работы (1...2 недели)
- Упрощенная логистика за счет применения самонесущих силовых каркасов; форм-фактора 1АА (1ААА, 1СС) контейнерного типа (морские контейнеры 20...40 фут.);
- Высокая адаптивность комплексов к изменяющимся геолого-промысловым условиям;
- Возможность многократного использования на разных объектах.



# **1 ГЕОЛОГО–ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

## **1.1 Литолого–стратиграфическая характеристика разреза**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

## **1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения**

Лицензионный участок, в пределах которого расположено X нефтегазоконденсатное месторождение, согласно схеме нефтегазогеологического районирования приурочен к Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской провинции.

Расположен участок в непосредственной близости с известными месторождениями нефти и газа Среднеботуобинским, Тас-Юряхским, Иреляхским.

Перспективы нефтегазоносности Мирнинского участка связаны с вендским терригенным комплексом, который включает в себя снизу вверх талахский, улаханский и ботуобинский продуктивные горизонты. Вышележащая венд-нижнекембрийская соленосно-карбонатная толща, содержащая юряхский и осинский продуктивные горизонты в пределах объекта исследований промышленного интереса не представляет.

Ботуобинский продуктивный горизонт является основным объектом нефтегазопромысловых работ на Непско-Ботуобинской антеклизе. Горизонт залегает несогласно на отложениях курсовской свиты. От залегающего ниже по разрезу улаханского горизонта отделяется глинистой перемычкой, представленной преимущественно аргиллитами толщиной от 1,0-6,0 м.

Улаханский горизонт представлен в нижней части разреза переслаиванием песчаников и алевролитов, в средней части – высокопористыми, практически бесцементными песчаниками и в верхней – разномерными алевролитами в различной степени глинистыми песчаниками с линзами и

прослоями аргиллитов. Песчаники преимущественно сероцветные, кварцевые, средне-мелкозернистые с прослоями крупно- и грубозернистых до гравелитов. Сортировка и окатанность обломочного материала хорошая, что характерно в целом для всего разреза продуктивного горизонта. Цемент полиминеральный: глинистый, ангидритовый, кальцитовый, регенерационно-кварцевый. Содержание цемента варьирует от нескольких процентов до 45 %.

Коллекторские свойства песчаников улаханского горизонта несколько выше в ботубинском. Открытая пористость песчаников изменяется от 2,2 до 23 %, проницаемость – от 1,0 до 1326 мД. Доминируют значения пористости 10-20 % и проницаемости 50-200 мД.

Промышленная продуктивность месторождения связана с ботубинским и улаханским продуктивными горизонтами. Для залежей ботубинского горизонта покрывкой являются плотные карбонатные отложения верхнебюкской подсвиты, для улаханского горизонта – глинистая пачка, разделяющая вышеназванные горизонты. Нефтегазовые залежи обоих горизонтов пластовые, сводовые, блоковые.

**Улаханский продуктивный горизонт** вскрыт поисково-разведочными скважинами, залегает на глубинах 2120-2176 м. Притоки нефти или газа получены в «п» скважинах.

### **1.2.1 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

### **1.2.2 Инженерно-геологические и геокриологические условия**

В вендском терригенном нефтегазоводоносном комплексе установлена гидродинамическая область развития низких и аномально низких пластовых давлений. Это проявляется в том, что, по отношению к условному гидростатическому давлению, дефицит измеренных пластовых давлений в

проницаемых горизонтах достигает 20-30 % ( $P_{пл.}/P_{у.г.} = 0,70-0,80$ ). Впервые это явление подробно изучено в районе Иреляхского, Средне-Ботуобинского, Тас-Юряхского месторождений и на Вилючанской седловине. Данная закономерность объясняется блоковым депрессионным гидродинамическим режимом в базальных горизонтах венда, который сформировался как результат тектонического разуплотнения фундамента.

Для характеристики гидродинамического режима используется показатель – коэффициент негидростатичности ( $P_{пл.}/P_{у.г.}$ ), который представляет собой отношение пластового давления к условному гидростатическому давлению столба пресной воды на глубине опробования. В пределах Якутского артезианского бассейна, выделяют гидродинамические области: нормальных (гидростатических) давлений в карбонатных отложениях нижнего кембрия с коэффициентом негидростатичности 1,0-1,1 и аномально низких давлений в отложениях венда.

### **1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных горизонтов**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

#### **1.3.1 Отбор и исследование керна**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

#### **1.3.2 Геофизические исследования скважин**

Состав методов геофизических исследований, а также их интервальность осуществлялись в соответствии с «Временным обязательным комплексом геофизических исследований скважин Ботуобинской седловины на юге Якутии», утвержденным заместителем Министра геологии СССР В.И. Игревским

20.07.1974 г и детализированным «Временным обязательным комплексом геофизических исследований скважин Ботубинского НГР юго-западной Якутии», утвержденным заместителем Министра геологии СССР Р.С. Сумбатовым 16 июня 1983 г.

### **1.3.3 Физико-химические свойства нефти, газа, воды**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

## **1.4 Лабораторные исследования пластовых флюидов**

Физико-химические свойства пластовых, дегазированных нефтей и компонентный состав попутного газа определялись по результатам исследования глубинных и поверхностных проб. Свойства пластового газа для подсчета запасов определены по результатам анализа устьевых проб из четырех скважин ботубинского горизонта и одной устьевой пробы из скважины улаханского горизонта.

**Таблица 1 и 2 исключены, так как содержат коммерческую тайну.**

### **1.4.1 Свойства пластовых вод**

X нефтегазоконденсатное месторождение в гидрогеокриологическом отношении входит в состав Якутского артезианского бассейна (ЯАБ). В гидрогеологическом отношении бассейн представляет сложную водонапорную пластовую систему, сложенную водоносными комплексами пород, разделенных региональными экранирующими толщами. Верхние горизонты осадочного чехла заморожены. Чехол бассейна сложен терригенно-карбонатными отложениями мезозойского, нижнепалеозойского и протерозойского (вендского) возраста.

### **1.4.2 Запасы нефти, газа, КИН**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

### **1.5 Физико-литологическая характеристика продуктивных пластов**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

### **1.6 Фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов**

Ботуобинский продуктивный горизонт приурочен к отложениям бюкской, а улаханский – к курсовской свитам венда. Изучение геологического строения ботуобинского и улаханского продуктивных горизонтов на изучаемом месторождении не показали существенных различий.

Остаточная водонасыщенность определялась по трем скважинам месторождения, по первым двум – методом центрифугирования, по последней – методом капилляриметрии. Оба метода довольно хорошо сопоставляются между собой, что свидетельствует об идентичности их ФЕС.

Переменная водонасыщенность моделировалась методом капилляриметрии.

Пористость пород определялась методами жидкостенасыщения (водо- и керосинонасыщения) и газоволюметрическим.

Определение пористости водонасыщением наиболее эффективно при изучении хорошо сцементированных неглинистых или слабглинистых образцов. Если образец содержит водорастворимые соли или большое количество глинистого материала, то в качестве насыщающей жидкости применяют керосин. В большинстве случаев пористости, определенные методами водо- или керосинонасыщения при правильной постановке опыта хорошо согласуются между собой.

В случае определения пористости методом газоволюметрии необходимо учитывать, что для образца с развитой удельной поверхностью

отмечается заметное (до 5 % абсолютных) завышение пористости за счет сорбции газа на поверхности твердой фазы.

Пористость по методу волюмометрии завышается в среднем на 3-4 % (абсолютных). Поэтому во всех петрофизических построениях использованы данные, полученные методом жидкостенасыщения (водонасыщения). Кроме того, расхождения значений пористости по газоволюмометрии и жидкостенасыщения может быть обусловлено наличием в породе закрытых пустот. Однако наличие их в терригенных осадочных породах маловероятно.

### **1.7 Состояние разработки месторождения**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

### **1.8 Основные этапы проектирования разработки месторождения**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

#### **1.8.1 Характеристика состояния разработки месторождения**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

#### **1.8.2 Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

#### **1.8.3 Анализ выработки запасов**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

#### **1.8.4 Сопоставление фактических и проектных показателей разработки**

### **1.8.5 Оценка исходной информации для проектирования**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

### **1.9 Оценка состояния геолого-геофизической изученности месторождения**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

#### **1.9.1 Соответствие ГФХ месторождения региональным особенностям**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

## 2 ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТА ИССЛЕДУЕМОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Геологическое моделирование является важной частью разработки месторождения. Основной целью моделирования является повышение надежности принятия решений по оценке и добыче полезных ископаемых.

Геологическое моделирование обеспечивает фундаментальные геологические структуры, распределение песчаных тел и моделирование петрофизических свойств. На основе моделей можно проводить расчет объема запасов нефти и газа, а также гидродинамическое моделирование пласта.

Согласно действующему РД, геолого-технологическая модель объекта служит основой для принятия и обоснования проектных решений, прогнозирования показателей и выбора наиболее эффективных ГТМ.

Геологическое моделирование – это построение структурной и стратиграфической модели пласта на основе анализа и интерпретации сейсмических данных, каротажных данных, данных керна и т.д.

Статическая модель пласта обычно включает четыре основных этапа: структурное моделирование, стратиграфическое моделирование, литологическое моделирование и петрофизическое моделирование.

- структурный каркас месторождения установлен по данным сейсморазведочных работ, детальность исследований достаточна для прогнозирования гипсометрических отметок структурного каркаса месторождения;
- комплекс ГИС позволяет идентифицировать границы продуктивных пластов;
- пространственное распространение залежей нефти обоснованно по результатам испытаний и опробований, данным ГИС;



## **2.1 Построение литологических моделей залежей и распределения фильтрационно-емкостных свойств пластов**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

### **2.1.1 Построение моделей коллектора продуктивных пластов**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

### **2.1.2 Построение моделей фильтрационно-емкостных свойств пластов**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

### **2.1.3 Построение модели насыщения пласта флюидами**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

### **2.1.4 Подсчет геологических запасов УВС**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

## **2.2 Физико-химические свойства пластовых флюидов**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

### **3 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В СФЕРЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА**

Не секрет, что перерасход средств и времени – обычное дело в нефтегазовой отрасли. На самом деле, большинство текущих проектов сталкиваются с одной или обеими проблемами, а растущие затраты на разработку проектов могут вскоре серьезно снизить способность компаний получать адекватную прибыль. Тем не менее, есть альтернатива: отрасль может снизить затраты и ускорить сроки реализации проектов за счет более агрессивного внедрения передовых подходов к модульности и стандартизации, таких как те, которые уже используются в различных отраслях, от автомобилестроения и электроники до производства спутников.

Компании нефтегазовой отрасли на сегодняшний день предпочитают строить более крупные и более рентабельные проекты. В последствии это привело к увеличению числа проектов, в которых происходило отставание от графика, а также это привело к большому перерасходу средств. При ценах на нефть на уровне 100 долларов за баррель или выше эти проблемы, хотя и были проблематичными, но часто были экономически оправданы.

Однако в последние годы, когда производители изо всех сил пытались сохранить прибыльность в условиях долгосрочного спада цен, сокращение затрат и сокращение графика стали критически важными. Одной из стратегий, которую используют компании для решения этих проблем, является модульное строительство.

Модульная концепция снижает стоимость проекта за счет упрощения процесса изготовления и установки; это сводит к минимуму работу на площадке и повышает качество сборки.

#### **3.1 Модульность**

Чтобы иметь возможность перейти к модульной стандартизации, нефтегазовым компаниям необходимо внести изменения в двух основных

областях. Во-первых, это разработка проекта, где они должны принять модульную архитектуру и повторно использовать стандартные модули на нескольких крупных нефтегазовых заводах.

Второй — организационный: большинство нефтегазовых компаний исходят из традиции строительства автономных проектов, рассчитанных на конкретные геологические условия. В дальнейшем они должны сделать повторное использование существующих модулей нормой в своих организациях.

Каков наиболее эффективный способ для нефтегазовой компании перейти на модульную архитектуру? Для общих проектов необходимо разбить работу на соответствующие модули, а затем определить соответствующий уровень стандартизации для каждого из них. Четкие рекомендации, в том числе разумное экономическое обоснование, определяют, какие модули или подмодули можно стандартизировать, а какие необходимо настроить. В конце концов, у каждого будет своя собственная стратегия стандартизации, начиная от идентичного дизайна и заканчивая набором дискретных опций.

В настройшее время возможно стандартизировать не менее трети всех модулей или субмодулей даже для самого сложного оборудования. Для некоторых типов проектов (например, с небольшими вариациями) можно стандартизировать до двух третей. Частота использования, сложность и характер модуля будут определять соответствующий уровень стандартизации; решения должны основываться на четком экономическом обосновании для каждого модуля. В то же время преимущества модульности увеличиваются по мере увеличения портфеля компании: чем больше единиц, тем больше влияние на итоговую прибыль компании.

Есть несколько небольших установок подготовки нефти, где возможна полная стандартизация на уровне установки.

Для более крупных установок, таких как морские платформы или заводы по производству сжиженного природного газа (СПГ), основное внимание уделяется репликации модулей, из которых состоит завод, таких как посадочные

площадки для вертолетов на платформах или компрессорные агрегаты на заводах СПГ.

Модульность и стандартизация могут обеспечить значительные преимущества для нефтегазовой отрасли. Во-первых, компании должны преодолеть естественную реакцию многих менеджеров проектов: думать, что их проекты уникальны и поэтому не поддаются общепринятым подходам.

Во-вторых, компаниям часто не удается убедить инженеров-проектировщиков в том, что стандартизация дает преимущества.

Организационные изменения в четырех областях могут помочь решить эти проблемы:

В инженерно-конструкторской деятельности компании, которые успешно внедрили модульную стандартизацию, используют общие спецификации и рекомендации по проектированию для каждого типа проекта (например, нефтеперерабатывающий завод или производственная платформа). Как правило, такие организации имеют библиотеку модулей, созданную на основе межфункциональных входных данных (проектирование, коммерция и закупки), и используют программное обеспечение для проектирования, которое обеспечивает доступ к утвержденным модулям и спискам оборудования, охватываемым соглашениями о закупках с поставщиками.

В управлении проектами эти компании расширяют критерии проверки на стадии открытия, чтобы включить повторное использование конструкции предприятия или модуля и свести к минимуму изменения конструкции. Некоторые компании разрабатывают метрики для отслеживания повторного использования и ускорения внедрения.

Группа закупок должна быть вовлечена с самого начала, принимая решения вместе с инженерным отделом. Успешные компании привлекают специалистов по закупкам к принятию проектных решений на этапе оценки концепции, а также с самого начала используют опыт поставщиков.

### 3.2 Преимущества модульной конструкции

Модульная конструкция включает сборку оборудования и систем в виде модулей за пределами площадки на контролируемом производственном объекте. После сборки модули доставляются на строительную или производственную площадку, где их можно установить и ввести в эксплуатацию. Этот подход предлагает ряд преимуществ по сравнению с традиционными методами строительства из стержней, когда большая часть работ выполняется на месте. Вот некоторые из них:

*Квалифицированная рабочая сила.* Модульная конструкция обеспечивает доступ к типу рабочих, необходимых для строительства крупномасштабных объектов. Это особенно важно в нефтегазовой отрасли, где количество опытных специалистов, таких как сварщики и электрики, может быть ограничено. При фиксированном подходе найм квалифицированных специалистов часто может привести к завышению затрат из-за необходимости предоставления командировочных и / или жилья. Во многих случаях удалённое производство модулей может быть выбрано в регионе или стране, где соотношение спроса и предложения рабочей силы более сбалансировано, что позволяет оператору воспользоваться более низкими ставками.

*Сокращение графика разработки.* Модульное строительство может сократить график разработки проекта, и это достигается двумя способами.

Во-первых, сборка модулей с использованием предварительно изготовленных деталей за пределами площадки на специально отведенном объекте сводит к минимуму вероятность задержек, вызванных погодными или другими факторами, связанными с окружающей средой.

Во-вторых, строительство за пределами площадки также дает компаниям возможность одновременно выполнять работы на нескольких участках объекта. Это не всегда возможно при использовании традиционного подхода, особенно когда речь идет о морских объектах, поскольку количество рабочего пространства на площадке часто ограничено.

*Улучшенное качество.* Сборные модули также обеспечивают ряд преимуществ в отношении контроля и обеспечения качества. Во внешней среде расширение и сжатие металла, вызванное колебаниями температуры, может повлиять на целостность сварных швов. Это отличается от изготовления за пределами площадки, часто выполняемого в помещении, где процент брака сварных швов значительно ниже. Предварительная сборка также позволяет тестировать модули перед их доставкой на место. При этом любые проблемы с оборудованием или системами могут быть выявлены и быстро устранены, что значительно снижает затраты на этапе установки и ввода в эксплуатацию проекта.

Повышенная безопасность — сборные компоненты объекта сокращают количество людей, необходимых для работы на площадке, что может упростить строительные работы и повысить общую безопасность. Это особенно касается проектов расширения и/или модернизации, поскольку это снижает необходимость выполнения строительных работ в непосредственной близости от текущих операций объекта.

### **3.3 Проблемы модульных систем**

Модульное строительство не лишено недостатков.

Одной из самых больших проблем, связанных с сборкой модулей за пределами площадки, является транспортировка. Поскольку модули обычно состоят из нескольких частей оборудования, вспомогательных трубопроводов, систем управления и других компонентов на одной платформе, размер и вес могут быть значительными. Это часто создает проблемы с логистикой, которые могут увеличить сложность и затраты.

Например, модульное строительство может быть решением для проектов, расположенных в отдаленных регионах, где сложно найти квалифицированную рабочую силу. Однако для безопасной доставки модулей на площадку требуются специальные меры планирования и транспортировки. Доставка становится еще

более сложной в зимние месяцы, так как многие маршруты в отдаленные районы закрыты или просто не подходят для большегрузных перевозок. Это было очевидно на береговом технологическом комплексе «Еххон» в где отрицательные температуры и метель вынудили генподрядчика компании «Fluor» запланировать поставки модулей на летние месяцы.

Кроме того, поскольку модули должны быть интегрированы для обеспечения возможности транспортировки и подъема, у них остается мало дополнительного места на салазках или модулях для текущей эксплуатации и технического обслуживания. Иногда это может создать трудности при обслуживании модуля из-за того, что существует ограниченное пространство для доступа обслуживающего персонала к компонентам, особенно к внутренним секциям салазок.

Методы модульного строительства уже много лет используются в нефтегазовой отрасли. Однако в связи с усилением требований к компаниям сокращать сроки разработки, сокращать расходы и повышать эффективность. Их использование как на суше, так и на море становится все более распространенным явлением.

В целом трансформация процессов сократит сроки реализации проекта примерно на 1 год (строительно-монтажные работы на 30%); снизить строительно-монтажные затраты на 6% за счет сокращения объемов монтажа металлоконструкций, сетей и пусконаладочных работ; повысить качество поставляемого оборудования.

На рисунке 8 приведены текущая схема проектирования и строительства УПН и схема с применением БМУПН.

Только совокупная реализация вышеперечисленных принципов обеспечит запуск проектов в короткие сроки; оптимизирует капиталовложения и минимизирует рисковую капитал в условиях высокой геологической неопределенности; обеспечит добычу ранней нефти; увеличит NPV убыточных проектов.

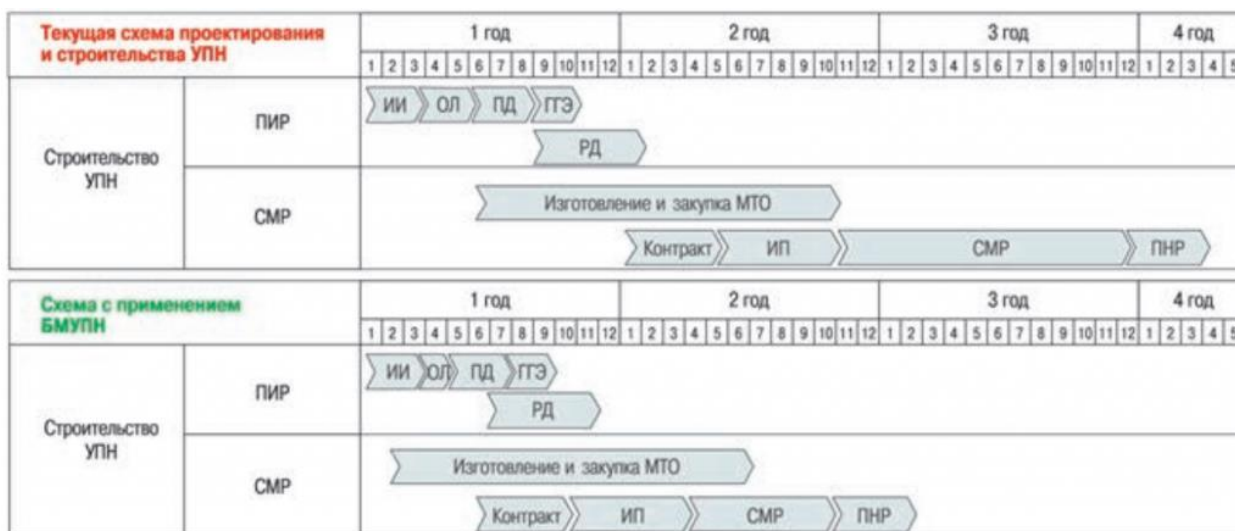


Рисунок 8 – Схемы проектирования и строительства УПН (ИИ – инженерные изыскания; ОЛ – опросные листы; ИП – инженерная подготовка территории строительства; ПНР – пусконаладочные работы; МТО – материально-техническое обеспечение; ГГЭ – Главгосэкспертиза)

Подводя итог данной части, можно сделать следующие выводы о назначении и преимуществах мобильных установок ранней добычи.

Основные преимущества:

- Гораздо меньшие инвестиции в проект относительно капитальной инфраструктуры;
- Исключение рисков, связанных с переоценкой запасов;
- Быстрое проектирование на основе унифицированных технологических блоков (4...6 недель);
- Оперативные шеф-монтажные и пуско-наладочные работы (1...2 недели);
- Упрощенная логистика за счет применения самонесущих силовых каркасов форм-фактора 1АА (1ААА, 1СС) контейнерного типа (морские контейнеры 40...20фут.);
- Высокая адаптивность комплексов к изменяющимся геолого-промысловым условиям;
- Возможность многократного использования на разных объектах.



### 3.4 Мобильная установка подготовки нефти

Назначение и преимущества:

- Получение товарной продукции (I группа по ГОСТ Р 51858) с использованием эффективных высокопроизводительных аппаратов
- Компактные габариты технологической площадки (20x15 м) при размещении оборудования в два яруса
- Оперативный реинжиниринг для устойчивой работы в условиях значительного изменения свойств продукции

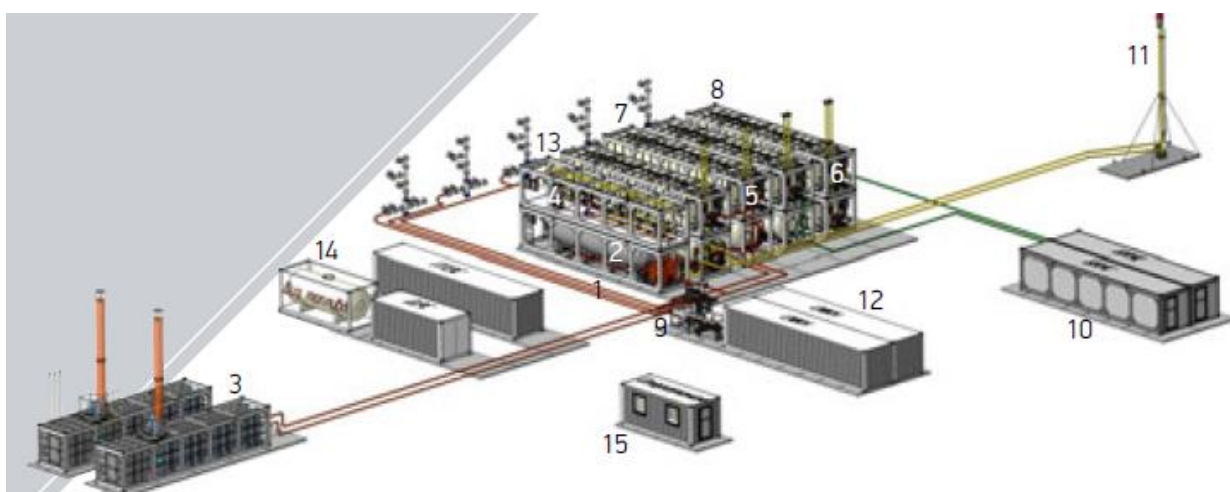


Рисунок 9 – Состав мобильной УПН

Состав оборудования:

- Блок манифольда (1)
- Нефтегазовый или трехфазный сепаратор первой ступени (2)
- Подогреватель продукции (3)
- Нефтегазовый сепаратор со сбросом воды (4)
- Отстойник нефти или электродегидратор (5)
- Отстойник подтоварной воды (6)
- Емкости хранения нефти (7) и подтоварной воды (8)
- Блок насосный для откачки нефти в трубопровод (9)
- Блок насосный для закачки пластовой воды в поглощающие скважины (10)
- Горизонтальная или вертикальная факельная установка (11)

- Коммерческий узел учета нефти (12)
- Блок подготовки газа/жидкого топлива (13)
- Газопоршневая электростанция и резервная дизельная (14)
- Блок операторной (15)
- Емкости пресной воды, дренажные и аварийные
- Средства автоматики и КИП
- Комплект межблочных трубопроводов и кабельных сетей

### **3.5 Основное технологическое оборудование**

#### **3.5.1 Блок двухфазного сепаратора**

Назначение и преимущества:

- Отделение основного объема газа от жидкости;
- Дозирование химического реагента;
- Встроенное входное устройство циклонного типа для эффективного разделения газовой и жидких фаз;
- Успокоительные перегородки для выравнивания потока и гашения пены;
- Каплеуловители на выходе газа для его очистки.

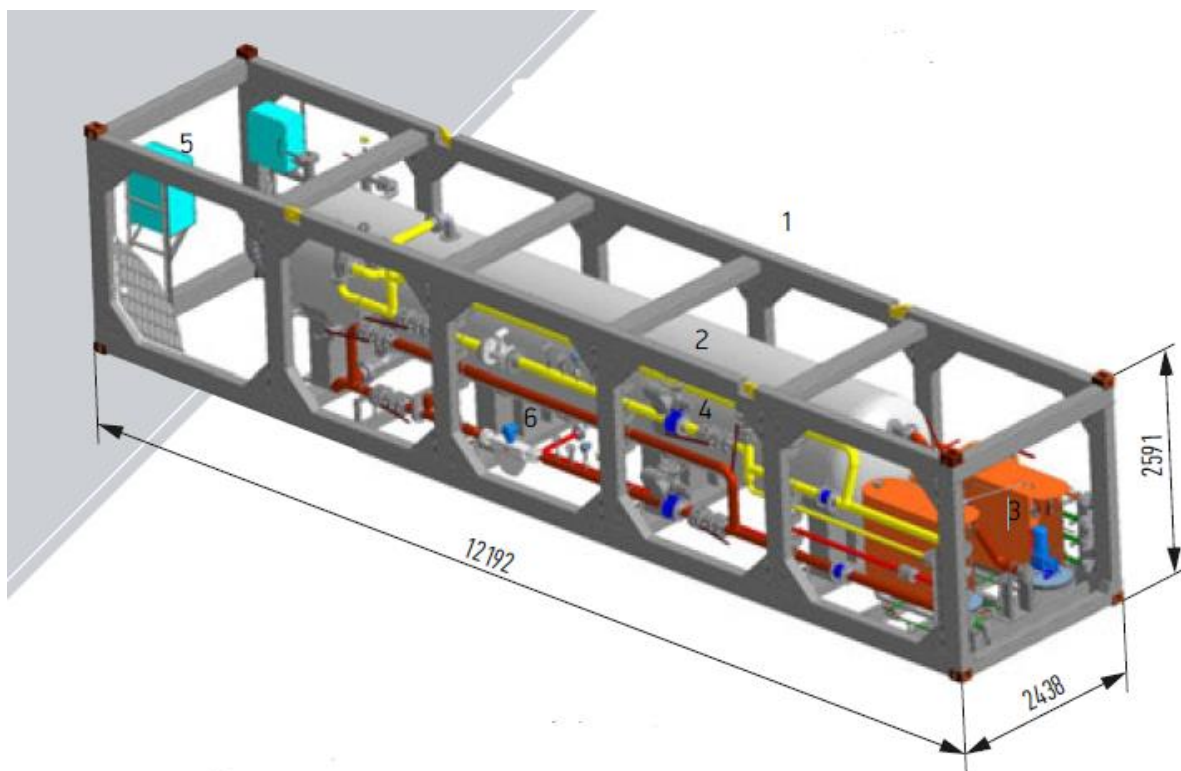


Рисунок 10 – Блок двухфазного сепаратора

Состав блока:

- Силовой каркас размера 1АА для транспортировки (1)
- Двухфазный сепаратор (2)
- Установка дозирования реагентов (3)
- Узлы регулирования давления газа и уровня жидкости (4)
- Измерительные линии газа и жидкости (5)
- Приборы КИПиА, шкафы систем электроснабжения и АСУ ТП (6)

### 3.5.2 Блок трехфазного сепаратора

Назначение и преимущества:

- Отделение газа и пластовой воды от нефти;
- Встроенное входное устройство комбинированного циклонно-пластинчатого типа для эффективного разделения газовой и жидких фаз;
- Успокоительные перегородки для выравнивания потока и гашения пены;

- Коалесцирующая перегородка для повышения эффективности раздела фаз;
- Каплеуловители на выходе газа для его очистки.

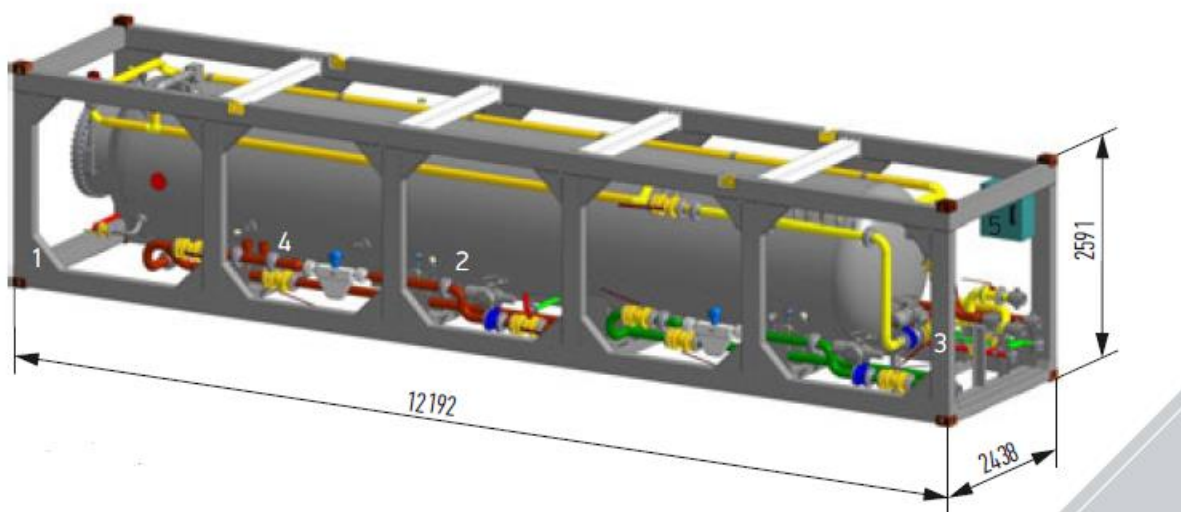


Рисунок 11 – Блок трехфазного сепаратора

Состав блока:

- Силовой каркас размера 1АА для транспортировки (1)
- Трехфазный сепаратор (2)
- Узлы регулирования давления газа, уровней нефти и воды (3)
- Измерительные линии газа, нефти и воды (4)
- Приборы КИПиА, шкафы систем электроснабжения и АСУ ТП (5)

### 3.5.3 Блок электродегидратора

Назначение и преимущества:

- Подготовка нефти до товарного качества;
- Наличие секции для предварительного отбора газа, выделяющегося после нагрева на предыдущей ступени, что позволяет отказаться от дополнительного сепаратора-дегазатора перед ним;
- Импортная силовая часть с широкими возможностями по настройке и регулированию, совершенной защитой от всех рисков при эксплуатации;

- Высокоэффективные смесительные устройства, позволяющие значительно улучшить процесс подготовки нефти при пониженном расходе промывочной воды.

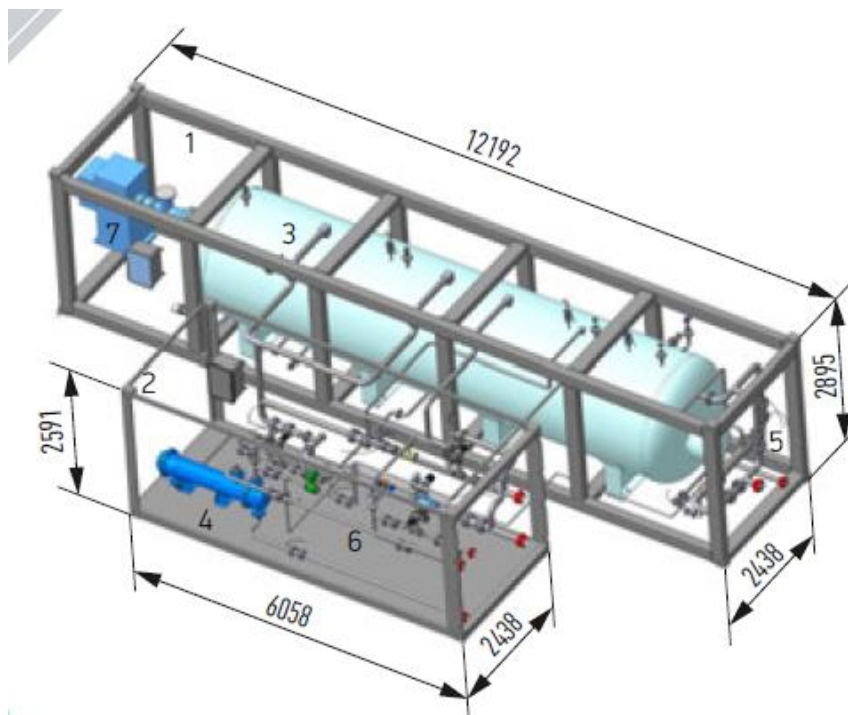


Рисунок 12 – Блок электродегидратора

Состав блока:

- Силовые каркасы размерами 1AAA (1) и 1СС (2) для транспортировки
- Электродегидратор (3)
- Теплообменник пресной воды (4)
- Смеситель пресной воды (5)
- Арматурный блок с трубопроводной обвязкой, узлами регулирования и измерения, приборами КИПиА (6)
- Трансформатор, шкафы систем электроснабжения и АСУ ТП (7)

### 3.6.4 Блок отстойника воды

Назначение и преимущества:

- Очистка от нефти и механических примесей и дегазация подтоварной воды;
- Высокопроизводительные внутренние устройства для максимально глубокой очистки пластовой воды;
- Повышенная производительность или качество подготовки воды за счет разделения входного потока на две части с целью снижения скорости движения среды внутри аппарата и увеличения времени на всплытие (осаждение) и коалесценцию частиц загрязнителя
- Специальные распределительные устройства для создания ламинарного движения потоков внутри аппарата;
- Встроенная система размыва и вывода донных отложений.

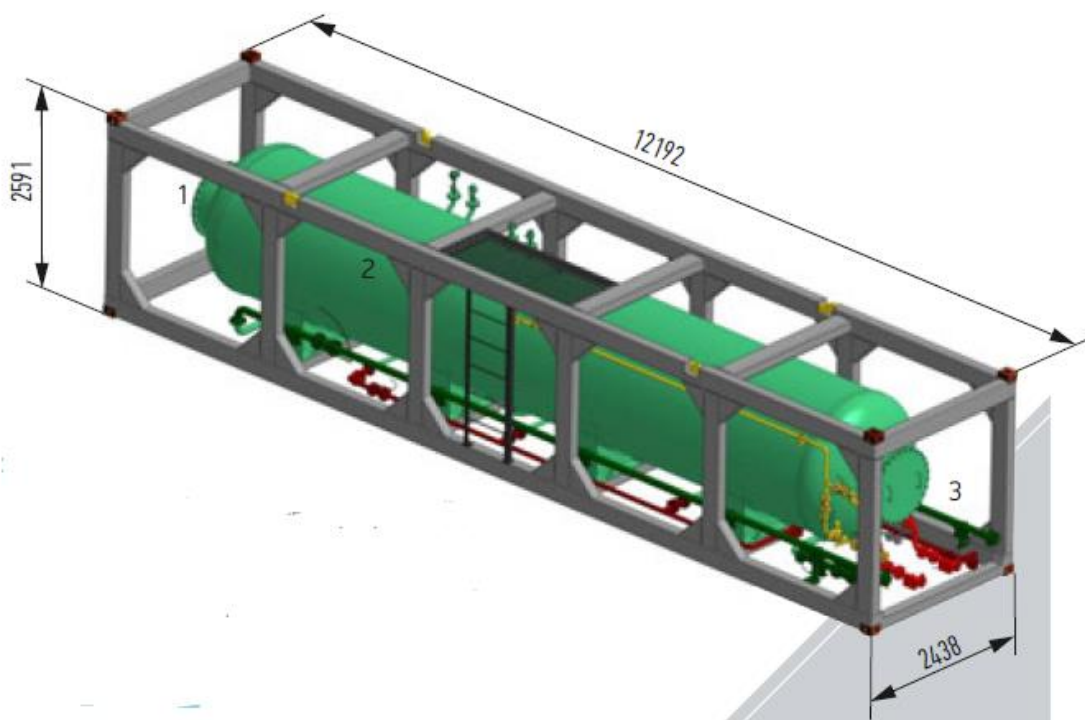


Рисунок 13 – Блок отстойника воды

Состав блока:

- Силовой каркас размера 1АА для транспортировки (1)
- Отстойник воды (2)
- Трубопроводная обвязка, приборы КИПиА, шкафы систем
- электроснабжения и АСУ ТП (3)

### 3.6.5 Блок нагрева

Назначение и преимущества:

- Нагрев продукции скважин;
- Циркуляция промежуточного теплоносителя для внутреннего обогрева емкостного оборудования других блоков;
- Многотопливная горелка газ/нефть/дизтопливо;
- Два змеевика с возможностью независимой выкатки каждого для удобства осмотра и обслуживания.

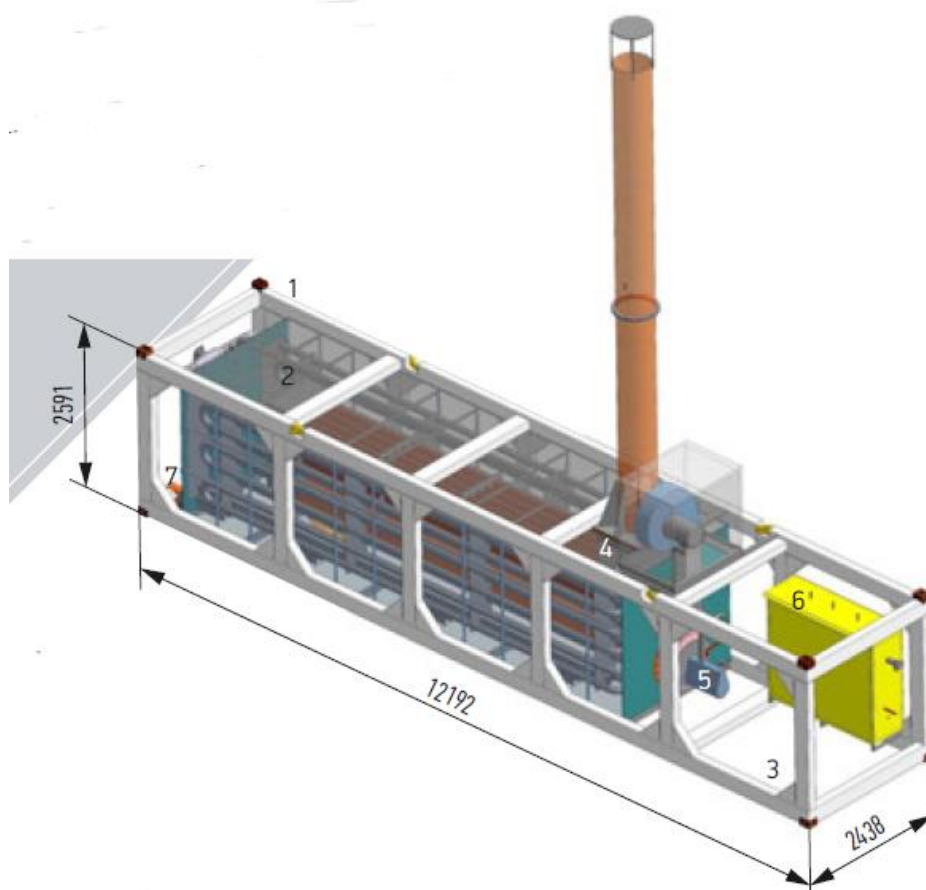


Рисунок 14 – Блок нагрева

Состав блока:

- Силовой каркас размера 1АА для транспортировки (1)
- Прямоугольный корпус (2)
- Блок-укрытие аппаратный (3)

- Двухходовая топка и дымовая труба (4)
- Трехтопливная горелка с выносным вентилятором (5)
- Узел редуцирования и замера топливного газа (6)
- Насос циркуляции теплоносителя (7)
- Трубопроводная обвязка
- Приборы КИПиА, шкафы систем электроснабжения и АСУ ТП (8)

### 3.6.6 Блок подготовки топливного газа

Назначение и преимущества:

- Подготовка попутного нефтяного газа для использования в качестве топлива на собственные нужды – в котельных, ГПЭС, печах нагрева
- Компактность благодаря совмещенному фильтру-сепаратору с внутренним змеевиком нагрева газа

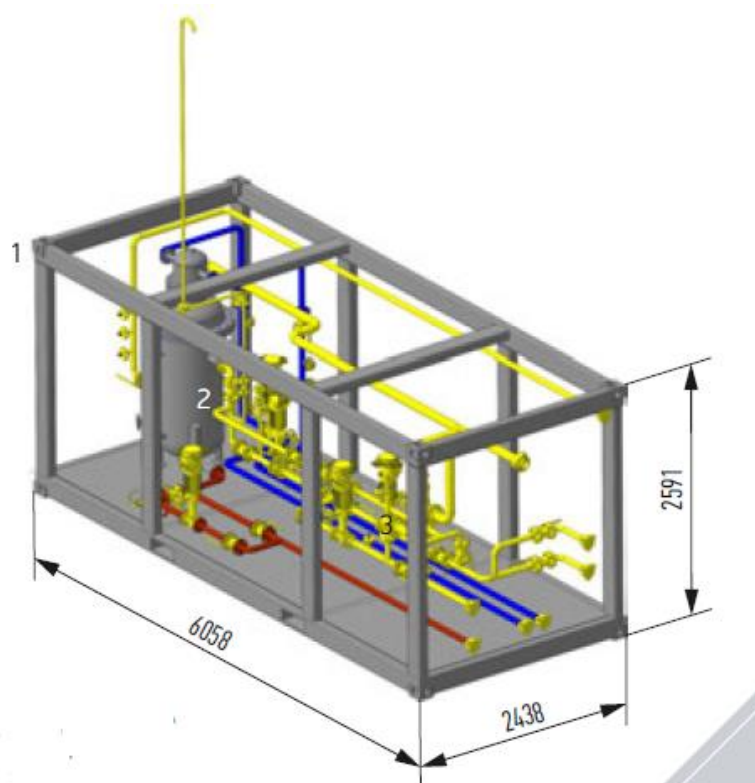


Рисунок 15 – Блок подготовки топливного газа

Состав блока:

- Силовой каркас размера 1СС для транспортировки (1)



- Фильтр-сепаратор со встроенным змеевиком (2)
- Узлы редуцирования и измерительные линии газа (3)
- Трубопроводная обвязка, приборы КИПиА, шкафы систем
- электроснабжения и АСУ ТП (8)

### 3.6.7 Блок хранения

Назначение и преимущества:

- Накопление и хранение нефти, воды, топлива и иных жидкостей
- Буферная, дренажная, аварийная емкость
- Максимально возможный полезный объем в габаритах контейнера
- Полный слив жидкости благодаря внутреннему уклону к дренажному штуцеру

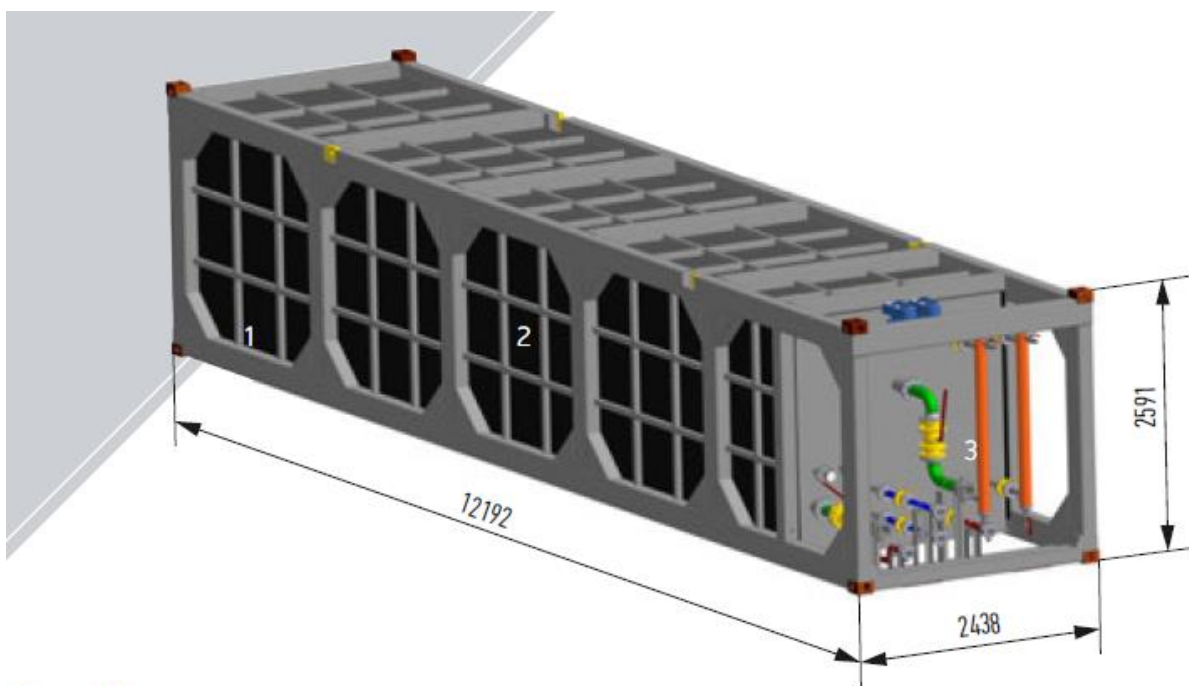


Рисунок 16 – Блок хранения

Состав блока:

- Силовой каркас размера 1АА для транспортировки (1)
- Прямоугольный корпус с усиленными ребрами жесткости (2)

- Трубопроводная обвязка, приборы КИПиА, шкафы систем электроснабжения и АСУ ТП (3)

### 3.6.8 Блок горизонтальной факельной установки

Назначение:

- Сжигание газа высокого и низкого давления
- Термическая утилизация пластовой воды путем испарения
- Высоконадежный низковольтный блок розжига

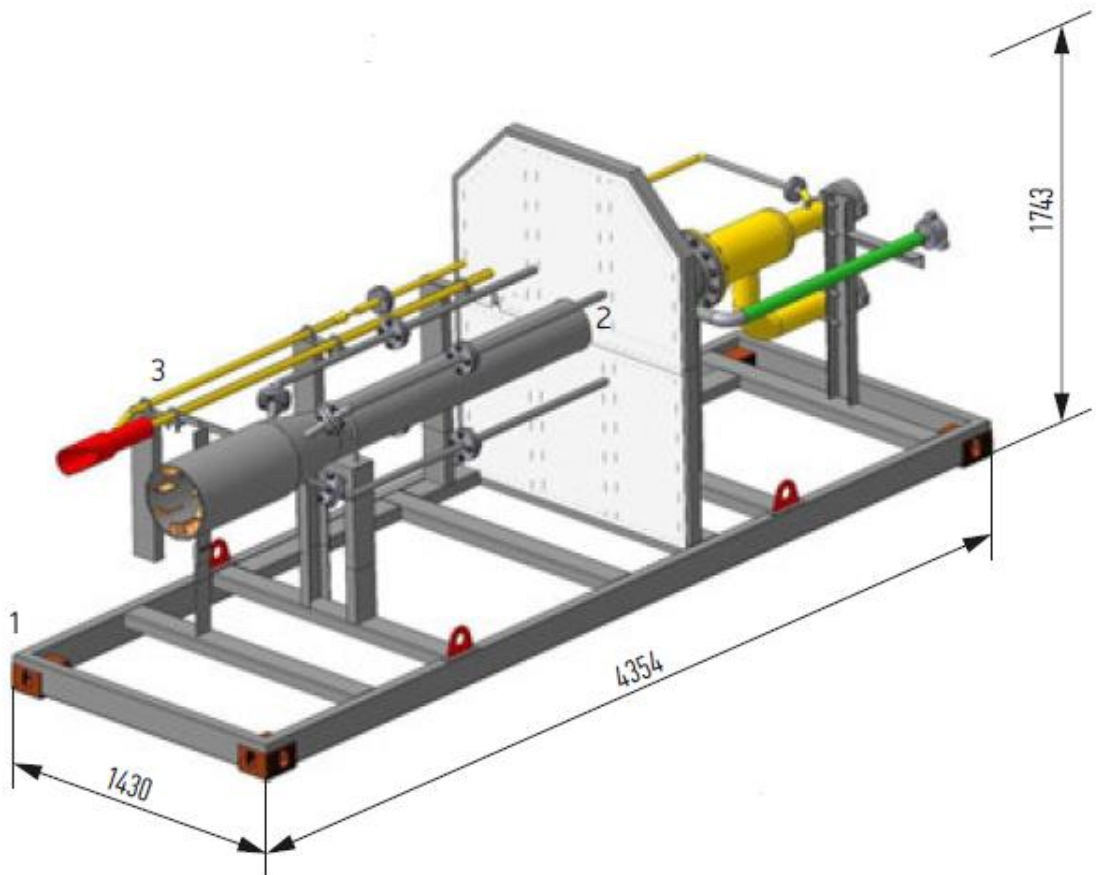


Рисунок 17 – Блок горизонтальной факельной установки

Состав блока:

- Каркас для транспортировки (1)
- Корпус факела с оголовком и экраном (2)
- Дежурная горелка с контролем пламени (3)
- Местная панель управления

### 3.6.9 Блоки насосные

Назначение и преимущества:

- Внутренняя и внешняя перекачка нефти и воды.

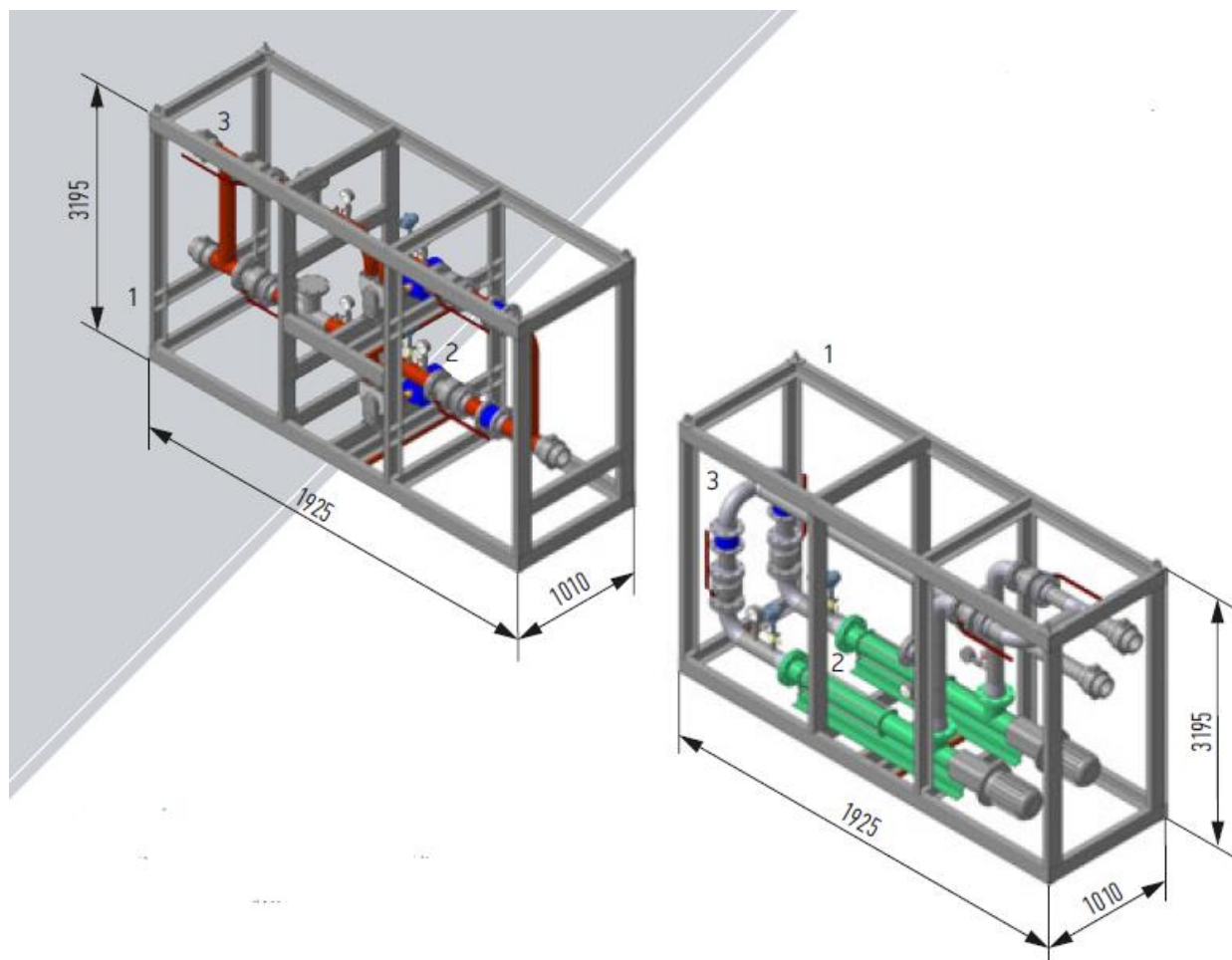


Рисунок 18 – Блоки насосные

Состав блока:

- Силовой каркас типа А по DNV2.7-3
- для транспортировки (1)
- Насосы (2)
- Трубопроводная обвязка, приборы КИПиА, шкафы систем электроснабжения и АСУ ТП (3)

### 3.6.10 Блок учета продукции

Назначение:

- Учет количества нефти, попутного нефтяного газа и пластовой воды.

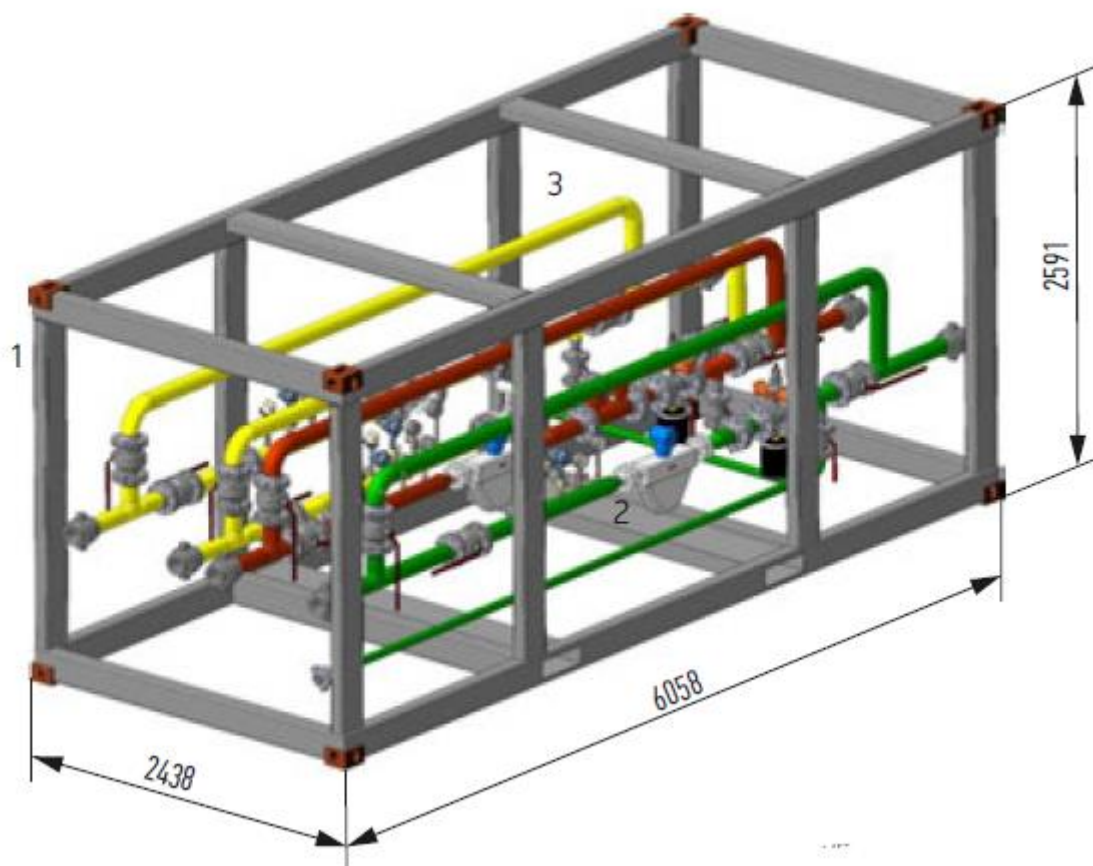


Рисунок 19 – Блок учета продукции

Состав блока:

- Силовой каркас типа для транспортировки (1)
- Измерительные линии газа высокого и низкого давления, нефти и воды (2)
- Трубопроводная обвязка, приборы КИПиА, шкафы систем электроснабжения и АСУ ТП (3)

### 3.6.11 Автоматизированная система налива

Назначение:

Дозированный налив жидкостей с коммерческим учетом.

Состав блока:

- Входная лестница и перекидной трап (1)
- Измерительная линия (2)
- Насос подачи жидкости (3)

- Стояк налива (4)
- Трубопроводная обвязка, приборы КИПиА, шкафы систем электроснабжения и АСУ ТП (5)

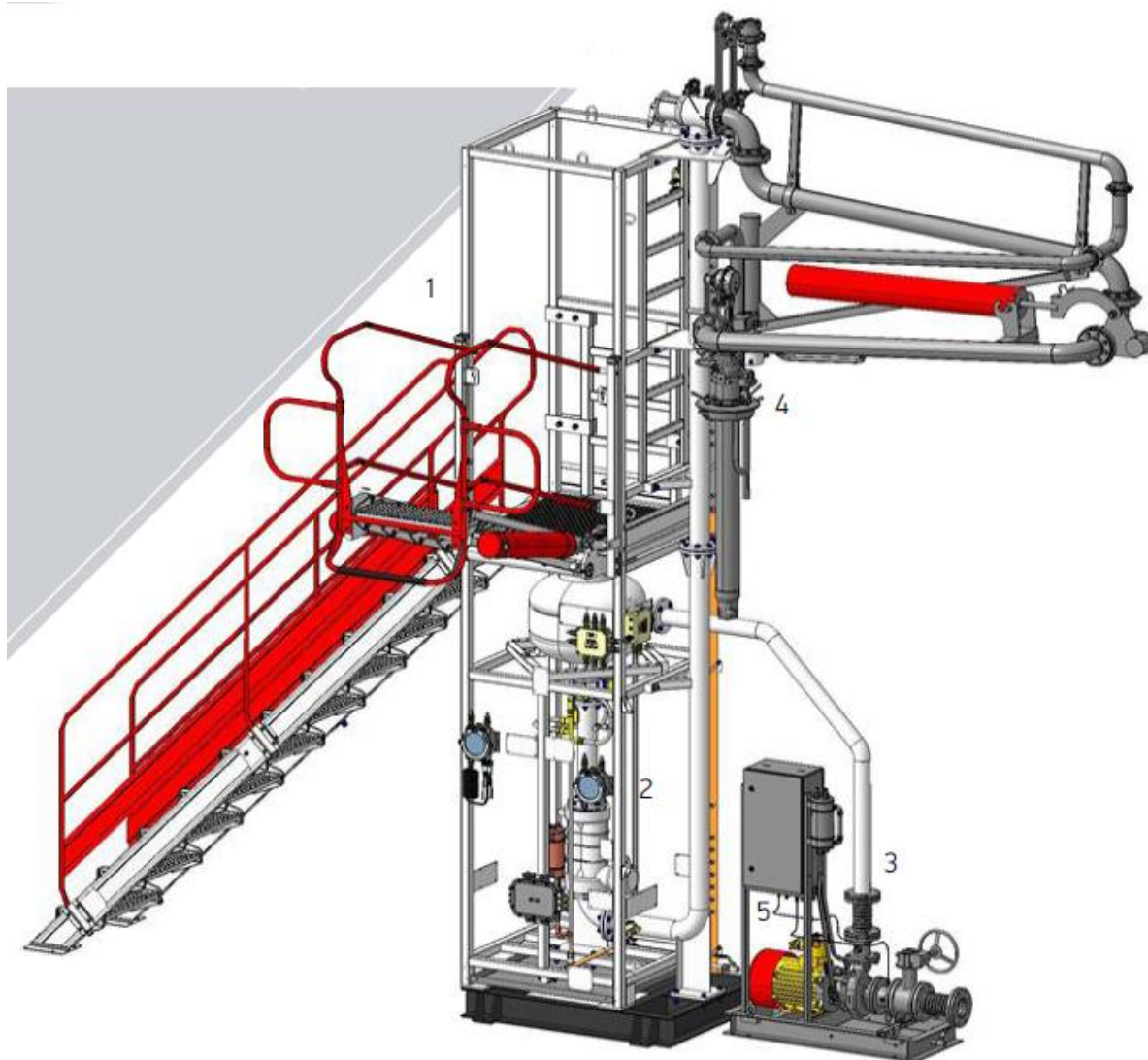


Рисунок 20 – Автоматизированная система налива

### 3.6.12 Применение гибких полимерно–металлических труб (ГПМТ) для транспортировки нефти внутри промысла

Трубопроводы играют существенную роль в транспортировке сырой нефти и природного газа. Сырая нефть и природный газ содержат различные агрессивные примеси, такие как  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , вода и микробы. Скорость внутренней коррозии в скважинах и трубопроводах зависит от содержания  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$ , воды, скорости потока и состояния поверхности материала.

Внутреннюю коррозию трубопровода можно уменьшить несколькими способами, включая выбор подходящего материала, использование ингибиторов коррозии, металлических и неметаллических прокладок или покрытий.

Практика использования неметаллических трубных материалов (НМП) при добыче и транспортировке нефти и газа становится жизнеспособным и надежным решением для уменьшения коррозии.

Для снижения сроков ввода месторождения в эксплуатацию, а также снижения скорости коррозии необходимо в качестве технологического и внутрипромыслового трубопровода использовать трубы типа ГПТМ. Данные трубы позволяют решить следующие задачи:

- усовершенствование промысловых трубопроводов;
- сокращение сроков строительства (километр данных труб монтируется за 4-5 часов).
- Снизить капитальные вложения на строительство;
- Снизить эксплуатационные затраты.

Гибкие полимерно-металлические трубы производства ряда российских заводов полностью отвечают требованиям коррозионной стойкости.

Их главная особенность в том, что контактные поверхности труба/перекачиваемая среда и труба/грунт выполнены из полиэтилена. Кроме того, эти трубы производятся участками до 250 м, что упрощает строительство линий.

Так же за счет конструкции данные трубы устойчивы к перепадам температуры и давления, динамике потока жидкости (способны выдерживать давления до 6,0 МПа).

В настоящее время данный тип труб используется на месторождениях 37 нефтегазодобывающих компаний. ГПТМ устойчивы к климатическим условиям и могут использоваться в диапазоне температур от  $-60^{\circ}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$ . Конструкция соединения не требует сварочных работ и изоляционных работ, она проста и надежна.

При использовании гибко–полимерных металлических труб обеспечивается сохранность окружающей среды за счет отсутствия инцидентов и аварий при разливе нефти т.к. коррозия данных труб практически исключена.

Гибкие полимерно–металлические трубы состоят из слое высокопрочной стали с прослоенными полимерными оболочками, данная особенность делает трубы устойчивыми к перепадам давления и температуры, динамике потока, а также монтажным и технологическим нагрузкам.

За счет длины строительных секций, гибкости и малого радиуса изгиба снижается объем строительно–монтажных работ.

Преимущества гибких полимерно–металлических труб:

- высокий срок эксплуатации (более 20 лет) по сравнению со стальными трубами;
- полимерные материалы обладают меньшим модулем упругости, следовательно гидравлические удары в трубах типа ГПТМ ниже, чем в стальных;
- ГПТМ обладают низким коэффициентом теплопроводности, что минимизирует образование конденсата на внешней поверхности трубопровода;
- при отрицательных температурах благодаря полимерным материалам трубопровод не разрушается при замерзании в нем воды;
- за счет своей гибкости ГПТМ возможно использовать на любом типе рельефа (высокая деформируемость).

Трубы типа ГПТМ обладают большим количеством преимуществ по сравнению со стальными трубами, но у них так же есть и недостатки.

При эксплуатации данных трубопроводов было установлено, что они подвержены изменениям глубины их залегания вплоть до выхода на поверхность траншеи. Данное явление проявляется в высоконапорных трубопроводах с пульсирующим давлением.

Подводя итоги, можно сказать, что на сегодняшний день приемлемой альтернативой стальным трубам в нефтегазовой отрасли являются гибкие полимерно-металлические трубы.



Рисунок 21 – Гибкие полимерно-металлические трубы «Поликорд-Флекс» ТУ.

22.21.29-006-54031385-2018 г.



## **4 РАСЧЕТ БЛОЧНО–МОДУЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ (УПН)**

**Раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

## **5 ТЕХНОЛОГИЯ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **5.1 Микротурбинная установка Capstone**

Для X месторождения, которое является малым и отдаленным месторождением, где глубокая переработка или осушка газа требует огромных капитальных вложений, наиболее рациональным и экономически выгодным способом утилизации газа является использование его в качестве топлива для газопоршневых и микротурбинных установок, вырабатывающие электроэнергию для нужд компании.

### **5.2 Построение модели**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

### **5.3 Расчет метанового индекса**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

### **5.4 Результаты расчетов**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

### **5.5 Анализ результатов**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

|               |                         |
|---------------|-------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>              |
| 2БМ04         | Масликов Олег Сергеевич |

|                            |                                     |                                  |  |
|----------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|--|
| <b>Школа</b>               | Инженерная школа природных ресурсов | <b>Отделение школы (НОЦ)</b>     | Отделение нефтегазового дела                               |
| <b>Уровень образования</b> | Магистратура                        | <b>Направление/специальность</b> | Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений |

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

|  |   |
|--|---|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при разработке «Х нефтегазоконденсатного месторождения (Саха, Якутия)» |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов   | РД 153-39-007-96  |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования                                  | Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022   |

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

|   |   |
|---|---|
| 1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ   | Обоснование перспективности разработки «Х нефтегазоконденсатного месторождения (Саха, Якутия)»            |
| 2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок | Расчет доходов и затрат реализации геолого-технического мероприятия                                       |
| 3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности   | Оценка экономической эффективности при разработке «Х нефтегазоконденсатного месторождения (Саха, Якутия)» |

**Перечень графического материала**

|  |
|--|
| 1. Макроэкономические показатели   |
| 2. Исходные данные для расчета и расчет капитальных и эксплуатационных затрат                                    |
| 3. Экономическая эффективность блочно-модульной установки подготовки нефти                                       |
| 4. Экономическая эффективность применения гибко-полимерных металлических труб                                    |
| 5. Экономическая эффективность разработки «Х нефтегазоконденсатного месторождения (Саха, Якутия) 2020-2025 годах |

|   |          |
|---|----------|
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> | 14.03.22 |
|---|----------|

**Задание выдал консультант:**

|                  |            |                               |                |             |
|------------------|------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| <b>Должность</b> | <b>ФИО</b> | <b>Ученая степень, звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| Профессор ОНД    | Шарф И.В.  | д.э.н.                        |                |             |

**Задание принял к исполнению студент:**

|               |                         |                |             |
|---------------|-------------------------|----------------|-------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>              | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| 2БМ04         | Масликов Олег Сергеевич |                |             |

## **6 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТИРУЕМОГО ТЕХНИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ**

В данном разделе диссертации проводится оценка технико-экономической эффективности применения блочно-модульной установки подготовки нефти для «Х нефтегазоконденсатного месторождения (Саха, Якутия).

Оценка технико-экономической эффективности основана на расчете затрат на строительство блочно–модульной установки подготовки нефти, мобильной системы энергообеспечения, а также внутрипромысловых трубопроводов и оценке технологического эффекта от применения технологии, в качестве которого выступают дополнительная добыча ранней нефти.

### **6.1 Расчет единовременных капитальных затрат на строительство пункта подготовки нефти**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

### **6.2 Эксплуатационные расходы на обслуживание пункта подготовки нефти**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

### **6.3 Оценка экономической эффективности**

**Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.**

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

|                     |              |                                |                            |
|---------------------|--------------|--------------------------------|----------------------------|
| Группа<br>2БМ04     |              | ФИО<br>Масликов Олег Сергеевич |                            |
| Школа               | ИШПР         | Отделение<br>(НОЦ)             | И.Н. Бугакова              |
| Уровень образования | магистратура | Направление/<br>специальность  | 21.04.01 Нефтегазовое дело |

Тема ВКР:

|   |  |
|---|--|
| <b>Комплексный подход к геолого-промысловому моделированию в процессе разработки «Х нефтегазоконденсатного месторождения (Саха, Якутия)»</b>  |  |
| <b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>  |  |
| <p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>  | <p><i>Объект исследования:</i> модульная установка подготовки нефти.<br/> <i>Область применения:</i> нефтегазовая промышленность (подготовка и разделение скважинной продукции на нефть, газ и пластовую воду согласно действующим стандартам (ГОСТ 51858-2020) для дальнейшего транспорта).<br/> <i>Рабочая зона:</i> полевые условия.<br/> <i>Размеры помещения, климатическая зона:</i> 28×8 м; от -50°С до +50°С.<br/> <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> блок входной гребенки; нефтегазовые сепараторы входной ступени сепарации; газовый сепаратор; нефтегазовые сепараторы со сбросом воды глубокого обезвоживания (в комплекте блок учета пластовой воды); блок подогревателя нефтяной эмульсии; насосные агрегаты перекачки нефти; блок факельного хозяйства (горизонтальная факельная установка для утилизации пластовой воды и попутного нефтяного газа (ГФУ); блок подготовки и распределения топливного газа в комплекте с блоком учета газа (БПТГ); блок автоматической системы налива АЦ (на одновременную отгрузку четырех автоцистерн); блок учета и измерения качества нефти на выходе с МУПН (СИКН); блок подземной емкости с насосом для сбора дренажей с комплекса; блок подземной емкости с насосом для сбора теплоносителя подогревателя нефти; шкаф азотной рампы; свеча рассеивания; операторная с АРМ оператора; внутрипромысловые трубопроводы.<br/> <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> дегазация – удаление из сырья газов; стабилизация – удаление ненужных легких фракций; обезвоживание – отделение нефти от воды; обессоливание – изымание из энергоресурса лишних солей; пуск/остановка/переключение технологического оборудования; контроль рабочих параметров; проведение ТО согласно план-графика.</p> |
| <b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>   |  |
| <p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul> | <p>Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" от 15 декабря 2020 года N 534;<br/>         Статья 297–302 главы 47 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом»;<br/>         Статья 313–327 главы 50 Кодекса «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях»;<br/>         Закон Российской Федерации от 19 февраля 1993 г. «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях»;<br/>         ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением;<br/>         Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда.</p>  |
| <p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> </ul>  | <p><i>Вредные факторы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса;</li> <li>2. Загазованность воздуха рабочей зоны при авариях, утечки газа, работа в колодцах, аппаратах, емкостях;</li> <li>3. Поверхностно-активное вещество (ПАВ), работа с деэмульгаторами.</li> <li>4. Повышенный уровень общей вибрации;</li> <li>5. Повышенный уровень локальной вибрации;</li> <li>6. Повышенный уровень шума;</li> </ol>   |

|  |  |
|--|--|
| <p>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</p>   | <p>7. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</p> <p>8. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</p> <p><i>Опасные факторы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Косвенно действующие на организм работающего опасные производственные факторы физической природы действия, обусловленные свойствами этих химических веществ воспламеняться, гореть, тлеть, взрываться и т.п;</li> <li>2. Факторы, приводящие к острым заболеваниям (отравлениям, поражениям) или травмам за счет кратковременного (одиночного и/или практически мгновенного) относительно высокоинтенсивного воздействия;</li> <li>3. Наличие электростатического поля, чрезмерно отличающегося от поля Земли;</li> <li>4. Вещества, вызывающие поражение (некроз/омертвление или раздражение) кожи;</li> <li>5. Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов;</li> <li>6. Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги тканей организма человека.</li> </ol> <p><i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i></p> <p>К средствам индивидуальной защиты относятся: специальная одежда, специальная обувь, каска защитная, подшлемник, пояс предохранительный, перчатки диэлектрические, диэлектрические галоши и боты, диэлектрический коврик, очки защитные, противогаз, респиратор, щиток защитный, шумозащитный шлем, антифоны, светофильтры.</p> <p>Средства коллективной защиты работающих включают средства нормализации условий работы и средства снижения воздействия на работников вредных производственных факторов: средства нормализации воздушной среды; средства нормализации освещения; средства защиты от повышенного уровня шума и вибрации; средства защиты от поражения электрическим током и от повышенного уровня статического электричества; средства защиты от движущихся узлов и деталей механизмов; средства защиты от падения с высоты и другие средства защиты.</p> <p><i>Расчет:</i> расчет вентиляции на рабочем месте в производственном помещении.</p> |
| <p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b></p>            | <p><i>Воздействие на селитебную зону:</i> разлив нефти при аварии.</p> <p><i>Воздействие на литосферу:</i> изменение глубоко залегающих горизонтов геологической среды. Происходят необратимые деформации земной поверхности в результате извлечения из недр нефти, газа и подземных вод;</p> <p><i>Воздействие на гидросферу:</i> заводнение и сброс загрязняющих веществ в поверхностные и подземные воды;</p> <p><i>Воздействие на атмосферу:</i> сжигание попутно-нефтяного газа на факельных установках.</p>  |
| <p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</b></p> | <p><i>Возможные ЧС:</i></p> <p><i>Природные катастрофы:</i> (наводнения, цунами, ураган и т.д.);</p> <p><i>Геологические воздействия:</i> (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.);</p> <p><i>Техногенные аварии:</i> (отказ систем безопасности, разлив нефти, воспламенение углеводородов при добыче хранения и транспортировке; образования взрывоопасных смесей при разгерметизации оборудования.)</p> <p><i>Наиболее типичная ЧС:</i> образование взрывоопасных смесей при разгерметизации технологического оборудования.</p>  |
| <p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>              |  |

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| доцент    | Сечин Андрей Александрович | К.Т.Н.                 |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                     | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------|
| 2БМ04  | Масликов Олег Сергеевич |         |      |

## **7 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ**

Деятельность персонала, работающего на установке подготовки нефти (УПН), будет осуществляться на основании федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Утверждены Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 (ред. от 12.01.2015).

Настоящие Правила устанавливают требования промышленной безопасности к организациям и работникам, осуществляющим деятельность в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазодобывающих производств.

### **7.1 Особенности труда в районах крайнего севера и приравненных к ним местностях**

Установка подготовки нефти (УПН) расположена на «Х» нефтегазоконденсатном месторождении, расположенном в республике Саха, Якутия.

К районам Крайнего Севера отнесена вся территория Республики Саха (Якутия). Работа в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях носит специфичный характер, так как выполняется в неблагоприятных климатических условиях.

Поэтому законодательством установлены гарантии и компенсации таким работникам, в частности дополнительные отпуска, оплата труда с применением районных коэффициентов и некоторые другие. О гарантиях и компенсациях для работников Крайнего Севера и приравненных к нему местностей расскажем в данной статье.

Глава 50 ТК РФ посвящена регулированию труда работников в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях. С помощью этих правил законодатель как бы компенсирует материальные и физиологические затраты на

труд в суровых климатических условиях. Но не только в ТК РФ можно найти льготы для работников Севера. В частности, Закон РФ от 19.02.1993 N 4520-1 (редакция от 29.12.2020) "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях" (далее - Закон N 4520-1) распространяется на лиц, работающих по найму постоянно или временно в организациях, расположенных в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, независимо от форм собственности, а также лиц, проживающих в указанных районах и местностях.

По нормам ст. 315 ТК РФ оплата труда в районах Крайнего Севера осуществляется с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате.

Работающим в районах Крайнего Севера и приравненным к ним местностям в силу ст. 324 ТК РФ, необходимо наличие медицинского заключения об отсутствии противопоказаний для работы и проживания в данных районах и местностях.

## **7.2 Рабочее время работников Севера**

Нормальная продолжительность рабочего времени не может превышать 40 часов в неделю по нормам ст. 91 ТК РФ. Но ст. 320 ТК РФ в отношении женщин, работающих в организациях Крайнего Севера и приравненных к нему местностей, установила сокращенную продолжительность рабочего времени - 36 часов в неделю. Причем сокращенная рабочая неделя должна устанавливаться женщине независимо от того, есть ли у нее дети.

Сокращенная продолжительность должна быть установлена коллективным или трудовым договором. При этом заработная плата должна выплачиваться в том же размере, что и при полной рабочей неделе, а не сокращаться пропорционально уменьшенному числу рабочих часов.



### 7.3 Время для отдыха

Работникам Крайнего Севера и приравненных к ним местностей, как и другим работникам, полагается ежегодный оплачиваемый отпуск продолжительностью 28 календарных дней (ст. 115 ТК РФ). Также на общих основаниях работникам Севера предоставляются дополнительные оплачиваемые отпуска:

- за работу с вредными или опасными условиями труда (ст. 117 ТК РФ);
- за ненормированный рабочий день (ст. 119 ТК РФ).

Но кроме этих периодов отдыха ст. 321 ТК РФ предусмотрено предоставление дополнительных оплачиваемых отпусков работникам организаций, расположенных:

- в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

Общая продолжительность ежегодных оплачиваемых отпусков работающим по совместительству устанавливается на общих основаниях.

На основании ст. 322 ТК РФ ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск, установленный ст. 321 ТК РФ, предоставляется работникам по истечении шести месяцев работы у данного работодателя.

Общая продолжительность ежегодного оплачиваемого отпуска определяется суммированием ежегодного основного и всех дополнительных ежегодных оплачиваемых отпусков. Полное или частичное соединение ежегодных оплачиваемых отпусков лицам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, допускается не более чем за два года. При этом общая продолжительность предоставляемого отпуска не должна превышать шесть месяцев, включая время отпуска без сохранения заработной платы, необходимое для проезда к месту использования отпуска и обратно.

## 7.4 Производственная безопасность

Основными факторами, влияющих на организм работающих на нефтеперерабатывающих предприятиях, являются месторождения, наличие вредных веществ, вибрации, шума, а также опасности взрывов и электропоражения.

Таблица 36 – Возможные опасные и вредные факторы

| Факторы   | Эксплуатация | Нормативные документы   |
|---|--------------|---|
| 1. Загазованность воздуха рабочей зоны при авариях, утечки газа, работа в колодцах, аппаратах, емкостях.                            | +            | ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.   |
| 2. Статическое электричество  | +            | ГОСТ 12.4.124-83. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования. |
| 3. Повышенный уровень шума  | +            | ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.   |
| 4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения  | +            | СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Актуализированная редакция СНиП 23-05-95                                   |
| 5. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего | +            | ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы.                          |

## 7.5 Загазованность воздуха рабочей зоны при авариях, утечки газа, работа в колодцах, аппаратах, емкостях

В результате воздействия вредных веществ на организм человека могут произойти острые или хронические отравления.

Для всех вредных веществ, известных в настоящее время, установлена максимальная концентрация, при которой не происходит никакого вредного воздействия на организм человека (ГОСТ 12.1.005-01), такая концентрация называется предельно-допустимой концентрацией (ПДК).

В таблице 37 представлены ПДК и классы, опасности некоторых веществ, входящих в состав нефти, паров нефти и веществ, участвующих в

технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов.

Таблица 37 – Предельно допустимая концентрация веществ

| Наименование веществ | ПДК мг/м <sup>3</sup> | Класс опасности | Наименование веществ | ПДК мг/м <sup>3</sup> | Класс опасности |
|----------------------|-----------------------|-----------------|----------------------|-----------------------|-----------------|
| Нефть (фр.20-200)    | 300                   | 4               | Окислы азота         | 5                     | 2               |
| Метан                | 300                   | 4               | Метилмеркаптан       | 0,8                   | 2               |
| Пропан               | 300                   | 4               | Ртуть                | 0,01                  | 1               |
| Бутан                | 300                   | 4               | Серная кислота       | 1                     | 2               |
| Бензол               | 5                     | 2               | Тetraэтилсвинец      | 0,005                 | 1               |
| Метанол              | 5                     | 3               | Толуол               | 50                    | 3               |
| Этиловый спирт       | 1000                  | 4               | Окись углерода       | 20                    | 4               |
| Ацетон               | 200                   | 4               | Дихлорэтан           | 10                    | 2               |
| Керосин              | 300                   | 4               | Сероводород          | 10                    | 2               |

Наиболее опасными отравляющими свойствами обладают нефти, содержащие значительное количество сернистых соединений, и особенно сероводород, оксиды серы и азота.

Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти, представлено в таблице 38.

Таблица 38 – Физиологическое воздействие газов

| Газ            | Содержание   |             | Длительность и характер воздействия                      |
|----------------|--------------|-------------|--|
|                | об. %        | мг/л        |  |
| Оксид углерода | 0,1          | 1,25        | Через 1 час – головная боль, тошнота, недомогание        |
|                | 0,5          | 6,25        | Через 20-30 мин – смертельное отравление                 |
|                | 1,0          | 12,50       | Через 1-2 мин – очень сильное или смертельное отравление |
| Серо-водород   | 0,01 – 0,015 | 0,15–0,23   | Через несколько часов – легкое отравление                |
|                | 0,02         | 0,31        | Через 5-8 мин сильное раздражение глаз, носа, горла      |
|                | 0,1 – 0,34   | 1,54 – 4,62 | Быстрое смертельное отравление                           |
| Оксиды азота   | 0,006        | 0,29        | Кратковременное воздействие – раздражение горла          |

Продолжение таблицы 38

|  |       |      |  |
|--|-------|------|--|
|  | 0,01  | 0,48 | Продолжительное воздействие – опасно для жизни           |
|  | 0,025 | 1,2  | При кратковременном воздействии – смертельное отравление |

Опасность отравления при обращении с высокосернистыми нефтями состоит в комбинированном воздействии углеводородов и сероводорода (ПДК нефти – 300 мг/м<sup>3</sup>, сероводорода – 10 мг/м<sup>3</sup>, а сероводорода в смеси с углеводородами – 3 мг/м<sup>3</sup>). При работе с такими нефтями должны применяться особые меры предосторожности и средства индивидуальной защиты.

Контроль содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны должен проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005-01.

## 7.6 Статическое электричество

Нефть и нефтепродукты являются хорошими диэлектриками и способны сохранять электрические заряды в течение длительного времени.

Высокие диэлектрические свойства нефтепродуктов способствуют накоплению на их поверхности зарядов статического электричества.

Для предупреждения возникновения опасных искровых разрядов с поверхности нефти и нефтепродуктов, оборудования, а также с тела человека необходимо предусматривать меры, уменьшающие величину заряда и обеспечивающие стекание возникающего заряда статического электричества.

Для снижения интенсивности накапливания электрических зарядов нефтепродукты должны закачиваться в емкости, цистерны и резервуары без разбрызгивания, распыления или бурного перемешивания. Она должна поступать ниже уровня находящегося в емкости остатка нефтепродукта. Если емкость пустая, то расстояние от конца загрузочной трубы до конца приемного сосуда не должно превышать 200 мм, а если это невозможно, то струя должна быть направлена вдоль стенки емкости. До момента заполнения конца приемораздаточного патрубка скорость подачи нефти в емкость в этом случае не должна превышать 1 м/с.

Для обеспечения стекания возникшего электростатического заряда все

металлические части аппаратуры, насосов и трубопроводных коммуникаций должны быть заземлены, а также должен осуществляться постоянный электрический контакт тела человека с заземлителем.

Средства защиты от статического электричества должны соответствовать ГОСТ 12.4.124.

## 7.7 Повышенный уровень шума

Акустические условия на рабочих местах определяются шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов.

К числу наиболее типичных источников шума на нефтегазопромысловых объектах следует отнести электродвигатели, турбореактивные двигатели, насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочие), системы транспорта и перепуска газа и воздуха (газопроводы и воздухопроводы) и многие другие.

Воздействие на рабочих, повышенных уровней шума осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. Так в машинных залах компрессорных и насосных станций уровни шума в зависимости от типа применяемых насосов и нагнетателей могут достигать 90 - 110 дБ, при этом превышая на 5-25 дБ допустимые нормы.

Для уменьшения вредного воздействия этого фактора на организм человека, предлагается использовать специальные наушники.

Таблица 39 – Анализ акустического воздействия

| Участок рабочей зоны   | Характер шума | ПДУ общего уровня звука <sup>1</sup> , дБ | Общий уровень звука, дБ |
|------------------------|---------------|---|-------------------------|
| УПН НБ (насосный блок) | постоянный    | 80  | 94                      |
| Операторная            | постоянный    | 65  | 62                      |
| КНС НБ                 | постоянный    | 80  | 98                      |
| Операторная            | постоянный    | 65  | 58                      |

<sup>1</sup>(СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. )

Проведя краткий анализ представленных данных, можно заключить следующее:

- уровни шума на УПН превышают допустимые значения. Работники, занятые производством на территории УПН, должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.051 - 87.

### **7.8 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения**

Для организации внутреннего производственного освещения применяются промышленные светильники подвесного, накладного и встраиваемого типа с источниками света, обеспечивающими оптимальную освещённости и цветопередачу освещаемых помещений: люминесцентные и металлогалогенные лампы, светодиоды.

Для молниезащит мест добычи, переработки и хранения применяются отдельно стоящие молниеотводы высотой 20-40м.

Молниеотвод должен быть выше всех остальных объектов на территории для притягивания электрического разряда.

Таблица 40 – Нормы освещённости рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности

| Наименование объекта  | Освещенность, лк<br>при общем освещении лампами |
|---|---|
| На буровых установках:  |   |
| а) рабочая площадка   | 30  |
| б) роторный стол  | 100   |
| в) пульт и щит управления без измерительной аппаратуры (рычаги, рукоятки) | 75  |

Продолжение таблицы 40

|   |     |
|---|-----|
| г) пульт и щит управления с измерительной аппаратурой   | 150 |
| д) дизельное помещение  | 50  |
| е) компенсаторы буровых насосов   | 75  |
| ж) люлька верхового рабочего, полати  | 50  |
| з) механизмы захвата и подъема труб АСП и МСП   | 50  |
| и) редуктор (силовое помещение)   | 30  |
| к) желобная система   | 10  |
| л) приемный мост, стеллажи  | 10  |
| м) глиномешалка, сито, сепаратор  | 30  |
| н) маршевые лестницы, переходы вдоль желобной системы и т.п.  | 10  |
| Рабочие места при подземном и капитальном ремонтах скважин:   |     |
| а) рабочая площадка   | 30  |
| б) люлька верхового рабочего  | 100 |
| в) роторный стол  | 50  |
| г) приемный мост, стеллажи  | 10  |
| Насосные станции  | 50  |
| Компрессорные цеха газоперерабатывающих заводов   | 75  |
| Места замеров уровня нефти в резервуарных парках  | 50  |
| При выполнении точных работ, связанных с определением уровня нефти в резервуарах, следует использовать переносные светильники во взрывобезопасном исполнении. |     |
| Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.   | 30  |
| Территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.  | 2   |
| Нефтеналивные и сливные эстакады:   |     |

### **7.8.1 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды**

Работы на нефтегазодобывающих предприятиях часто проводятся на открытом воздухе, поэтому они связаны с воздействием на работающих различных метеорологических условий (температуры от  $-50^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$ , влажности воздуха до 90%, ветра до 20-25 м/с, естественных излучений). Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям.

Неблагоприятные метеорологические условия могут явиться причиной несчастных случаев. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность; при низкой - уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Влияет на теплоотдачу организма и влажность воздуха: нормально при температуре  $18^{\circ}\text{C}$  влажность должна находиться в пределах от 35 до 70%. При меньшей относительной влажности воздух считается сухим, при большей - с повышенной влажностью. Как то, так и другое, отрицательно сказывается на организме человека. Сухой воздух приводит к повышенному испарению, в связи с чем появляется ощущение сухости слизистых оболочек и кожи. Очень влажный воздух, наоборот, затрудняет испарение.

### **7.9 Расчет вентиляции машинного зала**

Основная задача вентиляции во всех производственных помещениях нефтяной и газовой промышленности: в поддержании постоянного химического состава воздуха, соответствующего по чистоте и содержанию кислорода его естественному составу; недопущении загрязнения воздуха ядовитыми, взрывчатыми и другими веществами; поддержания температуры, относительной влажности, скорости и давления в допустимых пределах.

Помещение машинного зала взрывоопасное класса В - 1а.



Принимаем к установке вытяжную вентиляцию с кратностью воздухообмена равным 8. Приток воздуха обеспечивается за счет неплотностей оконных и дверных проемов.

Вытяжка осуществляется из 1/3 верхней зоны за счет дефлекторов и из 2/3 нижней зоны за счет механической вентиляции.

1. Расход воздуха:

$$V = A \cdot B \cdot H = 20 \cdot 10 \cdot 5 = 1000 \text{ м}^3,$$

$$Z = V \cdot n = 1000 \cdot 8 = 8000 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

где  $n = 8 \cdot 1/\text{ч}$  - кратность воздухообмена,

$V$  - объем вентилируемого помещения.

2. Расход воздуха через дефлекторы:

$$Z_{\text{деф}} = \frac{Z}{3} = \frac{8000}{3} = 2667 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Для удобства аэрации машинного зала задаемся количеством дефлекторов равным 4 шт.

Расход воздуха через один дефлектор составляет:

$$Q_{\text{деф}} = \frac{Z_{\text{деф}}}{n} = \frac{2667}{4} = 667 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

где  $n = 4$  - количество дефлекторов.

Диаметр подводящего патрубка дефлектора определяем по выражению:

$$w_n = w_B \cdot 0,5 = 4 \cdot 0,5 = 2 \text{ м/с},$$

$$D = 0,0188 \cdot \sqrt{\frac{Q_{\text{деф}}}{w}} = 0,0188 \cdot \sqrt{\frac{667}{2}} = 0,334 \text{ м}.$$

где  $Q$  - производительность дефлекторов,

$W_n$  - скорость воздуха в подводящем патрубке.

$W_B = 4 \text{ м/с}$  - скорость ветра.

Принимаем к установке дефлектора ЦАГИ марки Т-22 с диаметром патрубка  $D = 334 \text{ мм}$  в количестве 4 штук.

3. Расход воздуха через механическую вентиляцию:

$$Z_{\text{мех}} = \frac{2 \cdot Z}{3} = \frac{2 \cdot 8000}{3} = 5333 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Находим необходимую мощность на валу электродвигателя вентилятора:

$$N_э = k \cdot \frac{Q_в \cdot H}{3600 \cdot 102 \cdot \eta_в} = 1,3 \cdot \frac{5333 \cdot 120}{3600 \cdot 102 \cdot 0,7} = 3,24 \text{ кВт.}$$

где  $k = 1,1-1,5$  - коэффициент запаса,

$Q_в$  - производительность вентилятора,

$H$  - напор, создаваемый вентилятором,

$\eta_в$  - КПД вентилятора.

Принимая к установке вытяжной вентилятор ( производительность – 11520 м<sup>3</sup>/ч) с электродвигателем мощностью 3,24 кВт в количестве 2 шт. (1 рабочий + 1 резервный).

В результате расчетов получаем:

- 4 дефлектора ЦАГИ марки Т–22 с диаметром патрубка  $D = 334$  мм;
- 2 вентилятора производительность – 11520 м<sup>3</sup>/ч с электродвигателем 3,24 кВт (1 рабочий + 1 резервный).

### 7.9.2 Экологическая безопасность

Атмосфера. Источником загрязнения является сжигание попутно-нефтяного газа на факельных установках. При сжигании ПНГ на факеле, особенно при нарушении оптимальных режимов горения, происходит выброс в атмосферный воздух разнообразных загрязняющих веществ, среди которых – суперэкотоксиканты типа полихлорированных дибенздиоксинов, канцерогенные полиароматические соединения и соли различных металлов.

Доминируют же в выбросах углеводороды, монооксид углерода, сажа, диоксид серы, оксиды азота.

Расчеты показывают, что, например, ежегодное поступление оксидов азота при сгорании 15 м<sup>3</sup> ПНГ должно составлять около 20 тыс. тонн. Для диоксида серы этот показатель превышает 200 тонн.

Должны соблюдаться требования нормативных актов, регулирующих

отношения в области охраны атмосферного воздуха.

Мероприятия: уменьшение сжигание ПНГ на факелах путем обратной закачки газа в пласт для поддержания пластового давления.

Гидросфера. В настоящее время для нейтрализации воздействия сточных вод на окружающую среду применяется их естественное упаривание в прудах-испарителях и на полях фильтрации, закачка в глубокие поглощающие горизонты и заводнение продуктивных коллекторов для ППД.

Первые два способа используются ограниченно, так как косвенно влияют на загрязнение воздушной среды и подземных вод.

Обязательным условием должна быть совместимость составов пластовых и закачиваемых вод. В противном случае происходит отложение солей в призабойной зоне нагнетательных скважин, что отрицательно сказывается на их приемистости. Участки размещения нагнетательных скважин необходимо располагать за пределами сейсмически активных районов.

Особое внимание следует уделить биологической и химической совместимости закачиваемых вод. Применение пресных вод для заводнения нефтяных коллекторов способствует развитию микробиологических процессов и, как следствие, заражению продуктивных пластов аэробными и анаэробными бактериями.

Мероприятия: действовать строго согласно «ОСТ 39-225-88 Вода для заводнения нефтяных пластов».

Литосфера. Одним из наиболее опасных явлений, сопровождающих нефте- и газодобычу, является проседание вышележащих горных пород вследствие обрушения пустот, откуда были выкачаны полезные ископаемые. Это может сопровождаться техногенными землетрясениями. Наиболее эффективным способом борьбы с просадкой является закачка в пласт воды. Однако при нарушении герметичности пластов это может повлечь за собой загрязнение поверхностных и подземных вод углеводородами.

Мероприятия: должны соблюдаться требования нормативных правовых актов, регулирующих отношения в области охраны земельных ресурсов и недр в соответствии с законами.

Селитебная зона. Розлив нефти действует на окружающую среду губительно. Последствия от разливов нефти ощущаются 10-15 лет. Маслянистая жидкость, разлитая из трубопроводов, загрязняет прибрежные зоны. В пораженных районах гибнут птицы, рыбы, млекопитающие. Природная среда становится непригодной для жизни животных.

Мероприятия: своевременная диагностика/дефектоскопия трубопроводов.

### **7.9.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Описание возможных ЧС и правила остановки объектов на УПН.

#### **1. Нарушение технологического режима**

- Увеличение давления и температуры в аппаратах выше нормы, резкое сокращение потока сырья через печи, сброс нефти на очистные сооружения с отстойников и электродегидраторов.

- Отказ группировок на печах, насосах, аппаратах, попадание газов в межэлектрическое пространство электродегидраторов, повышение давления на выходе насосов.

- Нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, приводит к загазованности, возможности отравления нефтепродуктами, самовоспламенению, пожару и взрыву.

- Низкая квалификация обслуживающего персонала.

- Низкая производственно-техническая дисциплина.

- Несоблюдение графика ППР по ревизии насосов, аппаратов, электрооборудования КИП и А.

- Несоблюдение основных мер безопасности согласно требованиям инструкции при проведении огневых, газоопасных работ, при зачистке внутри аппаратов, емкостей при выполнении погрузочно-разгрузочных работ.

- Несоблюдение мер безопасности при работе с деэмульгаторами, реагентами, кислотами, щелочами и др. вредными веществами.

## 2. Отключение электроэнергии

Нефть после электродегидраторов направить по линии некондиции в резервуары. Закрывать задвижки на выходных коллекторах всех центробежных насосов, находящихся перед отключением электроэнергии в работе. Закрывать задвижку на входе нефти.

Открыть задвижку на УУН на запасной линии нефти помимо УПН в резервные резервуары, включение аккумуляторной по обеспечению работоспособной аварийной сигнализации. Перекрыть подачу топливного газа к печам.

Подпитку воздуха контрольно-измерительных приборов производить от воздушной компрессорной. Отключить подачу напряжения на электродегидратор. Все электрозадвижки перевести на ручное управление. Водяные подушки в отстойниках и электродегидраторах поддерживать в нормальном положении за счет уменьшения сброса воды на очистные сооружения, вплоть до полного прекращения сброса воды.

## 3. Прекращение подачи сырья

Прекращение подачи сырья возможно при аварийных остановках режимных насосных станций или при порыве выкидного коллектора ДНС, при этом наблюдается резкое падение давления на входе в установку. При прекращении подачи сырья необходимо:

1. Прекратить подачу топливного газа на печи;
2. Снять напряжение с электродегидраторов;
3. Остановить магистральные насосы;
4. Нефть по линии некондиции направить в резервуары для нефти;
5. Закрывать задвижки на входе в установку;

6. Прекратить подачу реагентов на установку;  
7. Сброс воды с отстойников уменьшить до минимума;  
8. При длительной остановке установки в зимнее время все водяные линии дополнить нефтью до задвижки в точки стыковки с линией сброса воды с УПН на очистные сооружения;

9. Перекрыть подачу газа с установки на ГПЗ.

4. Прекращение подачи воды

1. Остановить магистральные насосы и нефть по линии некондиции направить в резервуары;

2. Остановить магистральные насосы и компрессоры;

3. Газ «горячий» ступени сепарации перевести на факел;

4. В зимнее время подводный коллектор воды сдренировать;

5. При пожарах и взрывах

При загорании на площадках технологического оборудования и коммуникации в результате разгерметизации одного из аппаратов или трубопроводов и растекание по планшету установки необходимо:

1. Оповестить ответственных лиц в соответствии со списком, согласно планам ликвидации аварий;

2. Перекрыть нефть на установку, остановить печи, остановить все работающие агрегаты;

3. Отсечь аварийный участок;

4. Включить в работу систему пенного тушения;

5. Снять напряжение с электродегидраторов;

6. До прибытия аварийных служб силами вахтенного персонала принять меры к ограничению границ распространения пожара;

7. В случае непредвиденных обстоятельств начальник смены (старший оператор) принимает решение сообразуясь с обстановкой, направленное на ликвидацию аварийной обстановки;

8. Необходимо сравить давление из аппарата и в случае необходимо опорожнить от нефти;

## 6. Прекращение подачи топлива

Создание аварийной обстановки на установке возможно при разгерметизации газопровода подачи топлива на печах. В этом случае необходимо:

1. Прекратить все огневые работы на территории установки;
2. Остановить печи;
3. Отсечь аварийный участок;
4. Нефть по линии некондиции перевезти в резервуары для нефти.
5. Магистральные насосы отключить.

Таковы основные причины ЧС на объектах УПН и необходимые действия по предотвращению последствий ЧС.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы, руководствуясь материалами типовых проектов технологических установок, данными научно – исследовательских институтов, на основании свойств нефти «Х» нефтегазоконденсатного месторождения, предложен эффективный способ разработки месторождения, предполагающий использование мобильной установки подготовки нефти производительностью 1 млн. тонн в год. В процессе расчета был составлен общий материальный баланс установки с глубокой переработкой нефти.

Также составлена схема установки, определено количество и качество товарной продукции.

Представлена технологическая схема установки, рассчитано и подобрано основное технологическое оборудование: блок манифольда, нефтегазовый сепаратор первой ступени НГС-0.6-1600, подогреватель продукции ПП-1.6, нефтегазовый сепаратор второй ступени со сбросом воды НГСВ-0.6-1600, отстойник типа ОГ-200, электродегитратор 1 ЭГ-200, отстойник подтоварной воды РГС-200, емкость хранения нефти РГС-200, емкость хранения подтоварной воды РГС-200, блок насосный для откачки нефти в трубопровод ЦНСн 180 – 85, вертикальная факельная установка высокого давления, вертикальная факельная установка низкого давления, коммерческий узел учета нефти, блок подготовки газа/жидкого топлива, газопоршневая электростанция и дизельная запасная, блок операторной, емкости пресной воды, дренажные и аварийные, средства автоматики и КИП, комплект межблочных трубопроводов и кабельных сетей.

Построена принципиальная схема кустовых площадок, предложены внутрипромысловые трубопроводы, рассчитана их длина и диаметр. Трубы типа ГПТМ диаметром 100 и 150 мм общей протяженностью 45 км.

Предложен способ энергообеспечения месторождения. Подобрана газопоршневая электростанция марки Caterpillar G3516 мощностью 1030 кВт. Рассчитана схема подготовки газа для газопоршневой электростанции.



Оценка технико-экономической эффективности основана на расчете затрат на строительство блочно–модульной установки подготовки нефти, мобильной системы энергообеспечения, а также внутрипромысловых трубопроводов и оценке технологического эффекта от применения технологии, в качестве которого выступают дополнительная добыча ранней нефти.

Проведенные расчеты экономической эффективности строительства мобильной установки подготовки нефти показали, что применение данной технологии на «Х нефтегазоконденсатном месторождении» является рентабельной, ЧДД > 0 и составил 17,66 млрд руб. за 5 лет. При этом капитальные вложения в проект составят 611,6 млн руб. Внутренняя норма рентабельности капитальных вложений составляет 72,93 %. Дисконтированный срок окупаемости проекта составляет чуть более двух лет.

На четвертый год разработки месторождения наблюдается резкое увеличение денежного потока, что связано с предполагаемым увеличением объемов добычи нефти.

Выявлены возможные вредные и опасные факторы и определены мероприятия по снижению их воздействия. Также рассмотрен возможный ущерб природе при проведении работ с точки зрения экологической безопасности.

В магистерской диссертации использованы новые разработки по использованию мобильных установок подготовки нефти, повышению качества продукции, улучшению экологичности и безопасности производства.

## Список публикаций

1. Масликов О.С. Подготовка и утилизация попутно добываемой воды на мобильных установках подготовки нефти на примере месторождения Восточной Сибири // Международная научно–практическая конференция «Вода и Жизнь» Иркутск, 29 октября 2020 года. Сборник статей международной научно-практической конференции. Иркутск, 2020. С. 63–66.

2. Масликов О.С., Максимова Ю.А., Арбузов В.Н. Проект мероприятий по использованию мобильной установки подготовки нефти на месторождении Восточной Сибири// Всероссийская научно–техническая конференция «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов, Ухта, 2020 г.

## Список использованных источников

1. Солдаткин Б. И. МОДУЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ// Б. И. Солдаткин., П. А. Соколовский, О. Д. Иванчик– 2013.
2. Бормотова Т. Н. Анализ и представление данных о модульных технологических системах сбора, подготовки и транспорта нефти // Т. Н. Бормотова, П. Ю. Сокольчик Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Химическая технология и биотехнология. – 2015. – №. 3. – С. 7-20.
3. Тарасов М. Ю. Основные принципы разработки и принятия технико-технологических решений при проектировании объектов промышленной подготовки нефти // М. Ю. Тарасов, О. М. Уржумова, А. Б. Зырянов. Нефтяное хозяйство. – 2014. – №. 2. – С. 22-24.
4. Михалочкин А. И. Блочно-модульная установка предварительного сброса воды // А. И. Михалочкин, Э. Р. Гасанли, Т. Амисса. Аллея науки. – 2020. – Т. 1. – №. 4. – С. 72-76.
5. Сугаипов Д. А. Основные принципы модульной стратегии обустройства месторождений в ПАО" Газпром нефть" / Д. А. Сугаипов /Нефтяное хозяйство. – 2018. – №. 12. – С. 68-71.
6. Илюшин П. Ю. Установка подготовки скважинной продукции// П. Ю. Илюшин– 2017.
7. Третьяков О. В. Разработка и внедрение мобильной установки для подготовки скважинной продукции // О. В. Третьяков Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – №. 2 (55). – С. 80-82.
8. Ягафаров А.К. Разработка нефтяных и газовых месторождений: Учебное пособие / А.К. Ягафаров, И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля, Ю.В. Зейгман, М.К. Рогачев, Г.А. Шлеин. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. - 396 с.

9. Уразаков К.Р. Справочник по добыче нефти/ К.Р. Уразаков, С.Е. Здольник, М.М. Нагуманов и др.; под ред. К.Р. Уразакова. - СПб: ООО «Недра», 2012. - 672 с.
10. Степин Ю.П. Компьютерная поддержка управления нефтегазовыми технологическими процессами и производствами// Ю.П. Степин, Э.А. Трахтенгерц. В 2-х томах. Том 1. Методы и алгоритмы формирования управленческих решений: Учебное пособие для вузов. - М.: МАКС-Пресс, 2007.
11. Тетельмин В.В. Основы нефтегазовой инженерии. Нефтегазовое дело// В.В. Тетельмин, В.А. Язев. Полный курс. Учебное пособие. - Долгопрудный: Издательский Дом «Интеллект», 2009. -800 с.
12. Тетельмин В.В. Основы нефтегазовой инженерии// В.В. Тетельмин, В. А. Язев. Учебное пособие. 2-е изд., доп. - М.: САЙНС-ПРЕСС, 2009. - 344 с.
13. Тетельмин В.В. Реология нефти// В.В. Тетельмин, В. А. Язев. Учебное издание. - М.: Граница, 2009.-256 с.
14. Уолш М. Первичные методы разработки месторождений углеводородов// М. Уолш, Л. Лейк - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. - 672 с.
15. Хавкин А.Я. Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа // М., ПЦ ФС РФ НТИС, Фонд Байбакова, НОР, ИИКИ, 2010, 692 с.
16. Экология нефтегазового комплекса: Учебное пособие: в 2 т. / под общей редакцией А.И. Владимирова. - Нижний Новгород: «Вектор ТиС». 2007.
17. . Экономидес М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике// М. Экономидес, Р. Олини, П. Валько - Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. - 236 с.
18. Шишмина Л.В., Технологическое моделирование процессов и аппаратов сбора и подготовки продукции нефтяных и газовых скважин в среде моделирующей программы HYSYS// Л.В. Шишмина, О.В. Носова.
19. Кабиров М.М., Гафаров Ш.А. Скважинная добыча нефти. СанктПетербург., «Недра», 2010 = 416 с.

20. Айткулов А.У. Повышение эффективности процесса разработки нефтяных месторождений. - М.: ВНИИОЭНГ, 2000. - 270 с.
21. Andersen Paw. Algorithm for methane number determination for natural gasses. Reports Danish Gas Technology Centre/ Paw Andersen. – 1999. – June. – R9907.
22. Алексеев П.Д., Бараз В.И., Гридин В.И. и др. Охрана окружающей среды в нефтяной промышленности. - М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.Губкина, 1994.-474 с.
23. Андреева Н.Н. Проблемы проектирования, разработки и эксплуатации мелких нефтяных месторождений. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. - 196 с.
24. Леонтьев С.А. Технологический расчет и подбор стандартного оборудования для установок системы сбора и подготовки скважинной продукции// С.А. Леонтьев, Р.М. Галикеев, М. Ю. Тарасов «ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ».
25. Артемьев В.Н. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений// В.Н. Артемьев, Г.З. Ибрагимов, А.И. Иванов. Том 1. Скважина - промысловый сбор - ППД. - М.: Нефтегазотехнология, АЛ, 2004. - 416 с.
26. Баженова О.К.Геология и гео-химия нефти и газа// О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов - М.: Изд-во МГУ, 2004. - 416 с.
27. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. - М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2001. - 199 с.
28. Бравичева Т.Б. Компьютерное моделирование процессов разработки нефтяных месторождений// Т.Б. Бравичева, К.А. Бравичев, А.О. Палий. Учебное пособие. Н.Новгород, изд-во «Вектор ТиС», 2007. - 352 с.
29. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. N 197-ФЗ (ТК РФ)
30. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

31. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
32. СНиП 23-05-95\*. Естественное и искусственное освещение
33. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
34. ГОСТ 17.1.3.06-82. Общие требования к охране подземных вод.
35. ГОСТ 17.1.3.13-86. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.
36. ГОСТ Р ИСО 14040-2010. Оценка жизненного цикла.
37. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
38. ГОСТ Р 53692-2009 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов».
39. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.
40. ГОСТ Р 22.0.07-95. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций.
41. Кукурина О.С. Профессиональный английский язык. Нефтепереработка: учебное пособие / О.С. Кукурина, Я.В. Розанова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 101 с.
42. Серикбай И. Английский для нефтяников: пособие для самообразования. Алматы// И. Серикбай , 2009 – 164 с.
43. Вавилова Т.Д. Учебно-методическое пособие по английскому языку для высших учебных заведения нефтегазового профиля. Petroleum Engineering (Нефтегазовое дело) 2-е издание, исправленное и дополненное. - М. Интерконтант Наука, 2006 - 124 с.
44. Goddard J. B. Abrasion Resistance of Piping Systems //Technical Note.
45. Plastics Pipe Institute® //Handbook of Polyethylene Pipe, Chapter 10 Marine Installations.
46. Benito J. M. et al. Design and construction of a modular pilot plant for the

treatment of oil-containing wastewaters // J. M Benito. Desalination. – 2002. – T. 147.  
– №. 1-3. – С. 5-10.

47. Pashinin V. A. Block-modular wastewaters treatment plant// V. A. Pashinin, M. A. Kovalenko.

**Приложение I**  
(справочное)

**Gathering and storage system. Petroleum refining**

Студент

| Группа | ФИО           | Подпись | Дата |
|--------|---------------|---------|------|
| 2БМ04  | Масликов О.С. |         |      |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|---------------------------|---------|------|
| доцент    | Арбузов В.Н. | к.ф.-м.н.                 |         |      |

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

| Должность | ФИО           | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|---------------------------|---------|------|
| профессор | Матвеев И. А. | д.ф.н.                    |         |      |



## **Crude Oil Peculiarities**

There is a great difference in peculiarities and content of crude oil depending on the place of the oil field and the stage of its production (new and mature).

The color of conventional crude oil differs from green or black what depends on petroleum type and the mineral matter present and is composed of a heterogeneous combination of liquids, solids, and gases. Some constituent elements of the crude oil are dissolved and some can be a separate phase. There is some amount of water in petroleum as a separate phase or an emulsion which consists of up to 80 to 90 percent of water. Such definition as “Pour point” is connected with low-temperature viscosity or flow characteristics of oil. This measure can be defined being 3 °C (or 5 °F) above the general temperature (the highest temperature at which there`s no flow) of the oil. Depending on the type of crudes, the pour points may vary, for example the pour points of some viscous conventional crudes can be above 5 °C, and the pour points of the less viscous, or lighter crudes can be less than –15 °C.

### **Content**

Alkanes, cycloalkanes and various hydrocarbons are hydrocarbons in crude oil and some other organic compounds contain nitrogen, oxygen and sulfur, and trace amounts of metals such as iron, nickel, copper and vanadium, titanium, germanium. The proportion of chemical elements vary in limited amounts in comparison to the molecular composition which can be different from formation to formation:

- Carbon 82 – 88 %;
- Hydrogen 9 – 15 %;
- Nitrogen 0.2 – 3 %;
- Oxygen 0.2 – 2,5 %;
- Sulfur 0.7 – 8 %;
- Metals <1000 ppm.

Crude oil is a combination of hydrocarbons. Hydrocarbons are often chains of carbon atoms with some hydrogens. The longer chains can be separated by the distillation as the boiling points are higher.

## **Oil systems**

Gathering system can be called the combination of flowlines, buildings dedicated for transportation and controlling the flow of oil or gas starting from the wellhead to the storage place, plant or the shipping point. Transportation, primary separation, de-emulsification, de-salting and stabilization of the fluid can be called the most important functions of gathering system.

The well production consists of the combination of water, oil and gas which is three-phase. Such impurities like sands, clays, sulfur, carbon dioxide and some others can be found in this mixture. For the future storage all the impurities and water should be removed from oil and it can be done via pipeline. The requirements of most countries for oil and gas are rather strict to transport them through their systems.

The lines that are placed for short distances within an old field are flowlines and gathering lines. These lines move oil from the wellhead and transport it to processing facilities. The size of flowlines is not large in diameter (up to 10 cm / 4 inches) and as for gathering lines, they are larger. The lines move the liquid from the well such as oil, gas, and water and this liquid is sometimes mixed.

The equipment that is made to move oil and gas to specifications and needed for export or future processing at a refinery is a processing facility.

As for the simplest gathering system, it consists of two or more wells that are connected by pipes. These pipes are connected to the system of distribution. The older fields are still equipped with the old-fashioned gathering systems.

The way the gathering system looks depends on such aspects as the components and oil characteristics, the landscape and the size of oilfield. Such equipment as pumps, headers, separators, emulsion treaters, tanks, regulators, compressors and others are essential for large oilfields.

All the flowlines are brought by the radial type to the central header.

A few wellheads come to one point in the center from which the flowlines come from. The flow lines end with the header. The header is originally a pipe which is big enough to let all the incoming flowlines move into it. A few wells come to a common flowline in the axial gathering system.

The gathering system applied is connected with economic matters. One more criterion for it is the technical possibility.

### **Fluid flow**

The types of fluid flow may vary in oil industry and it depends on the fluid phase:

Single flow is the flow that contains only crude oil, condensate or gas. Multiphase flow - there are various fluids that move in one pressure vessel at the same time. Dual phase flow is the simplest one taking into consideration multiphase flows.

The types of multiphase flow:

- Liquid-Liquid;
- Gas-Liquid;
- Liquid-Solid;
- Gas-Solid;
- Gas-Liquid-Solid;
- Gas-Liquid-Liquid.

Generally, oil, condensate and water are the three components of a liquid phase. The phases in the flowline are mixed which causes various problems. Such problems as emulsification of oil and severe corrosion can be caused by water or other substances in pipeline. There are 2 types of corrosion: chemical or mechanical. The geometric configuration of multiple fluid phases is connected with the Mechanical Corrosion Rate. The presence of solids in the flow may cause various problems such as deposition of solids provoking plugging-off, corrosion and sulfate reducing bacteria inside pipeline.

### **The System of Storage**

Water and other impurities are removed from oil and gas to make them clean. After that oil goes to oil storage tanks.

The capacity of oil storage tanks is usually enough to keep the oil produced for some days up to a week. Tank battery is a storage place. It generally contains 2 or more big tanks. Tank battery helps to move oil from tanks to tanks. Such features as size and other characteristics are regulated by API or GOST specifications.

They are made from 2 different types of steel: welded and bolted. Welded tanks are of cylindrical form and are made at plants. The capacities range vary from 90 up to 500 barrels. The material they are made of is heavy steel as it resists high pressures and lessens risk of corrosion.

The transportation to a location can be done by truck. The material used for bolted tanks is rolled steel sheets. They are assembled at a necessary site. Their capacity range varies from 100 to 50000 barrels. Thanks to special modular design, the transportation to a definite place of bolted tanks is easier, after that they are assembled manually.

Every storage tank has some typical equipment. To clean tanks from paraffines and other sediments the cleanout plates are applied in all the tanks. To take samples of oil from a tank, in order to check oil temperature, water content and API gravity the thief hatch is applied. "Thieving" a tank is the name of such kind of procedure. To check the storage levels automated valves are applied.

There are a few places where oil can be kept: by the fields, near refineries and transportation centers. The name of big oil storages is an oil depot (sometimes oil terminal as well). They are generally placed not far from refineries. Most of them are connected with pipelines. Pipelines support them with supplies. However, tank farms can also be fed by rail, by barge and by road tanker. There are tanks, pipelines and gantries in all modern tank farms and oil terminals. Their function is aboveground or underground storage. In case the volume of oil is large, the underground storage is more appropriate. For high vapor-pressure products such as refinery output or natural gas this way of storage is more appropriate because of its terminal stability. Underground storage is beneficial for the reason that it allows leaving the surface free for the other more important purposes. This is good for congested or high value real estate.

### **Petroleum refining**

Speaking about chemical composition, there are three main hydrocarbon groups of crude oil: aromatics, paraffins and naphthene.

There is some number of quantities of other materials and/or impurities such as

CO<sub>2</sub>, nitrogen, sulphur, salt and water in crude oil as it comes from the well. Sour crude is the oil with a great amount of sulphur (more than 5 %). Sweet crude is the oil with little amount of sulphur or not at all. Most of the non-hydrocarbon substances are removed in the refinery.

The next stage is separation of oil into different components. The oil can be used separately or connected with end products.

Methane is natural gas. Methane is 95 % of all production volume. There are other hydrocarbon molecules in its composition such as ethane, propane, butane, pentane, etc. plus also carbon dioxide and water. Gas fractionation plant is used to separate methane from all these components.

The first step of each any refinery is the separation of crude oil into different fractions. The method that is used for that is distillation. To produce end products the chemical processes are used.

Crude oil, being a mixture of hydrocarbons molecules that have different boiling temperatures, can be separated by distillation into groups of hydrocarbons that evaporate between two specified boiling points. There are two types of distillation in refineries: atmospheric and vacuum.

As for atmospheric distillation, it takes place in a distilling column. It is done at atmospheric pressure. Before the vapor and liquid are piped into a distilling column, oil is heated to 350 up to 400 °C. The liquid goes to the bottom, while the vapor passes through a number of perforated trays, also called sieve trays. Condensation of heavier hydrocarbons takes place on lower trays and it happens faster in comparison to lighter hydrocarbons. Their condensation time is longer and they condense on higher trays.

Further chemical processing after distillation are reforming and cracking. And after that they can be transformed into marketable commodities.

### **Refining Methods**

A refinery is a system of various processes which includes network of vessels, reactors, distillation columns, rotating/compression equipment, heat exchangers, and piping. There is a number of single processes as well. The scheme represents only the major streams.

The order in which refining unit will be introduced is connected with the refined products. To describe the purpose of each unit only one or two key products specifications are used. However, the reader is informed that it is a sophisticated economic decision to choose between several types of units and their size.

It is important to mention about the trade-offs among product types, quantity, and quality only to in case they influence the choice of type of processing technology.

Following the scheme in Fig. 1 one can see a simplified process of integrated refinery. The scheme does not display steps which depend on the product slate of the refinery and the cracking slate anticipated for its design.

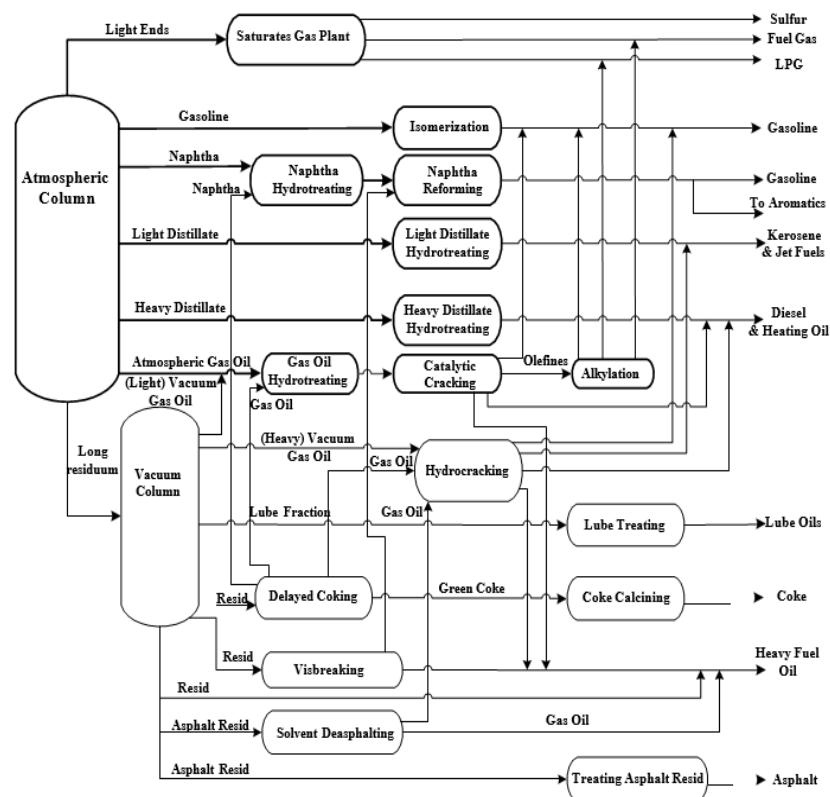


Fig.1.Modern integrated refinery. Process flow

The cracking process will be aimed at producing gasoline at the expense of diesel and heating oil in a gasoline refinery. In case if diesel is needed then gasoline product is sacrificed to produce more distillate streams. Refineries in the USA mainly focus on gasoline. Western European countries focus on diesel-fuel.

It is said that Western Europe in 10 years is going to lessen the demand for gasoline while the demand for middle distillates increases. It means that Western European refineries must lessen gasoline production.

One can see the scheme in fig.1 displaying simplified refining for industrial areas. The main demand there is to produce transportation fuels or high-quality heating oils.

In the US` s refineries it is more common to convert more of the crude oil into lighter products, in gasoline to be more exact. If this refinery processed a Light Arabian crude, nearly 80–85 vol. percent of the products would be lighter than the boiling temperature of 650 °F (340 °C) compared with the 55-vol. percent existing in the feed crude oil (Fig. 2).

Gasoline and lighter distillates are the most common products in the USA. The boiling temperatures are below 400°F (200 °C) while the crude oil is 29- vol. percent.

|    | <u>Cut</u> | <u>BP, °F (≈°C)</u>   |    | <u>Product</u>      | <u>BP, °F (≈°C)</u>   |
|----|------------|-----------------------|----|---------------------|-----------------------|
| 8  | LT Naph    | 50 – 200 (10 – 90)    | 5  | Gases               | -40 – 100 (-23 – 40)  |
| 21 | NV Naph    | 200 – 400 (90 – 200)  | 45 | Gasoline            | 100 – 400 (40 – 200)  |
| 11 | Kerosine   | 400 – 500 (200 – 260) |    |                     |                       |
| 15 | Gas oil    | 500 – 650 (260 – 340) | 5  | Jet fuel & Kerosine | 300 – 500 (150 – 340) |
| 45 | Residue    | 650 (340)             | 25 | Fuel oil            | 400 – 600 (200 – 320) |
|    |            |                       | 5  | Lube/etc            | 600 (320)             |
|    |            |                       | 15 | Residue             | 600 (320)             |

Fig.2. Comparison of Arabian crude to the U.S. product deliveries

The scheme is of good for the changed position. There are some positive changes in refining technologies in comparison to the past. It should be noticed that these days refineries are enable to process a variety of crudes into valued end-products. Opportunity crudes is the name for crudes that fetch a lower price on the market, require more intense processing (high-severity hydrocracking and hydrotreating)

It is essential to invest more for those refiners who process lower-cost sour, heavy crude to increase capability.

**Приложение II**  
(справочное)

| <b>Эксплуатационные затраты, руб</b>  | <b>2020</b>       | <b>2021</b>       | <b>2022</b>       | <b>2023</b>        | <b>2024</b>        |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|--------------------|--------------------|
| Фонд оплаты труда   | 27010000          | 27010000          | 27010000          | 27010000           | 27010000           |
| Страховые взносы  | 8100000           | 8100000           | 8100000           | 8100000            | 8100000            |
| Страховые взносы от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний | 160000            | 160000            | 160000            | 160000             | 160000             |
| Амортизация   | 27953400          | 27953400          | 27953400          | 27953400           | 27953400           |
| Ремонтный фонд:   | -                 | -                 | -                 | -                  | -                  |
| - текущий   | 29600000          | 29600000          | 29600000          | 29600000           | 29600000           |
| Прочие  | 120000000         | 120000000         | 120000000         | 120000000          | 120000000          |
| Плата за предельно-допустимые выбросы   | 15600000          | 15600000          | 15600000          | 15600000           | 15600000           |
| НДПИ  | 743346240         | 1876074480        | 2761014257        | 17451026204        | 20955390190        |
| Расходы на транспортировку нефти  | 107307200         | 270824400         | 398571612         | 2519177011         | 3025056327         |
| <b>Итого</b>  | <b>1079073440</b> | <b>2375318880</b> | <b>3388005869</b> | <b>20198623215</b> | <b>24208866517</b> |



**Приложение III**  
(справочное)

| Показатели   | Ед. изм  | 0           | 1            | 2           | 3           | 4           | 5           |
|--|----------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 1. Добыча нефти  | тонн     | -           | 69680        | 175860      | 258812,7353 | 1635829,228 | 1964322,29  |
| 3. Капитальные вложения                                  | руб.     | 611563404   |              |             |             |             |             |
| 4. Цена реализации без НДС                               | руб/тонн | -           | 21913        | 21913       | 21913       | 21913       | 21913       |
| 5. Выручка от реализации                                 | руб.     | -           | 1526897840   | 3853620180  | 5671363469  | 35845925873 | 43044194341 |
| 6. Амортизация   | руб.     | -           | 27953400     | 27953400    | 27953400    | 27953400    | 27953400    |
| 7. Эксплуатационные затраты (без НДС)                    | руб.     | -           | 335727200    | 499244400   | 626991612   | 2747597011  | 3253476327  |
| 8. НДС   | руб.     | -           | 743346240    | 1876074480  | 2761014257  | 17451026204 | 20955390190 |
| 9. Валовая прибыль                                       | руб.     | -           | 447824400    | 1478301300  | 2283357600  | 15647302658 | 18835327824 |
| 10. Налог на прибыль                                     | руб.     | -           | 89564880     | 295660260   | 456671519,9 | 3129460532  | 3767065565  |
| 11. Чистая прибыль от реализации                         | руб.     | -           | 358259520    | 1182641040  | 1826686080  | 12517842127 | 15068262259 |
| 12. Денежный поток                                       | руб.     | - 611563404 | -225350484   | 1210594440  | 1854639480  | 12545795527 | 15096215659 |
| 13. Внутренняя норма рентабельности (IRR), %             |          | 72,93%      |              |             |             |             |             |
| 14. Срок окупаемости                                     |          | 2,5 года    |              |             |             |             |             |
| 15. Чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV) (r = 12,5%) | руб.     | - 611563404 | -200311541,3 | 956519063,7 | 1302572584  | 7832278384  | 8377327215  |