

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.8:665.632.4 (571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Стромко Валентин Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	Доктор экономических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г1	Стромко Валентин Александрович

Тема работы:

Оптимизация процесса обезвоживания нефти на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№118-11/Сс от 28.04.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Физико-химические характеристики сырья, условия эксплуатации, сема технологической обвязки оборудования установки подготовки нефти, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ современных способов разделения водонефтяной смеси, существующих технологических схем обезвоживания нефти и конструкции аппаратов, используемые на установках подготовки нефти. Моделирование работы сепарационного оборудования в классической обвязке в ПО Aspen HYSYS. Разработка оптимизационной обвязки сепарационного оборудования в обвязке ПО Aspen HYSYS. Анализ полученных результатов.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Особенности процесса разделения водонефтяной эмульсии	Старший преподаватель Чеканцева Лилия Васильевна
Система сбора и подготовки нефти на X месторождении Красноярского края	Старший преподаватель Чеканцева Лилия Васильевна
Оптимизация работы сепарационного блока системы сбора и подготовки нефти на X месторождении Красноярского края	Старший преподаватель Чеканцева Лилия Васильевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.э.н. Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Авдеева Ирина Ивановна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.04.2022 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			29.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Стромко Валентин Александрович		29.04.2022

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: высшее

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-
 ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной
 работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля)/ вид работы(исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.05.2022	Особенности процесса разделения водонефтяной эмульсии	25
12.05.2022	Система сбора и подготовки нефти на X месторождении Красноярского края	25
19.05.2022	Оптимизация работы сепарационного блока системы сбора и подготовки нефти на X месторождении Красноярского края	30
27.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
04.06.2022	Социальная ответственность.	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа 97 страницы, 19 рисунков, 32 таблицы, 46 источника.

Ключевые слова: сепарация, водонефтяная эмульсия, обезвоживание нефти, обессоливание нефти, оптимизация.

Объектом исследования является процесс сепарации на объекте Красноярского края компании ПАО «Роснефть».

Целью данной работы является оптимизация работы сепарационного оборудования по средствам изменения обвязки сепаратора для получения максимального выхода нефти в условиях ограниченного пространства.

В результате проведенных расчетов была оптимизирована обвязка сепарационного оборудования для получения максимального количества нефти из флюида в условиях ограниченного пространства с требуемыми характеристиками по ГОСТ Р 51858-2002.

Экономическая значимость работы: подобрано наиболее эффективное оборудование, создана конкурентоспособная разработка, соответствующая современным тенденциям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ	11
1.1 Процессы обезвоживания.....	11
1.2 Сепарация.....	14
1.2.1 Гравитационные сепараторы	19
1.2.2 Электродегидраторы.....	21
1.3 Конструкция сепараторов.....	23
2 СИСТЕМА СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ.....	29
3 ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ СЕПАРАЦИОННОГО БЛОКА СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ.....	32
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	37
4.1 Потенциальные потребители результатов испытаний	37
4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	38
4.2.1 Анализ конкурентных преимуществ сепараторов.....	38
4.2.2 Анализ конкурентных технических решений	41
4.2.3 SWOT-анализ.....	43
4.2.4 Оценка готовности к коммерциализации	48
4.3 Инициация проекта	48
4.4 Бюджет научного исследования	49

4.4.1. Заработная плата исполнителей проекта.....	49
4.4.2. Затраты на специальное оборудование.....	52
4.4.3 Затраты на накладные расходы.....	54
4.4.4 Затраты на монтаж и испытание оборудования.....	54
4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .	55
4.6 Разработка графика проведения работ.....	57
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	62
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации.....	63
5.2 Производственная безопасность при эксплуатации.....	65
5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов.....	65
5.2.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	66
5.2.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	70
5.3 Экологическая безопасность при эксплуатации	73
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации.....	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	77
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	80

ВВЕДЕНИЕ

Российская экономика является ресурсной, поэтому нефтяной комплекс активно развивается для соответствия экологическим требованиям продуктов и увеличения прибыли за счет объема продаваемой товарной нефти высокого качества. Товарная нефть обеспечивается подготовкой нефти в сепарационном оборудовании. Большое количество установок подготовки нефти функционируют с 2000-х годов и имеют срок гарантированной эксплуатации 20-25 лет. Однако, в связи с увеличением количества перекачиваемой жидкости, ввиду растущего обводнения нефти, необходима реконструкция действующих установок. Обязка технологического оборудования на действующих установках имеет определенную структуру и делится на блоки в соответствии с назначением (например: резервуарный парк, сепарационный блок, емкостное оборудование и т.п.). Таким образом, при реконструкции проблематичным является установка нового оборудования. В связи с этим особо актуальным становится разработка новой обвязки сепарационного оборудования.

Объектом исследования является процесс сепарации на объекте Красноярского края компании ПАО «Роснефть».

Предмет исследования — это изменение обвязки сепарационного оборудования.

Научной и практической новизной является изменение обвязки сепарационного оборудования без изменения конструкции сепарационного оборудования с увеличением эффективности разделения водонефтяной эмульсии.

Целью данной работы является оптимизация работы сепарационного оборудования по средствам изменения обвязки сепаратора для получения максимального выхода нефти в условиях ограниченного пространства.

Для этого были поставлены следующие задачи:

- Выбор объекта исследования;

- Провести анализ современных способов разделения водонефтяной смеси, существующих технологических схем обезвоживания нефти и конструкции аппаратов, используемые на установках подготовки нефти;
- Моделирование работы сепарационного оборудования в классической обвязке в ПО Aspen HYSYS;
- Разработка оптимизационной обвязки сепарационного оборудования в обвязке ПО Aspen HYSYS;
- Анализ полученных результатов.

1 ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

1.1 Процессы обезвоживания

Процессы обезвоживания направлены на удаление пластовой воды из флюида.

Пластовая вода — это полярная жидкость, имеющая значительную разницу в плотности с нефтью (углеводородной неполярной жидкостью), в связи с чем жидкости не смешиваются и образуют две фазы в жидкой продукции скважин, между которыми имеется поверхность раздела. Интенсивное перемешивание нефти и пластовой воды в процессе добычи и промысловой транспортировке приводит к диспергированию одной из жидкостей с сильным увеличением межфазной поверхности, т.е. к эмульгированию.

Пластовая вода находится в взаимосвязи с органической жидкостью и представляет собой эмульсию.

Эмульсией называется система, образованная взаимно нерастворимыми или малорастворимыми друг в друге жидкостями.

Эмульсия имеет размер частиц от 1 мкм и выше, который можно наблюдать визуально с помощью оптического микроскопа. Распыленная жидкость является внутренней или дисперсной фазой.

Жидкость, в которой она находится, называется дисперсионной средой (внешней). Самый распространенный вид эмульсии, это эмульсии, созданные водой и органической жидкостью. Если вода образует непрерывную фазу, то эмульсия называется "масло в воде" или прямой эмульсией (неполярная жидкость в полярной), если вода - дисперсной фазой, то эмульсия, называется "вода в масле" или обратной (полярная жидкость в неполярной).

Виды формирующихся эмульсий в значительной степени зависят от соотношения несмешивающихся жидкостей. Жидкость при смешивании, объем которой больше, всегда стремится стать дисперсной средой.

Образование эмульсий происходит при помощи таких процессов как дробление и коалесценция (укрупнение) дисперсной фазы капель. В зависимости от соотношения скоростей этих процессов, эмульсия может стать более мелкодисперсной или наоборот станет сильнее укрупнятся. В случае равенства скоростей дробления и коалесценции капель эмульсия будет находиться в состоянии динамического равновесия.

При образовании эмульсии поверхность дисперсной фазы увеличивается, поэтому для осуществления процесса эмульгирования необходимо затратить некоторую работу, которая сосредотачивается на границе раздела фаз в виде свободной поверхностной энергии.

Энергия, расходуемая на формирование межфазной поверхности, называется межфазным (поверхностным) натяжением. В дисперсной фазе глобулы имеют сферическую форму, так как эта форма имеет наименьшую поверхность и самую маленькую свободную энергию при заданном объеме [1].

Процесс стабилизации эмульсии представляет собой динамический процесс, который определяется законами конкурирующей адсорбции на каплях эмульсии различных эмульгирующих веществ.

Вначале этот процесс идет быстро, но затем, время процесса стабилизации увеличивается, т.к. происходит заполнение свободной поверхности капель, которые могут адсорбировать эмульгирующие вещества. За это время составы бронирующих оболочек и их структура стабилизируются. Процесс вхождения эмульсии в это устойчивое состояние называют процессом «старения» эмульсии.

Во время старения повышается устойчивость эмульсии к расслоению, достигая максимального значения для "застарелых" эмульсий.

Время расслоения при комнатной температуре в значительной степени зависит от количества и качества эмульгирующих веществ, присутствующих в нем. Это время чаще всего измеряется в часах.

В основе технологии процессов обезвоживания и обессоливания нефти лежит разрушение водонефтяной эмульсии, заключающийся в превращении

их из агрегативно-устойчивого мелкодисперсного состояния в кинетически неустойчивые, крупнодисперсные и расслаивающиеся системы.

Выделяют 3 основные стадии процесса разрушения водонефтяных эмульсий: разрушение бронирующих оболочек, укрупнение капель, разделение фаз.

В реальных нефтях, вследствие их относительно высокой электропроводности, происходит очень быстрое стекание свободных зарядов с капель, и кулоновская сила в электрическом поле на них не действует. Рассмотренный подход к классификации методов воздействия на водонефтяные эмульсии по стадиям процесса деэмульсации позволяет выделить главные факторы, сравнить их друг с другом, оценить перспективность и значимость.

Тем не менее, при использовании такой схемы нужно учитывать факторы, которые косвенно влияют на процесс деэмульсации. Например, нагревание эмульсии ускоряет процесс на всех этапах деэмульсации нефти, т. к. происходит снижение ее вязкости.

Гидродинамический режим потока эмульсии, физико-химические особенности ее вносят определенную корректировку в значимость различных методов интенсификации для конкретных систем.

Разрушение образовавшихся эмульсий и удаление воды из сырья, что обусловлено различными факторами:

- присутствие воды в нефти резко увеличивает транспортные расходы вследствие не только повышения объема перекачиваемой жидкости, но и повышения вязкости эмульгированной нефти;

- механические примеси (содержащиеся в воде) осложняют транспорт и переработку, вызывая эрозию (механическое истирание) внутренних поверхностей промысловых трубопроводов, арматуры и оборудования, образование накипи в свободных сечениях теплообменной аппаратуры, резкое снижение коэффициентов теплопередачи, повышение зольности остаточных

продуктов переработки (мазуты гудроны) и, кроме того, образование особо стойких эмульсий;

– при наличии воды (даже незначительных количеств) в нефти, поступающей на переработку, происходит интенсивное вспенивание их в ректификационных колоннах, что нарушает технологические режимы переработки и, кроме того, загрязняется конденсационная аппаратура.

На текущий момент существует несколько методов обезвоживания, а именно сепарация, абсорбция и адсорбция. Данные методы отличаются по условиям ведения процесса и перекачиваемой среде (табл.1.1).

Таблица 1.1- Сравнение методов обезвоживания

Аппарат	Сепаратор	Абсорбер	Адсорбер
Условия			
Температура, °С	От 0 до 120	10-38	35-50
Давление, МПа	0,001-16,0	До 7,4	8-12
Время контакта, с	600-1200		Не менее 10 с
Рабочая среда	Газонефтяная, нефтегазоконденсатная эмульсия	Попутный нефтяной газ, газоконденсат	Газоконденсат, попутный нефтяной газ
Дополнительные реагенты	В трехфазный сепаратор- пресная вода, деэмульгатор	Диэтиленгликоль, триэтиленгликоль	Силикагель, цеолит

1.2 Сепарация

Сепарация – отделение легких фракций из нефти однократным или многократным испарением при понижении давления.

Продукты скважин с кустовых площадок поступают в установку подготовки нефти для проведения подготовки нефти. Данная установка

включает в себя процессы сепарации и деэмульсации нефти, подготовке воды, дегидрирования и сжатия газа (рисунок 1).

Технологический подкомплекс сооружений по подготовке нефти должен обеспечивать [2]:

- Эффективное обезвоживание сырой нефти;
- Высокое обессоливание нефти;
- Прием некондиционной нефти;
- Снижение давления насыщенных паров и содержания сероводорода в товарной нефти до нормальной величины.

Основным оборудованием для проведения процессов обезвоживания, обессоливания, снижения давления насыщенных паров, а также первичного удаления механических примесей является сепаратор.

Сепарация жидкости (разделение нефти, газа и воды) в различных сепараторах осуществляется для:

- 1) получения нефтяного газа, используемого как химическое сырьё;
- 2) уменьшения перемешивания нефтегазового потока и снижения тем самым гидравлических сопротивлений;
- 3) разложения образовавшейся пены;
- 4) отделения воды от нефти при добыче нестойких эмульсий;
- 5) уменьшения пульсации при транспортировании нефти от сепараторов первой ступени до установки подготовки нефти.

От эффективности проведения процессов сепарации зависят потери лёгких фракций нефти при последующем транспорте и её хранении.

Первый этап процесса сепарации — это разделение водонефтяной эмульсии на газ, жидкость из воды и нефти в емкости высокого давления, в которую поступает сырьевой поток продукции скважины для разделения под действием гравитации. Водонефтяная эмульсия — это жидкая фаза продукции скважин, то есть смесь нефти, пластовой воды и механических примесей [3]. Сепараторы могут содержать впускные отводящие устройства, выпускные

гасители вихрей, ковши, переливные камеры и каплеуловители, способствующие разделению потоков [4].



Рисунок 1 [4] - Типовая установка подготовки нефти

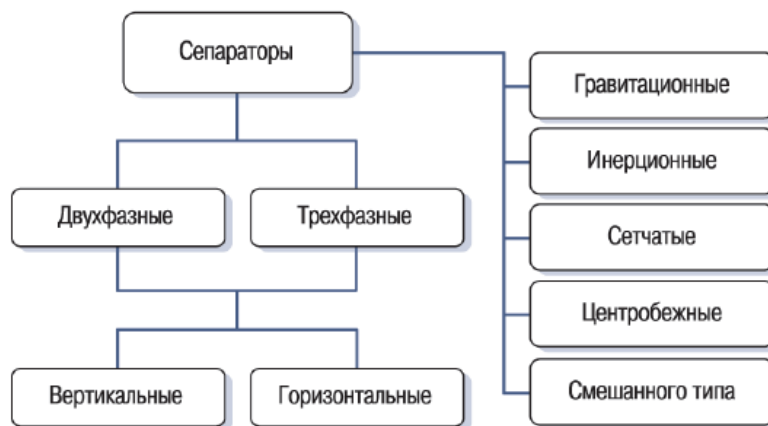


Рисунок 2 [5]-Классификация сепараторов

Сепараторы классифицируются на двухфазные и трехфазные, вертикальные и горизонтальные, а также гравитационные, инерционные, сетчатые, центробежные, смешанного типа (рисунок 2).

Сепаратор может быть двухфазным - с отделением газа от жидкостей, а также трехфазным - с разделением газа, нефти и воды, выводимых через три различных выпускных отверстия.

Первый сепаратор установки подготовки нефти, в который подается скважинный флюид, называется сепаратором продукции скважины или сепаратор высокого давления. Если продукция скважины поступает под

высоким давлением (например, 3.4–8.2 МПа) и, если нефть из сепаратора поступает непосредственно в трубопровод, газ начнет мгновенно выделяться из нефти вследствие снижения давления, вызванного потерей энергии на трение в трубопроводе. При одинаковой массе газа и нефти, газ занимает гораздо больший объем, из-за этого диаметр трубопровода, рассчитанный по профилю добычи жидкости, окажется недостаточным, если часть перекачиваемой среды мгновенно перейдет в газообразное состояние, это приведет к резкому повышению скорости потока и падению давления. По этой причине при проектировании трубопроводов обычно определяют максимально допустимое давление пара для предотвращения мгновенного испарения легких компонентов жидкости.

Основной процесс для стабилизации нефти это процесс снижения давления пара в нефти за счет удаления из нефти остаточного количества углеродных газов и легких жидких фракций с целью снижения стоимости углеводородов при транспортировке и хранении. Данный процесс протекает в резервуаре под давлением, близким к атмосферному. Этим достигается испарение газа из жидкой части нефтяной смеси в резервуаре со сниженным до атмосферного давлением или ниже атмосферного, если помимо снижения давления осуществляется подогрев.

Газ, испарившийся в резервуаре, затем сжимается до уровня исходного давления в сепараторе и соединяется с газом сепарации. Если нефть направляется не напрямую в резервуар с атмосферным давлением, а в сепаратор промежуточного давления, то газ, выделяющийся в таком сепараторе, будет иметь более высокое давление и потребуются меньшая мощность компрессора для компримирования. Кроме того, общее количество нефти, стабилизированной в резервуаре с атмосферным давлением, окажется большим при использовании промежуточной стадии сепарации, чем при одномоментном резком снижении давления до атмосферного. Это связано с равновесием системы газ–жидкость при мгновенном испарении под высоким давлением и изменением состава нефти, испаряющейся в резервуаре. При

перекачивании нефти в резервуар из сепаратора промежуточного давления газ будет мгновенно испаряться и количество этого газа будет гораздо меньше, чем в первом случае, когда жидкость поступает в резервуар непосредственно из сепаратора высокого давления.

Таким образом, добавление промежуточной стадии сепарации имеет два преимущества [4]:

во-первых, снижение мощности, необходимой для компримирования газа, поскольку газ испаряется под более высоким давлением;

во-вторых, получение более стабильной нефти.

При добавлении третьей стадии сепарации, проводимой под низким давлением, общий объем жидкости в резервуаре еще более возрастет при дополнительном объеме газа, испаряющегося под повышенным давлением и, таким образом, требующего еще более низкой мощности компрессора; однако при этом капитальные затраты на дополнительную стадию сепарации не оправдываются незначительным повышением цены углеводородов (рис. 3).



Рисунок 3 [4]- Трехстадийная сепарация

Типичная технологическая цепочка сепарации может включать в себя скважину, продукция которой направляется в сепаратор высокого давления под давлением 7.6 МПа, затем в сепаратор низкого давления под давлением 1.03 МПа, затем, возможно, в нефтеочиститель (деэмульгатор) под давлением 0.35 МПа, а затем на хранение в резервуар с атмосферным давлением.

Давления в сепараторах подобраны таким образом, чтобы газ испарения после каждой стадии сепарации поступал на компримирование с разумной степенью сжатия.

Процесс сепарации не может полностью удалить воду из нефти. Остаточное содержание воды в нефти может колебаться от менее 1 об. % до более 20 об. %. Так как плотность воды выше плотности нефти, то, чем выше значение плотности нефтяной эмульсии, тем ниже эффективность сепарации. Для извлечения остаточной воды нефть пропускается через систему очистки.

Конструкция нефтеочистителя похожа на конструкцию сепаратора, однако имеет некоторые специальные конструктивные элементы, способствующие отделению воды от нефти. Системы очистки обычно используют нагрев для снижения вязкости нефти, снабжены крупными отстойными секциями, в которых процесс отделения воды от нефти может происходить в течение определенного времени, и иногда снабжены электростатической решеткой для коалесценции капель воды.

1.2.1 Гравитационные сепараторы

Традиционные очистители обычно имеют передний отдел с нагревателем, в котором водонефтяная эмульсия нагревается и происходит первичное отделение «свободной воды». На нефтепромыслах под «свободной водой» подразумевают пластовую, то есть извлекаемую из жидкой фазы продукции нефтяных скважин, и сточную - смесь пластовой с пресной, которая образуется при ведении процесса обессоливания нефти [3]. Затем нефть направляется в следующий отдел емкости, где происходит коалесценция и осаждение капель воды. Процесс отделения газа происходит при снижении давления и повышении температуры в сепараторе, расположенном выше по потоку. В традиционном очистителе содержание воды в нефти может быть снижено до 1 % и ниже.

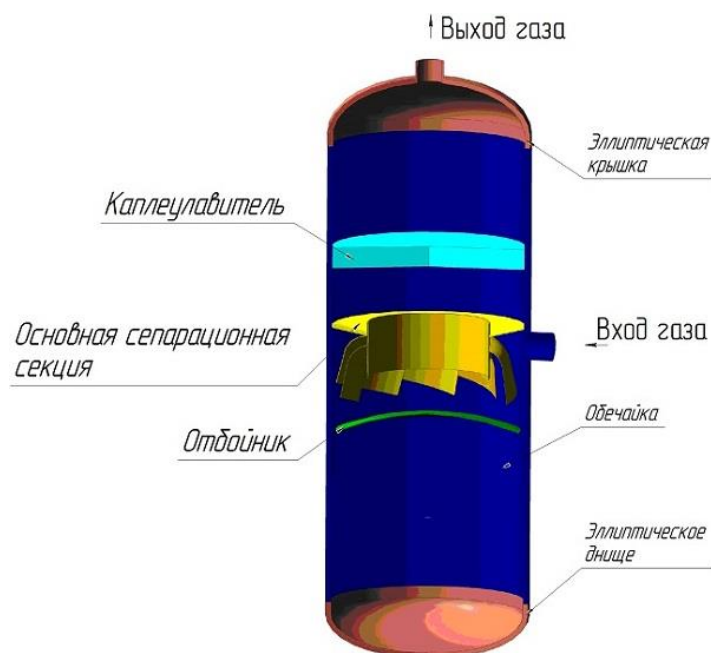


Рисунок 4- Конструкция сепарационного оборудования

На текущий момент существует огромное количество сепараторов разных конструкций, но все они, как правило, состоят из следующих секций (рисунок 4):

1. Основная сепарационная секция решает задачу по отделению основного объема жидкости (газового конденсата, нефти, воды) от входящего в аппарат газожидкостного потока. Для обеспечения эффективной предварительной сепарации и равномерного распределения потока по всему аппарату применяют следующие конструктивные устройства:

- Тангенциальный ввод потока, при таком вводе жидкость отбрасывается к стенкам сосуда под действием центробежной силы и стекает по ней, в то время как газ, распределяется по сечению аппарата и выводится;
- Отражательные устройства в месте входа смеси в сепаратор;
- Встроенный циклон в месте входа смеси в сепаратор.

Конструкции, которые позволяют осуществить отдельный ввод газа и жидкости в сепаратор.

2. Секция сбора жидкости. Предназначена для сбора конденсата. Для сепараторов, в которых происходит разделение газа и легких углеводородов,

содержащихся в жидкой фазе, объем данной секции выбирают так, чтобы он позволил удержать отсепарированную жидкость в течение времени, необходимого для выхода пузырька газа на поверхность и вторичного попадания в газовый поток.

3. Секция каплеулавливания состоит из отбойных устройств различного вида и нужна для улавливания капель жидкости в газе при выходе из сепаратора.

Также, в конструкциях сепараторов должны предусматриваться элементы пеногашения, или же элементы, предотвращающие пенообразование, а также снижающие пагубное влияние пульсации газожидкостного потока на сепарацию нефти и газа.

1.2.2 Электродегидраторы

Электродегидраторы — это аппараты для разделения водонефтяных эмульсий с применением электрических полей. Электродегидратор отличается от гравитационного отстойника наличием в зоне отстоя электродов, между которыми создается электрическое поле [3].

Электростатический очиститель, представляющий собой традиционный очиститель с электростатической решеткой в секции осаждения, может снизить содержание воды до 0,3–0,5 % об. Высокое содержание воды значительно увеличивает риск возникновения коррозии нефтепроводов, нефтегазосборных трубопроводов, нефтегазоконденсатопроводов и газопроводов, а также создает проблемы при переработке нефти. Высокая минерализация пластовой воды в нефтяной эмульсии вызывает проблемы при переработке нефти, при выпаривании воды в ректификационной установке нефтеперерабатывающего завода.

Перед входом в электродемульгатор в поток добавляется деэмульгатор в товарном или разбавленном виде. Применение разбавленных растворов обеспечивает лучшее распределение деэмульгатора в обрабатываемой нефтяной среде, уменьшает время массообмена деэмульгатора с веществом

адсорбированного слоя на глобулах эмульгированной пластовой воды и приводит к снижению расхода деэмульгатора на 15-20 %.

Деэмульгаторы применяемые для разрушения водонефтяных эмульсий можно разделить на две группы: ионогенные и неионогенные. Ионогенные деэмульгаторы делятся на две подгруппы:

1) Анионактивные деэмульгаторы - в результате ионизации поверхностно-активных веществ в водных растворах образуют поверхностно-активные анионы. При этом в состав катиона входит ион, представляющий собой неорганический ион в основном натриевый и углеводородная часть молекулы. Анион из раствора адсорбируется на поверхности глобулы воды, разрушая образовавшуюся защитную оболочку, при этом создавая на ней новую, с более низкими структурно-механическими свойствами оболочку с отрицательным зарядом. К первой подгруппе относятся такие деэмульгаторы, как нейтрализованный черный контакт, товарный контакт, нейтрализованный кислый гудрон, алкисульфат натрия, нафтеновые кислоты и их соли, сульфированные масла и др. Ранее, из анионактивных деэмульгаторов, наибольшее распространение имел деэмульгатор нейтрализованный черный контакт, получаемый сульфированием масляных и керосиновых фракций нефти. Деэмульгатор содержит соли сульфокислот, получаемые в результате нейтрализации щелочью. Нейтрализованный черный контакт по химической природе представляет собой соли водорастворимых кислот, которые получают при сульфировании керосиногазойлевых дистиллятов, или при сульфировании экстрактов, получаемых от очистки масел кислотой, газообразным серным ангидридом или олеумом, с последующим отделением кислого гудрона. При этом применяя последующую промывку его водой и нейтрализацию 0.

2) катионоактивные деэмульгаторы - в результате ионизации поверхностно-активных веществ в водных растворах образуют поверхностно-активные катионы. Образовавшиеся катионы состоят из углеводородных радикалов и в основном неорганических анионов. Катион, адсорбируясь на

поверхности глобулы воды, разрушает защитную оболочку, при этом создавая на ней новую, с более низкими структурно-механическими свойствами оболочку, с положительным зарядом. Деэмульгаторы этой подгруппы обладают слабой активностью и поэтому в настоящее время практически не применяются [6].

В настоящее время, используются высокоэффективные и экономичные деэмульгаторы, на основе неионогенных поверхностно-активных веществ. Неионогенные деэмульгаторы не распадаются на ионы, и поэтому находятся в растворах в виде молекул. Неионогенные деэмульгаторы представляют собой блок-сополимеры оксидов этилена и пропилена. Молекула состоит из гидрофильной части, представляющей собой сополимер окиси этилена (CH_2OCH_2), и гидрофобной части, которая, как правило, является сополимером оксида пропилена [7].

После разделения эмульсии нефть из деэмульгатора направляется в нефтяной резервуар, из которого она прокачивается через товарный расходомер для передачи на узел учета и далее в трубопровод для транспортировки на нефтеперерабатывающие заводы.

1.3 Конструкция сепараторов

В обвязке установки подготовки нефти первый сепаратор представлен горизонтальным трехфазным сепаратором высокого давления для разделения водонефтяной эмульсии.

Горизонтальный нефтегазовый сепаратор (рис. 5) работает следующим образом: газожидкостная смесь, подается в патрубок 1, после чего попадает в диспергатор газа 2, где происходит диспергирование нефтегазовой смеси. Это приводит к увеличению поверхности контакта газ-жидкость, в результате происходит интенсивное выделение газа из нефти [8].

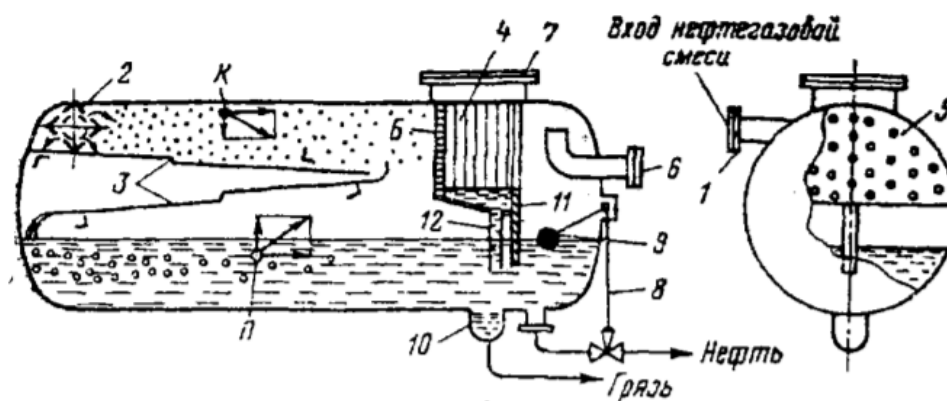


Рисунок 5 – Разрез горизонтального сепаратора [8]:

1 - ввод газожидкостной смеси; 2 - диспергатор; 3 - наклонные плоскости; 4 - каплеотбойник; 5 - перегородка для выравнивания потока газа; 6 - выход газа; 7 - люк; 8 - регулятор уровня; 9 - поплавковый уровнемер; 10 - сброс механических примесей; 11 - перегородка для предотвращения прорыва газа; 12 - сливная трубка

Под действием гравитационных сил после диспергатора 2 значительная часть капельной жидкости из газа оседает на наклонные плоскости 3, остальная часть в виде капелек уносится газовым потоком. Газ в потоке содержит мелкие частицы жидкости, которые не успели осесть под действием силы тяжести, попадает в каплеотбойник 4, в котором происходит дополнительное отделение капелек жидкости от газа. После жидкость стекает в поддон, из которого по трубе 12 она попадает под уровень жидкости в сепараторе.

В верхней части сепаратора показана капелька нефти, обозначенная «К», и действующие на нее силы, а в нижней части сепаратора пузырек газа, обозначенные «П», и силы, действующие на него. Условно принимается, что капелька нефти осаждается в чисто газовой среде, а пузырек газа всплывает в нефтяной среде.

Одним из лидеров сепарационного оборудования является ПО «Спецмаш». Конструкция данных сепараторов представлена на рисунке 6, а расположение и условные проходы штуцеров представлены на рисунке 7.

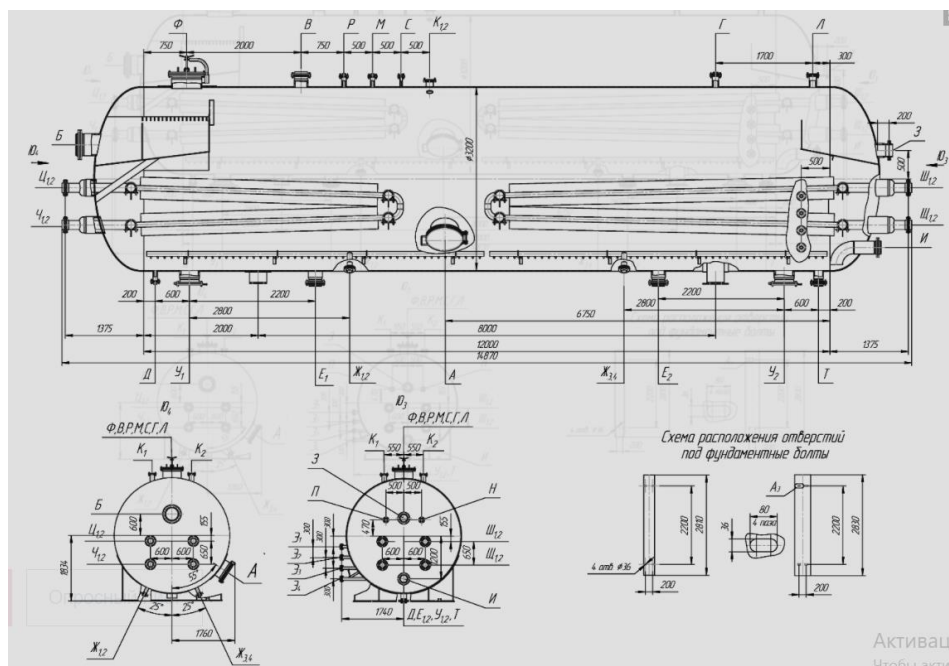


Рисунок 6 [9]- Конструкция сепараторов ПО «Спецмаш»

Обозначение	Назначение	Количество	Проход условный Ду, мм	Давление условное Ру, МПа	Вылет	Тип уплотнительной поверхности
А	Люк-лаз	1	500	1,6	220	Выступ-впадина
Б	Ввод нефтегазоводяной эмульсии	1	350		300	
В	Для предохранительного клапана	1	200		200	
Г	Выход газа	1	80		200	
Д	Пропарка	1	50		180	
Е1,2	Выход пульпы	2	200		200	
Ж1-4	Ввод промывной воды	4	80		180	
З	Выход нефти	1	200		200	
И	Выход воды	1	200		230	
К1,2	Для уровнемера	2	100		200	
Л	Для уровнемера	1	100	200		
М	Для сигнализатора уровня	1	50/G1A	4,0	180	Выступ-впадина
Н	Для термометра сопротивления	1	50/M20x1,5		180	
П	Для термометра местного	1	50/M20x1,5		180	
Р	Для преобразователя давления	1	50/K1/2"		180	
С	Для манометра	1	25/M20x1,5		180	
Т	Дренаж	1	150		200	
У1,2	Для зачистки и вентиляции	2	300		220	
Ф	Люк	1	500		220	
Ц1,2	Вход горячей воды	2	150		-	
Ч1,2	Вход горячей воды	2	150		-	
Ш1,2	Выход горячей нефти	2	150	-		
Щ1,2	Выход горячей нефти	2	150	-		
Э1-4	Для отбора проб	4	50/G3/4	-		

Рисунок 7 [9]- Назначение и условные проходы штуцеров сепараторов трехфазных типа ТФС

Основные параметры трехфазных сепараторов типа ТФС различных заводов (ООО «Завод емкостного оборудования» [10], ООО «Саратовский резервуарный завод» [11], ООО «Спецхиммаш» [12], Alpha Tethnology [13]) представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Основные параметры сепараторов трехфазных типа ТФС

Параметр		Значение
Расход, м ³ /сут		1000-12000
Давление, МПа	Рабочее, не более	0,6-3,0
Температура, град.	Рабочая среды	Минус 20 ... плюс 120
	Рабочая стенки	150
Содержание воды, % мас.	На входе	До 90%
	На выходе	До 10%
Среда	В корпусе	Нефть пластовая
	В подогревателе	Нефть, вода
Характеристика	Взрывоопасная, пожароопасная, токсичная	
Вместимость, м ³		12-200
Срок службы, лет		От 20

Эффективность сепарации можно оценить по скоростям уноса жидкости и уноса газа, на которые влияют многие факторы, такие как [14]:

- Расход
- Свойства жидкости
- Конфигурация сепаратора
- Внутренности сепаратора
- Система контроля
- и т.п.

При определении размеров и выборе сепаратора для потока углеводородов необходимо использовать различные критерии проектирования в зависимости от состава смеси текучих сред [15]. Тип

сепаратора и его конструкцию подбирают в зависимости от ограничений по инвестиционной нагрузке инфраструктурных проектов, производительности по сырьевому газу, физико-химических свойств сырья, требуемой и др. [5].

Концевая сепарационная установка предназначена для окончательной дегазации нефти, подготовленной для передачи на центральный пункт сбора товарной нефти. Установка монтируется на постаменты технологической трубопроводной обвязки и имеет несколько гетероциклических сепараторов, а также приборы контроля и автоматики [16]. В таблице 1.3 и 1.4 приведены вариативность КСУ и технико-экономические показатели. При этом максимальная производительность в таблице 1.4 приведена на основании технических характеристик аппаратов, проектная производительность определяется исходя из условий процесса, физико-химических свойств среды, и т.д.

В соответствии с Федеральным Законом от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» сепарационное оборудование имеет повышенный уровень. В связи с этим данное оборудование имеет мероприятия инженерной защиты, противоаварийную защиту систем инженерно-технического обеспечения для предотвращения разгерметизации аппарата, либо трубной обвязки [17].

Таблица 1.3- Вариативность нефтегазосепаратора КСУ в зависимости от объема

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение или определяющий показатель			
Объем номинальный	м ³	25	50	100	150
Внутренний диаметр	мм	2000	2400	3000	3400
Продукт (рабочая среда)	-	Газосодержащая нефтяная и водонефтяная эмульсия, нефть			
Давление расчетное	МПа	1,0			
Высота постамента	м	12, 15, 18			

Диаметр номинальный, вход нефти	мм	200	250 300	400 500	400 500
Диаметр номинальный, выход нефти	мм	200	250 300	400 500	400 500
Диаметр номинальный, выход газа на СППК	мм	50	50	50 80	80 100
Диаметр номинальный, выход газа	мм	100	100 150	250 300	300 400
Диаметр номинальный, дренаж	мм	100	100 150	150	150

Таблица 1.4-Технико-экономические показатели нефтегазосепаратора КСУ

Параметр	Ед. изм.	значение или определяющий показатель			
Объем номинальный	м ³	25	50	100	150
Объемная производительность, ▪ по нефти; ▪ максимальная по газу	м ³ /ч	50-300 70000	100- 600 93500	200-1200 140000	300-1800 187000
Давление расчетное	МПа	1,0	1,0	1,0	1,0
Рабочая температура среды	°С	от 0 до 100	от 0 до 100	от 0 до 100	от 0 до 100
Унос жидкости газом	г/м ³	до 0,1	до 0,1	до 0,1	до 0,1
Унос свободного газа жидкостью	%	до 1	до 1	до 1	до 1

2 СИСТЕМА СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА Х МЕСТОРОЖДЕНИИ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ

Исходные данные для данной работы взяты с реального Х месторождения Красноярского края (рис. 2.1), а именно расход, состав исходного потока, обводненность, плотность, минерализация, ДНП, фракционный состав, а также давление и температура входящих потоков со всех кустовых площадок.



Рисунок 2.1-Месторождения Красноярского края [18]

Информация скрыта, так как является коммерческой тайной.

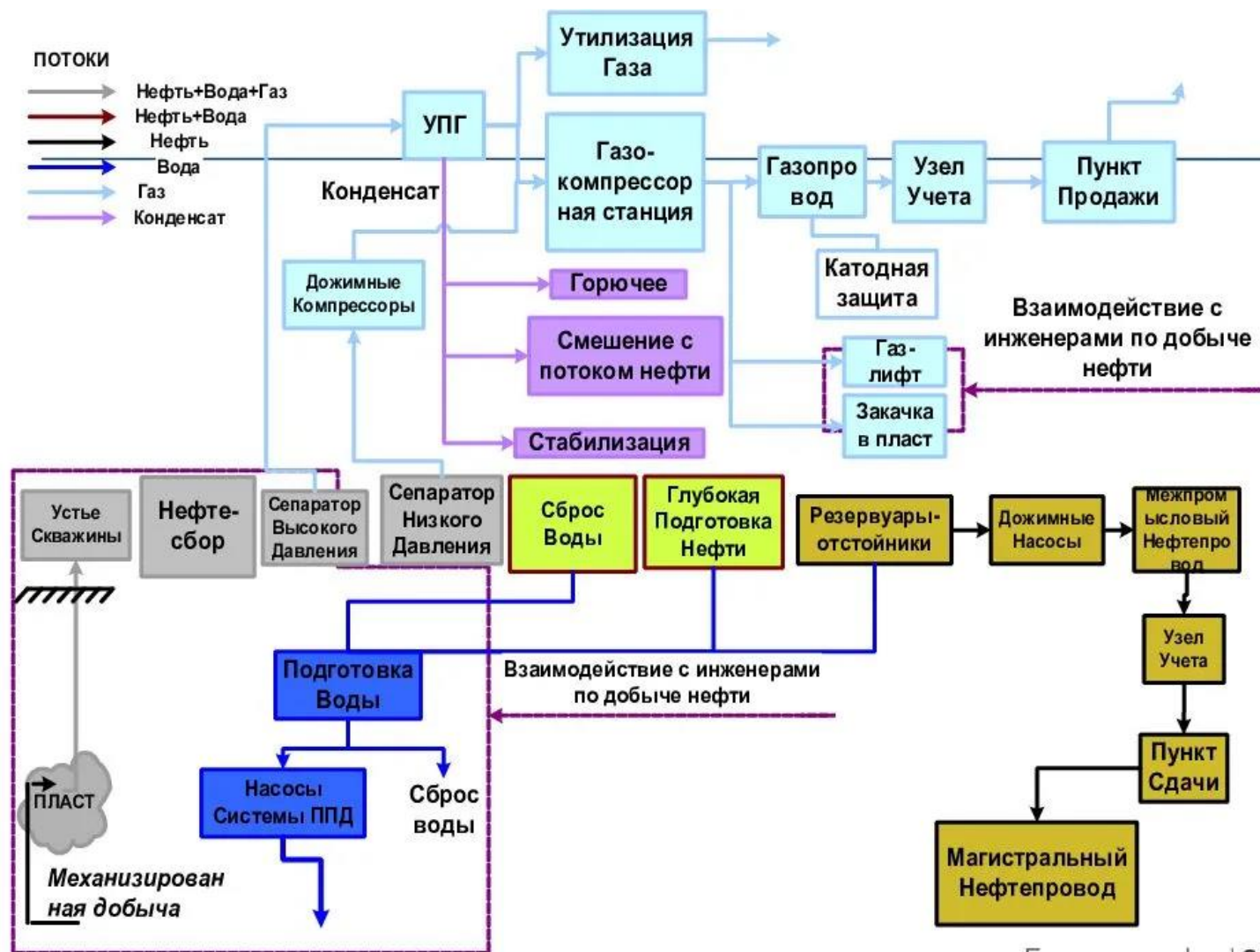


Рисунок 2.2-Схема первичной подготовки нефти [20]

Схема первичной подготовки нефти представлена на рисунке 2.2. Весь процесс подготовки начинается с механизированной добычи нефти и транспортировкой эмульсии со всех кустовых площадок месторождения до пункта первичной подготовки нефти. Данный пункт представляет собой комплекс обезвоживающих, обессоливающих и стабилизирующих процессов, представленных сепараторами разного типа и разного назначения. Сепарационное оборудование представлено гравитационными сепараторами высокого и низкого давления для понижения количества механических примесей, содержания воды и солей, а также электродегидраторы для более глубокой подготовки нефти по таким показателям качества, как содержание воды и хлорсодержащих солей. Следующий этап подготовки — это стабилизация нефти, которая проходит в резервуарах-отстойниках, либо концевых сепараторах. Далее нефть поступает через дожимную станцию в пункт сдачи нефти с узлом учета для сдачи в магистральный нефтепровод «Куюмба-Тайшет».

Отделившийся газ поступает в узел подготовки газа с дальнейшей его стабилизацией, либо направление на газокompрессорную станцию для сдачи в газопровод. Также, данный газ может быть использован, как горючее, для стабилизации нефти, для смешения потока с вязкой нефтью, для газ-лифта и закачки в пласт.

Отделенная вода поступает на установку подготовки воды с прохождением через фильтрационные установки с дальнейшим её распределением на два потока: утилизация, либо направление на насосный блок с целью поддержания пластового давления.

3 ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ СЕПАРАЦИОННОГО БЛОКА СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА Х МЕСТОРОЖДЕНИИ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ

Данная выпускная работа выполнена в ПО Aspen HYSYS V11. Данный программный комплекс используется для моделирования и исследования химико-технологических процессов и, в частности, для исследования процессов подготовки и переработки нефтегазового сырья.

База данных в ПО HYSYS позволяет вычислять физические свойства сложных неидеальных смесей. Библиотека программы содержит расчетные модели большинства типовых технологических аппаратов, позволяющих пользователю быстро описывать различные производственные процессы.

Проектирование в данном комплексе осуществляется в следующей последовательности [21]:

- Выбор веществ и уравнений для расчёта их свойств;
- Формирование технологической схемы и её расчёт;
- Вывод результатов.

Для каждого этапа предполагается свой отдельный модуль, каждый из них состоит из других подмодулей. Взаимосвязь между этапами прямая, однако вернуться на предыдущий можно в любой момент.

Программное обеспечение включает [21]:

- База данных о физико-химических свойствах 10 тыс. различных веществ;
- 27 альтернативных пакетов для расчета физических свойств смесей;
- Пакет для описания нефтяных фракций и расчета их свойств;
- Методы термодинамических расчетов фазового равновесия в трехфазных системах «пар-легкая жидкость-тяжелая жидкость»;

- Компьютерные модели ректификационных и абсорбционных колонн, парожидкостных сепараторов, химических реакторов, теплообменников, кипятильников и холодильников, компрессоров, насосов и т.д.;

- Средства визуализации схем;

- Графические и текстовые редакторы;

- Математические методы и программные средства расчета и оптимизации химико-технологических схем, в том числе, с обратными связями;

- Средства формирования отчетов о результатах моделирования;

- Средства создания новых компьютерных моделей аппаратов химической технологии;

- Средства расширения существующей базы данных о физико-химических свойствах компонентов;

- Средства настройки интерфейса системы.

Перечисленное информационно-методическое и программное обеспечение системы позволяет эффективно решать широкий круг задач, возникающих при исследовании и оптимизации химико-технологических процессов, а полученные результаты, как правило, пользуются доверием в проектных и производственных организациях.

Особенностью реконструкции сепарационной установки является то, что ее реализация существенно повышает показатели установки подготовки нефти, не требуя значительных капитальных затрат.

Стандартная схема сепарации нефти является примером установки предварительного сброса воды, а также установки подготовки нефти.

На действующем месторождении процесс сепарации нефти предназначен для проведения комплекса операций по дегазации, обессоливанию, обезвоживанию и удалению механических примесей с целью доведения поступающей жидкости с кустовых площадок до требований ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия» [22].

По степени подготовки нефть разделяют на группы 1-3 (таблица 3.1).

Таблица 3.1 - Группы нефти [22]

Наименование показателя	Норма для нефти группы		
	1	2	3
1 Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0
2 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм, не более	100	300	900
3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05		
4 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)		
5 Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, млн (ppm), не более	10	10	10

Компонент	Тип	Группа
H ₂ S	Чистый компонент	
M-Mercaptan	Чистый компонент	
Hydrogen	Чистый компонент	
E-Mercaptan	Чистый компонент	
CO ₂	Чистый компонент	
Nitrogen	Чистый компонент	
Methane	Чистый компонент	
Ethane	Чистый компонент	
Propane	Чистый компонент	
i-Butane	Чистый компонент	
n-Butane	Чистый компонент	
i-Pentane	Чистый компонент	
n-Pentane	Чистый компонент	
n-Hexane	Чистый компонент	
NaCl	Чистый компонент	
Na ₂ SO ₄	Чистый компонент	
H ₂ O	Чистый компонент	

Рисунок 3.1-Исходные компоненты смеси

Информация скрыта, так как является коммерческой тайной.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г1	Стромко Валентин Александрович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску. Стоимость электроэнергии – 5,9 руб. кВт*ч – для юр лиц. Оклад руководителя проекта – 38800руб. в месяц. Оклад исполнителя – 17000 руб. в месяц.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Значение показателя интегральной ресурсоэффективности – не менее 0,8 баллов из 1,0</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды – 30,2 %</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований. 2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Бюджет научно-технического исследования (НТИ) 1. Определение трудоемкости выполнения работ; 2. Разработка графика проведения научного исследования; 3. Бюджет научно-технического исследования; 4. Основная заработная плата исполнительской темы;</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей),</i>	<i>Определение интегрального финансового показателя разработки, интегрального</i>

<i>финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>показателя ресурсоэффективности разработки и интегрального показателя эффективности</i>
---	--

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Карта сегментирования
2. Матрица SWOT
3. График Ганта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ШБИП ТПУ	ОСГН Гасанов Магеррам Али оглы	Доктор экон.наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Стромко Валентин Александрович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Потенциальные потребители результатов испытаний

В ходе выполнения квалификационной работы, был проведён расчет трехфазного сепаратора, как основного в технологической цепочке и самого дорогостоящего в установке подготовки нефти. Было выявлено, что основным рынком для данной разработки являются крупные нефтяные и газовые компании (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Потенциальные потребители

		Вид исследования		
		Расчет сепаратора	Подбор и анализ работы	Конструирование сепаратора
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			
	«Славнефть-Красноярскнефтегаз»		«ВСНК»	
				«Нордимперил»

В различных исследованиях трехфазных сепараторов нуждаются в основном крупные и средние компании, так как у них очень большие объемы добываемых ископаемых. Крупным и средним компаниям важен расчет и подбор сепаратора, так как каждый состав нефти требует к себе различные характеристики. А от качества товарной нефти зависит её стоимость, число потенциальных клиентов и динамика спроса.

В таблице 4.2 приведены практические примеры эффективности применения трехфазных сепараторов производства НПП «Контэкс» (г. Самара) в различных нефтегазодобывающих компаниях.

Таблица 4.2 – Сведения о работе трехфазных сепараторов

Объект	Нефтяная компания	Марка трехфазного сепаратора	Объем аппарата	Год ввода в эксплуатацию	Производитель, м ³ /сут	Свойства нефти			Содержание в воде	
						плотность, г/см ³	обводненность		нефти	мех. Примесей
							на входе	на выходе		
УППН «Оса»	Лукойл-Пермь	ТФС-Т-100	100	2004	1200-5500	0,884	86	1-18	45-170	20-130
Грековская УПСВ	ЮКОС	ТФС-Л-100	100	1996	2300-2800	0,83	66		80-120	85-150
Родниковская УПСВ	ТНК-ВР	КДФ-100	100	2006	1400	0,85	39	8-11	2-7	-
Покровская УПН	ТНК-ВР	ТФС-Г-100	100	2007	5600	0,85	62	1,8-8 3-10	112-184	-
Пономаревская УПН	ТНК-ВР	ТФС-200	200	2003	3250-3300	0,85	11	1,6-2,2	48-61	-
Герасимовская УПСВ	ЮКОС	ТФС-Л-100	100	2004	8800	0,82	79-84	0,8-1,8	33-48	-

4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.2.1 Анализ конкурентных преимуществ сепараторов

Трехфазный сепаратор используют в нефтегазовой отрасли при подготовке добытого углеродистого сырья до товарных требований. Полезное действие сепараторного оборудования основывается на разделении рабочих масс с учетом их агрегатного состояния (нефть и газ характеризуются меньшей массой по сравнению с пластовой водой).

Ввиду высокого финансового порога входа в бизнес и необходимости наличия высокотехнологичных производств, конкуренция на рынке трехфазных сепараторов представляет собой олигополию.

Применяют трехфазные сепараторы в различных сферах нефтеперерабатывающей промышленности:

- на нефтяных месторождениях — для очищения газосодержащих субстанций от любых лишних примесей, чтобы подготовить их для последующей транспортировки и/или переработки;

— в местах обработки нефти — для получения готового к реализации продукта.

С целью проведения исследования конкурентных технических решений были рассмотрены модели трехфазных сепараторов типа ТФС трех различных российских производителей:

Первая модель: сепаратор трехфазный ТФС производства компании «Пензенский завод энергетического машиностроения» (рисунок 4.1), который применяется для сепарации нефтяной эмульсии, предварительного сброса свободной воды, обезвоживания нефти на УПСВ и УПН. Используется при плотности нефти более $0,85 \text{ г/см}^3$. В таблице 4.3 условное обозначение сепаратора – «Бс».



Рисунок 4.1 [24]– Трехфазный сепаратор ТФС производства компании «Пензенский завод энергетического машиностроения»

Преимущества:

- отличается высокими показателями по качеству подготовки нефти, высокой технологической надежностью при нестабильных режимах подготовки нефти;
- позволяет производить процесс сепарации и обезвоживания нефти как с ее предварительным подогревом, так и без подогрева при естественных температурах;
- отличается простотой конструкции внутренних устройств и легкостью проведения ремонтных и профилактических работ.

Вторая модель: сепаратор трехфазный ТФС производства компании «Саратовский резервуарный завод», который используются в качестве нефтесепарационных установок, в составе установок предварительного сброса воды и установок товарной подготовки нефти на нефтепромысловых предприятиях (рисунок 4.2). В таблице 4.3 условное обозначение сепаратора - «Бс1».



Рисунок 4.2 [25]– Трехфазный сепаратор ТФС производства компании «Саратовский резервуарный завод»

Преимущества:

- отличается простотой конструкции внутренних устройств и легкостью проведения ремонтных и профилактических работ;
- конструкция из высококачественных низколегированных сталей;
- улучшенная антикоррозионная обработка внешней и внутренней поверхностей.

Третья модель: сепаратор трехфазный ТФС производства Поволжского завода «Спецмаш», которые успешно эксплуатируются в различных отраслях промышленности на производственных предприятиях нашей страны, а также стран ближнего зарубежья (рисунок 4.3). В таблице 4.3 условное обозначение сепаратора – «Бс2».



Рисунок 4.3 [26]– Трехфазный сепаратор производства Поволжского завода «Спецмаш»

Преимущества:

- высокое качество производства, соответствие действующей нормативной документации: ГОСТам и ОСТам;
- оптимальные показатели по качеству подготовки нефти, повышенная технологическая надежность при нестабильных режимах подготовки нефти.

4.2.2 Анализ конкурентных технических решений

Согласно техническим и экономическим показателям проранжирована деятельность производителей по удельному весу их значимости.

Результаты исследований представлены в таблице 4.3.

По таблице 4.3 видно, что наиболее эффективно использовать трехфазный сепаратор Пензенского завода энергетического машиностроения, так же он является наиболее надежным по сравнению с другими способами очистки.

Конкурент 1 – Саратовский резервуарный завод.

$$k_1 = B_c / B_{c1} = 63 / 55 = 1,15$$

Конкурент 2 – Спецмаш.

$$k_2 = B_c / B_{c1} = 63 / 54 = 1,17$$

В каждом случае предприятие признано конкурентоспособным, т.к. $K > 1$.

Таблица 4.3 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений по внедрению модернизированного трёхфазного сепаратора ТФС

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _с	Б _{с1}	Б _{с2}	К _с	К _{с1}	К _{с2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение качества товарной нефти	0,15	4	3	5	0,6	0,45	0,75
2. Соответствие сепаратора заявленным критериям производителя	0,03	5	4	5	0,15	0,12	0,15
3. Повышение эффективности подготовки нефти	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
4. Общее повышение производительности подготовки нефти	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
5. Отсутствие рисков по повышению износа оборудования	0,09	5	4	4	0,45	0,36	0,36
6. Простота ремонта	0,12	5	4	3	0,6	0,48	0,36
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Увеличение конкурентоспособности продукта за счет повышения качества товарной нефти	0,15	5	5	5	0,75	0,75	0,75
2. Удешевление процесса подготовки нефти	0,15	5	3	3	0,75	0,45	0,45
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,15	5	5	5	0,75	0,75	0,75
4. Послепродажное обслуживание	0,05	5	5	5	0,75	0,75	0,75
5. Финансирование научной разработки	0,03	5	4	4	0,75	0,6	0,6
6. Срок выхода на рынок	0,06	4	5	4	0,6	0,75	0,6
7. Наличие сертификации	0,07	5	5	3	0,75	0,75	0,45
Итого	1	63	55	54	7,4	6,61	6,37

Б_с – Пензенский завод энергетического машиностроения;

Б_{с1} – Саратовский резервуарный завод;

Б_{с2} – Спецмаш.

При оценки конкурентности трехфазные сепараторы производства компаний «Саратовский резервуарный завод» (Бс1) и «Спецмаш» (Бс2) показывают более низкие результаты (55 и 54). В сравнительной динамике Бс2 уступает Бс и Бс1 сепараторам.

Сепаратор Бс1 набирает на 8 баллов ниже предложенного к внедрению сепаратора Бс. При оценке надежности (отношение суммы баллов выбранного сепаратора к сумме баллов сравниваемого сепаратора) сепаратор Бс лидирует над Бс1 с коэффициентом 1,15.

Таким образом сепаратор трехфазный ТФС производства компании «Пензенский завод энергетического машиностроения», согласно представленного анализа является наилучшим по сумме всех показателей, но в то же время не раскрывает на данном этапе весь свой потенциал и будет интересен в дальнейшем экономическом анализе с точки зрения конкретных решений на уровне внедрения.

Чертеж и наглядное изображение данного трехфазного сепаратора приведены в приложениях А и Б, соответственно.

4.2.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

Первый этап, составляется матрица SWOT, в которую описаны слабые и сильные стороны проекта и выявленные возможности и угрозы для реализации проекта, приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны	Слабые стороны
<p>Сильные стороны внедрения использования сепаратора:</p> <p>С1. Наличие собственной лаборатории для проведения исследований.</p> <p>С2. Наличие собственного производства.</p> <p>С3. Неизношенные основные фонды.</p> <p>С4. Экономичность и энергоэффективность технологии.</p> <p>С5. Наличие оборудования для внедрения.</p> <p>С6. Квалифицированный персонал.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Наличие элементов экологической опасности производства.</p> <p>Сл2. Отсутствие инжиниринговой услуги, способной обучить работать в рамках проекта.</p> <p>Сл3. Стандартные методы продвижения на рынке.</p> <p>Сл4. Риски повышения износа оборудования.</p>
Возможности	Угрозы
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры предприятия</p> <p>В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт</p> <p>В3. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследованиях</p> <p>В4. Повышение стоимости конкурентных моделей сепараторов</p>	<p>Угрозы:</p> <p>У1 Появление более эффективного реагента</p> <p>У2. Отсутствие спроса на новые технологии производства</p> <p>У3. Развитая конкуренция поставщиков реагентов</p> <p>У4. Введение дополнительных Государственных требований к Сертификации продукции</p>

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надёжность его реализации. Соотношения параметров представлены в таблицах 4.5–4.8:

Таблица 4.5 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и сильные стороны».

		Сильные стороны проекта					
		С1	С2	С3	С4	С5	С6
Возможности проекта	В1	+	+	+	-	-	-
	В2	+	-	-	+	-	+
	В3	-	-	-	-	-	-
	В4	-	-	-	+	-	-

Таблица 4.6 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	-	+	-
	B2	+	+	+	-
	B3	+	-	-	-
	B4	-	-	-	+

Таблица 4.7 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны».

Сильные стороны проекта							
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5	C6
	У1	+	-	-	+	-	-
	У2	+	-	-	+	-	-
	У3	+	+	+	-	-	-
	У4	-	-	-	-	+	+

Таблица 4.8 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и слабые стороны».

Слабые стороны проекта						
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	У1	+	-	+	-	-
	У2	-	+	-	-	-
	У3	+	+	+	-	-
	У4	-	-	-	+	+

В процессе анализа трехфазового сепаратора проведен SWOT-анализ, результаты которого представлены в таблице 4.9.

Вывод по SWOT-анализу: в ходе анализа были рассмотрены все сильные и слабые стороны проекта, а также разъяснены все его последствия. Как позитивные, так и негативные – возможности и угрозы. SWOT-анализ показал что, данная разработка может иметь два кардинально отличающихся исхода событий. Первый это очень хороший вариант, при котором к данной разработке появится интерес у сторонних производителей, исследователей за счет внедрения инновационного реагента. Что приведет к увеличению

финансирования и появлению новых кадров, которые ускорят разработку либо при помощи своей высокой квалификации, либо простым увеличением количеством исполнителей, что позволит более быстро проводить некоторые этапы разработки. Вторым вариантом это тот при котором исследование будет либо закрыто, либо будет двигаться к конечному этапу с сильным промедлением из-за сокращения поставок, смена поставщика, политическая нестабильность, либо отсутствия возможности проведения сертификации и стандартизации продукта.

Таблица 4.9 – Матрица SWOT внедрения использования сепаратора

	<p>Сильные стороны внедрения использования сепаратора:</p> <p>С1. Наличие собственной лаборатории для проведения исследований.</p> <p>С2. Наличие собственного производства.</p> <p>С3. Неизношенные основные фонды.</p> <p>С4. Экономичность и энергоэффективность технологии.</p> <p>С5. Наличие оборудования для внедрения.</p> <p>С6. Квалифицированный персонал.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Наличие элементов экологической опасности производства.</p> <p>Сл2. Отсутствие инжиниринговой услуги, способной обучить работать в рамках проекта.</p> <p>Сл3. Стандартные методы продвижения на рынке.</p> <p>Сл4. Риски повышения износа оборудования.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры предприятия</p> <p>В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт</p> <p>В3. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследованиях</p> <p>В4. Повышение стоимости конкурентных моделей сепараторов</p>	<p>СиВ:</p> <p>Проведение лабораторного исследования на предмет использования трехфазных сепараторов с учетом качества полученной при этом нефти по Техническому регламенту, государственным стандартам.</p>	<p>СлиВ:</p> <p>Необходимость практического внедрения для полного раскрытия возможностей реагента</p> <p>Небольшой участок внедрения с учетом местной нефти.</p> <p>Отсутствие поддержки со стороны руководства предприятия</p> <p>Сокращение поставок нового реагента.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Появление более эффективного реагента</p> <p>У2. Развитая конкуренция поставщиков реагентов</p> <p>У3. Введение дополнительных Государственных требований к Сертификации продукции</p>	<p>СвиУ:</p> <p>Продвижение идеи внедрения реагента с учетом повышения качества нефтей с целью создания спроса</p> <p>Создание конкурентных преимуществ готового продукта.</p> <p>Развивающиеся конкурентные отношения.</p>	<p>СлиУ:</p> <p>Неблагоприятный сдвиг в курсах валют</p> <p>Сокращение поставок или смена поставщика</p> <p>Политическая нестабильность</p> <p>Сертификация и стандартизация и продукта</p>

4.2.4 Оценка готовности к коммерциализации

Таблица 4.10 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	3	3
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения товарной нефти на рынке	5	5
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	5	5
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	1	1
6	Проведена оценка стоимости и интеллектуальной собственности	1	1
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	1	3
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	2
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	4	5
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	4
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	2
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	1	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	2
15	Проработан механизм реализации научного проекта	2	5
	ИТОГО БАЛЛОВ	36	47

4.3 Инициация проекта

Перечень процессов инициации состоит из процессов, которые осуществляются с целью определения нового проекта или новой фазы существующего (табл. 4.11). В рамках процессов инициации определяются

изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта. Данная информация закрепляется в Уставе проекта.

Таблица 4.11 – Цели и результаты проекта

Цели проекта	Оптимизация обвязки сепараторов с повышением качества полученной при этом нефти с допустимыми нормами по ГОСТ Р 51858-2002
Ожидаемые результаты проекта	Получение результатов по исследованию повышения качества подготовки товарной нефти при помощи модернизированной обвязки сепараторов
Критерии приемки результата проекта	Повышение качества получаемой товарной нефти
Требования к результату проекта	Определение реального качества товарной нефти и соответствие группового состава по ГОСТ Р 51858-2002

4.4 Бюджет научного исследования

4.4.1. Зарботная плата исполнителей проекта

В данную работу включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме.

Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

Таблица 4.12 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоёмкость. Чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Страховые отчисления, руб.	Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс. руб.
1	Составление и утверждение тех. Задания	Главный инженер	2,8	1032	375,6	2889,6
2	Выбор	Главный инженер	6,6	1041	893,2	6870,6
3	Подбор и изучение материалов по теме	Главный инженер	12,6	1045	1711,7	13167
4	Календарное планирование работ по теме	Главный инженер, слесарь по ремонту	3,2	954,3	397,0	3053,76
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Слесарь по ремонту	8,4	50,4	55,0	423,36
6	Разработка опытного образца	Слесарь по ремонту	5,8	50,4	38,0	292,32
7	Оценка результатов исследования	Главный инженер, слесарь по ремонту	4,6	1170,5	700,0	5384,3
8	Составление пояснительной записки	Главный инженер, слесарь по ремонту	12,6	1170,5	1917,3	14748,3
Итого:						46829,24

Фонд оплаты труда – общая сумма денежных средств, выплачиваемых работникам предприятия по сдельным расценкам, тарифным ставкам, окладам, а также доплат, надбавок и премий в течение определенного периода времени.

Взносы во внебюджетные фонды составляют 30,4%.

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Ззп = Зосн + Здоп; \quad (1)$$

где Зосн – основная заработная плата;

Здоп – дополнительная заработная плата (12-20 % от Зосн).

Основная заработная плата (Зосн) исполнителей рассчитывается по следующей формуле:

$$Зосн = Тр \cdot Здн; \quad (2)$$

где Зосн – основная заработная плата одного работника;

Тр – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. Дн.;

Здн – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Здн = (Зм \cdot М) / Fд \quad (3)$$

$Здн = 38800 \cdot 10,4 / 199 = 2027$ руб. – главный инженер;

$Здн = 17000 \cdot 10,4 / 199 = 88,8$ руб. – слесарь по ремонту,

где Зм – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. Дня М = 11,2 месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. Дней М = 10,4 месяца, 6-дневная неделя;

Fд – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. Дн.

Месячный должностной оклад главного инженера:

$$Зм = Зтс \cdot (1 + kпр) \cdot kр = 38800 \cdot (1 + 0,3) \cdot 1,3 = 65572 \text{ руб.} \quad (4)$$

где Зтс – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

kпр – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от Зтс);

kр – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 4.13 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Главный инженер	Слесарь по ремонту
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: - выходные - праздничные	66	66
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	58 14	48 14
Действительный годовой фонд рабочего времени	227	237

Тарифная заработная плата $Z_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{с1} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

Месячный должностной оклад слесаря 1 разряда:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр}) \cdot k_r = 17000 \cdot (1 + 0,3) \cdot 1,3 = 28730 \text{ руб.} \quad (4)$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

k_r – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

4.4.2. Затраты на специальное оборудование

Амортизация – это процесс переноса стоимости основных средств на стоимость произведенной и проданной конечной продукции по мере их износа, как материального, так и морального.

Для расчета амортизационных отчислений необходимо помнить, что к амортизируемому имуществу относятся основные средства со сроком службы более 12 месяцев и стоимостью более 40000 руб. По остальным основным

средствам амортизация не начисляется, они в полном объеме списываются на издержки производства.

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается по формуле:

$$AO = Пс \cdot На : 100 \quad (5)$$

где Пс – первоначальная стоимость основного средства, руб.

На – годовая норма амортизационных отчислений, %

На = 100: Срок службы в годах

Данные по расчету амортизации приведены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Расчет годовых амортизационных отчислений

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Годовая сумма амортизационных отчислений, тыс. руб.
Фильтр газоотделитель	6	864,45	12	8,3	38,55
Расходомер	6	505,00	10	10,0	40,50
Датчик уровня ультразвуковой	6	409,95	15	6,7	7,37
Клапан обратный	6	435,07	10	10,0	3,51
Итого:		8748,05			778,67

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Здоп = кдоп \cdot Зосн = 0,13 \cdot 65572 = 8524,4 \text{ руб} \quad (6)$$

$$Здоп = кдоп \cdot Зосн = 0,13 \cdot 28730 = 3734,9 \text{ руб,}$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

4.4.3 Затраты на накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов:

- Оплата труда, включая страховые взносы
- Хозяйственно - материальное обеспечение
- Износ и ремонт оборудования
- Коммунальные платежи,
- Аренда;
- Переподготовка сотрудников и др.

Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{накл} = (Z_{осн} + Z_{доп} + Z_{внеб}) \cdot 0,16$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов принята в размере 16%.

Таблица 4.15- Накладные расходы, руб.

Накладные расходы	Главный инженер	Слесарь 1 разряда
$Z_{осн}$	65572	28730
$Z_{доп}$	8524,4	3734,9
$Z_{накл}$	11855,4	5194,4

4.4.4 Затраты на монтаж и испытание оборудования

Суммарные затраты на монтаж и испытание обвязки оборудования для проведения модернизации приведены в таблице 4.16.

Таким образом, затраты на модернизацию составляют 40873,23 тыс. руб, а годовые эксплуатационные затраты 778,67 тыс. руб.

Таблица 4.16 – Суммарные затраты на модернизацию и эксплуатацию обвязки оборудования тыс. руб.

Наименование затрат	Сумма затрат, тыс. руб.	Удельный вес затрат, %
Единовременные затраты		
Затраты на оборудование, включая монтаж оборудования	28911,55	70,735
Текущие затраты		
Вспомогательные материалы	11,08	0,027
Фонд оплаты труда	1278,74	3,129
Страховые взносы	118,20	0,289
Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	1,58	0,004
Амортизация	778,67	1,905
Текущий ремонт	8748,05	21,43
Электроэнергия	1025,36	2,509
Итого:	40873,23	100,000

4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности (таблица 4.17-4.18). Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определялся по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп. } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (7)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп. } i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения проекта.

Таблица 4.17 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	4	3
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	3	4
3. Помехоустойчивость	0,15	5	4	3
4. Энергосбережение	0,20	5	4	2
5. Надежность	0,25	5	5	5
6. Материалоёмкость	0,15	1	2	3
ИТОГО	1	25	22	20

Таблица 4.18 – Сравнительная эффективность разработки

№п/п	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,63	0,76	1,0
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,25	3,8	3,45
3	Интегральный показатель эффективности	6,75	5,00	3,45
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,0	0,74	0,51

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{\text{исп1}} = 5 * 0,1 + 4 * 0,15 + 5 * 0,15 + 5 * 0,20 + 5 * 0,25 + 1 * 0,15 = 4,25;$$

$$I_{\text{исп2}} = 4 * 0,1 + 3 * 0,15 + 4 * 0,15 + 4 * 0,20 + 5 * 0,25 + 2 * 0,15 = 3,8;$$

$$I_{\text{исп3}} = 3 * 0,1 + 4 * 0,15 + 3 * 0,15 + 2 * 0,20 + 5 * 0,25 + 3 * 0,15 = 3,45.$$

Интегральные показатели эффективности всех вариантов вычисляются на основании показателей ресурсоэффективности и интегральных финансовых показателей по формуле 8:

$$I_{\text{эф.}i} = \frac{I_{\text{р}}^{\text{исп.}i}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}} \quad (8)$$

Где:

$I_{\text{эф.}i}$ – интегральный показатель эффективности i -ого варианта разработки;

$I_{\text{р}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный показатель ресурсной эффективности i -ого варианта разработки;

$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель i -ого варианта разработки;

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет понять и выбрать более эффективный вариант решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

Таким образом, наиболее экономически эффективным вариантом разработки является наш проект.

4.6 Разработка графика проведения работ

Для выполнения данного пункта использовали диаграмму Ганта, представляющую собой инструмент, позволяющий визуализировать и управлять проектами, структурировать их выполнение и видеть общую картину задач, как личных, так и организации.

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальные полосы, расположенные между двумя осями:

1. Вертикальная — это список задач;
2. Горизонтальная — это временная шкала проекта.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует привести в календарные дни формула 8.

$$T_{ki} = T_{pi} * K_{\text{кал}} \quad (8)$$

где T_{ki} - продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} - продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$K_{\text{кал}}$ коэффициент календарности.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (9)$$

Где $T_{\text{кал}}$ - количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ - количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ - количество праздничных дней в году.

Следует учесть, что расчетную величину продолжительности работ T_{ki} нужно округлить до целых чисел.




Расчетные данные сводим в таблице 4.19, на основании которой можно построить календарный план-график таблица 4.20.



Таблица 4.19 – Календарный план график

Название	Время, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Модернизация сепаратора	30	15.04	15.05	Главный инженер
Подготовительные работы	15	16.05	31.05	Слесарь по ремонту
Монтаж конструкции	10	01.06	10.06	Слесарь по ремонту
Тестирование работы новой установки	4	11.06	16.06	Главный инженер
Итого	59	15.04	16.06	

Таблица 4.20 – Календарный план – график проведения мероприятия

Вид работ	Исполнитель и	Т _к , кал, дн	Продолжительность выполнения работ																	
			апр			май			июнь			август			сент					
			2	3		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
Модернизация сепаратора	Главный инженер	30	[checkered pattern]																	

Подготовительны е работы	Слесарь по ремонту	15																
Монтаж конструкции	Слесарь по ремонту	10																
Тестирование работы новой установки	Главный инженер	4																

где  - главный инженер;
 - слесарь по ремонту;

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г1	Стромко Валентин Александрович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

<i>Оптимизация процесса обезвоживания нефти на месторождениях Западной Сибири</i>	
Введение	<p><i>Объект исследования:</i> установка сепарации <i>Область применения:</i> нефтедобывающие объекты, установка подготовки нефти <i>Рабочая зона:</i> полевые условия <i>Климатическая зона:</i> IV <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> задвижки, сепараторы, фланцевые соединения, КИП <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> обезвоживание нефти</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) статьи 297; 372; п.1 ст. 86. 2. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия; 3. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности 4. ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки (Переиздание)
Производственная безопасность при эксплуатации	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. 2. Работа с вредными веществами. 3. Превышение уровней шума и вибрации 4. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны 5. Физические перегрузки 6. Нервно- психические перегрузки 7. Недостаточная освещенность рабочей зоны 8. Укусы насекомых/животных <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. электрический ток, 2. статическое электричество, 3. короткое замыкание,

	<p>4. разрушение аппарата, работающего под давлением</p> <p>5. повышенная температура поверхностей оборудования, материалов</p> <p>6. движущиеся машины и механизмы</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: спецодежда, защитная обувь, каски защитные, перчатки, наушники, маски, очки, репелленты, москитные сетки</p>
Экологическая безопасность при эксплуатации	<p>Селитебная зона: класс опасности-I, СЗЗ -1 км</p> <p>Воздействие на литосферу: Загрязнение почвы нефтью, химическими реагентами и др., ТБО, элементы отработанного оборудования</p> <p>Воздействие на гидросферу: Разлив нефти при транспортировке, продукты жизнедеятельности персонала</p> <p>Воздействие на атмосферу:</p> <p>1.Выбросы загрязняющих веществ при запусках технологического оборудования, при продувке аппаратов.</p> <p>2.Залповые выбросы загрязняющих веществ, при сбросах на свечи и факельные хозяйства.</p>
Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	<p>Возможные ЧС</p> <p>Техногенного характера:</p> <p>-пожары (взрывы);</p> <p>-аварии с выбросом или с угрозой выброса химических опасных веществ;</p> <p><u>Наиболее типичная ЧС</u></p> <p>-пожары (взрывы)</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Стромко Валентин Александрович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Рассматривается технологическая схема сепарационной обвязки системы сбора и подготовки нефти. В результате проведенных расчетов была оптимизирована обвязка сепарационного оборудования для получения максимального количества нефти из флюида в условиях ограниченного пространства с требуемыми характеристиками по ГОСТ Р 51858-2002.

Сепараторы расположены на месторождении X Красноярского края. Сепарационное оборудование относится к категории опасных производственных объектов и представляет собой потенциальный риск для персонала и окружающей среды.

Целью раздела социальной ответственности является анализ вредных и опасных факторов труда работников, обслуживающих сепарационное оборудование и организация мер защиты от них. В разделе также рассматриваются требования техники безопасности при проведении работ, охрана труда и промышленной безопасности, охрана окружающей среды и экологической безопасности, применяемых на предприятии.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации

Трехфазный сепаратор расположен на X месторождении в Красноярском крае. Сепарация эмульсии позволяет достичь требования качества для нефти по ГОСТ Р 51858-2002. Данное месторождение соответствует требованиям СП 231.1311500.2015 и ГОСТ Р 53713-2009 [27, 28]. Трудовой процесс организован вахтовым методом.

К работе с сепаратором допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие соответствующую квалификацию, прошедшие медицинское освидетельствование и годные по состоянию здоровья, прошедшие вводный инструктаж и инструктаж на рабочем месте, обучение и проверку знаний по охране труда и промышленной безопасности, практически освоившие безопасные методы и приемы правильного обращения с механизмами, приспособлениями, инструментом.

Работники, привлекаемый к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенные для обеспечения жизнедеятельности работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха. Согласно от 30 июня 2006 г. № 90 ФЗ статьи 297 [29].

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение календарного

года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях. Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера, 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

Основные эргономические требования:

1. Сепараторы и ёмкости должны быть оборудованы площадками и маршевыми лестницами для обслуживания. Устанавливаются переходы через трубопроводы. Все они должны иметь перила высотой не менее 1250 мм.

2. Обеспечения рабочего места инструментами и расходными материалами, необходимые при работах по обслуживанию сепаратора.

3. Рабочее место оператора в операторной должно быть изолировано от превышающих норм избытка тепла, пыли, влаги и вредных токсических газов. Для этого операторные располагают на расстоянии от сепараторов, емкостей и трубопроводов. Устанавливаются кондиционеры для уменьшения воздействия тепла в летний период работы.

4. Должно быть организовано хорошее освещение, вентиляция, шумоизоляция и пожарная безопасность. Для обслуживания трубопроводов, запорной арматуры и сепараторов в темное время суток устанавливается уличное освещения. Здание операторной оснащается вентиляцией, шумоизоляционными окнами, пожарным инвентарем и огнетушителями.

5.2 Производственная безопасность при эксплуатации

5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать. Сырье и готовая продукция, применяемые и получаемые на установке по своему химическому составу, представляют органические соединения, состоящие в основном из углерода и водорода. Углеводородные газы обладают наркотическим действием, влияют на центральную нервную систему. Могут образовывать с кислородом воздуха взрывоопасные смеси. В таблице 5.1 представлены «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы».

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 [30])	Нормативный документ
Отклонение показателей микроклимата	СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [31]
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристиками шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [32]
Недостаточная освещенность рабочей зоны	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [33]
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.2.007-03. Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические [34]
Работа с вредными веществами (химические факторы)	ГОСТ 12.1.007-76. Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [35]
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	ГОСТ 5542-2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения [36]
Физические перегрузки	Р 2.2.2006-05. Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей

	среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда [37]
Нервно-психические перегрузки	Р 2.2.2006-05. Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда [37]
Укусы насекомых/животных	ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ. Одежда специальная для защиты от насекомых и паукообразных [38]
Статическое электричество	ГОСТ 12.4.124-83. Средства защиты от статического электричества. [39]
Короткое замыкание	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление. [40]
Разрушение аппарата, работающего под давлением	ГОСТ 34347-2017. Сосуды и аппараты стальные сварные. [41]
Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов	ГОСТ 12.2.061-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам [42]
Движущиеся машины и механизмы	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [43]
Вибрация	ГОСТ 26568-85 Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация [44]

5.2.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Персонал, обслуживающий трехфазный сепаратор подвержен воздействию вредных факторов, приведённых ниже:

1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. Работы по обслуживанию трехфазного сепаратора происходят на открытых площадках. Климат на территории выполнения работ резко-континентальный. Зимой температура воздуха понижается до минус 50° – минус 60°С, а летом поднимается до 35° – 40°С. Холодная температура может привести к обморожению и переохлаждению, а высокая температура может привести

гипертермии и солнечному удару. Работающий персонал на улице на открытой местности зимой и летом в каждом из климатических регионов должны быть обеспечены спецодеждой. В целях предотвращения тяжелых последствий для здоровья работников предприятия пребывание на открытом воздухе и в неотапливаемых производственных помещениях в условиях низких температур рекомендуем ограничить 1 часом с последующим обогревом в течении не менее 30 минут. При этом при обогреве работнику необходимо в обязательном порядке снять верхнюю одежду, для прогрева тела. В помещениях для обогрева должна поддерживаться температура воздух 22-24 °С в зимнее время и 23-25 в летнее.

2. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. В летний период сотрудники, работающие в таёжной местности подвержены воздействию укусов насекомых. Насекомые наносят урон самочувствию человека, а еще считаются переносчиками всевозможных болезней. К этим насекомым относятся: клещи, комары, слепни. Средствами индивидуальной защиты от воздействия насекомых являются: противоэнцефалитные костюмы, сетки павловского, инсектицидные средства, репелленты для отпугивания насекомых. (ГОСТ Р 12.4.296- 2013) [38]. Основное профилактическое мероприятие – противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу, также Общество оплачивает страховой полис «Антиклещ».

3. Превышение уровней шума. Технологические процессы в нефтегазовой промышленности вырабатывают сильный шум воздействующие на общее состояние и здоровье персонала. В результате исследований установлено, что шум осложняет условия труда. Действие шума быстро утомляет, мешает средоточию и вредно влияет на слуховой аппарат человека, шумовое воздействие и методы его оценки регламентированы ГОСТ 12.1.003- 2014 [32]. Максимально допустимые значения до 75 децибел.

Методы борьбы с шумом при обслуживании трехфазного сепаратора:

- для газопроводов и нефтепроводов выбраны оптимальные диаметры труб;

– средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники.

4. Повышенная загазованность. Загазованность при обслуживании трехфазного сепаратора способствует достижения взрывоопасной концентрации газа в воздухе.

Предел допустимой взрывоопасной концентрации газа в воздухе составляет 300 мг/м^3 согласно ГОСТ 5542-2014 [36].

Требуется постоянный контроль газовоздушной среды, не допускать утечек газа из установок. Для анализа газовоздушной среды работник должен применять газоанализатор. В трехфазном сепараторе должны предусматриваться мероприятия по герметизации сепаратора и установки датчиков анализа газовоздушной среды.

Для защиты от возможного действия данного фактора применяются газоанализаторы стационарные типа СГОЭС, а также портативные переносные газоанализаторы GasAlert Microclip, выдаваемые работникам и персоналу подрядных организаций при выполнении работ на ОПО, сигнализирующие достижение концентрации метана в воздухе рабочей зоны в двух порогах – 10% от НКПР и 20% от НКПР метана.

5. Химические факторы Попутный нефтяной газ, содержащий пары легких углеводородов (ПДК 300 мг/м^3), относится к веществам 4-го класса опасности. Для защиты от данного фактора на предприятии организован периодический контроль и отбор проб газовоздушной среды в утвержденных точках переносным портативным газоанализатором КОЛИОН 1В-03, показывающим содержание паров углеводородов нефти в мг/м^3 и сигнализирующем о превышении порога ПДК.

6. Физические перегрузки. При монтаже и в процессе эксплуатации у персонала, работающего с данным оборудованием, могут возникать физические перегрузки в процессе проведения погрузочно-разгрузочных работ. При этом необходимо руководствоваться действующими на предприятии локальными нормативными документами в части организации проведения таких работ. Любое предприятие должно стремиться к максимальной механизации ручного

труда, а с учетом рисков, возникающих на ОПО, эксплуатационный персонал должен быть ограничен от факторов, способных повлиять на способность быстрой оценки возможных нештатных ситуаций и правильности принятия соответствующих действий, направленных на их устранение. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается.

7. Нервно- психические перегрузки при производстве работ по разработке проекта модернизации оборудования, его монтажу и в процессе эксплуатации неизбежно сталкиваются с нервно-психическими перегрузками, связанными с напряженностью трудового процесса, возникающими от умственного перенапряжения, в том числе вызванное информационной нагрузкой; монотонностью труда – эмоциональные перегрузки. Для минимизации действия данного фактора необходимо соблюдать режим труда и отдыха. На ОПО зачастую оборудуются комнаты отдыха и психологической разгрузки для персонала, наиболее подверженному данному типу нагрузок.

8. Недостаточная освещенность рабочей зоны Воздействие данного фактора может возникать при выполнении работ в темное время суток. Освещение рабочей зоны должно составлять не менее 200 лк, а при выполнении сварочных работ необходимо предусматривать дополнительное освещение в 400 лк.

Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: маски, очки, сертифицированные электроинструменты и электроприборы.

9. Повышенный уровень вибрации Появление данного вредного фактора вызвано тем, что через сепарационное оборудование проходят потоки флюида со скоростью от 0,6 до 1,2 м/с. При этом поток постоянно ударяясь о стенки и перегородки аппарата. Вследствие этого возникает вибрация. Под воздействием вибрации может возникать усталость, а как следствие низкий уровень производительности труда оператора. Режим труда должен устанавливаться при показателе превышения вибрационной нагрузки на оператора не менее 1 дБ (в

1,12 раза), но не более 12 дБ (в 4 раза). При показателе превышения более 12 дБ (в 4 раза) запрещается проводить работы и применять машины, генерирующие такую вибрацию. Основным способом обеспечения вибробезопасности должно быть создание и применение вибробезопасных машин. Создание вибробезопасных машин должно обеспечиваться применением методов, снижающих вибрацию в источнике возбуждения, которые приведены в ГОСТ 26568-85 [44].

5.2.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

При ведении технологического процесса в трехфазном сепараторе присутствуют различные опасные факторы, такие как: давление, электрический ток, статический ток.

1. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением). Трехфазные сепараторы находятся под давлением, намного превышающим атмосферное. В связи с этим для обеспечения безопасности и осуществления технологического процесса устанавливаются манометры для контроля за давлением. Превышение допустимых значений давления может привести к взрыву. Представлены требования в ГОСТ 34347-2017 к конструкции, к материалам, изготовлению, приемке и комплектации сосудов под давлением [41]. Для предотвращения образования давления превышающее рабочее устанавливаются предохранительные клапана с учетом пропускной способности. Во избежание разрушения оборудования под действием давления, он должен подвергаться техническому диагностированию, неразрушающему, разрушающему контролю, в том числе до выработки ими назначенного ресурса (срока службы), в соответствии с требованиями, установленными в руководстве

(инструкции) по эксплуатации, производственных инструкциях и иных распорядительных документах, принятых в эксплуатирующей организации. Подготовка рабочего места и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

2. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека Данный фактор воздействует на работников на всех этапах модернизации сепаратора.

Для защиты работников от действия данного фактора, необходимо применять сертифицированный электроинструмент и электроприборы (ЭВМ, сварочный аппарат, угловая шлифовальная машина и т.д.), регулярно проводить их проверку, перед началом использования осматривать их. Персонал, использующий в работе электроинструмент относится к электротехническому, и должен быть обучен на соответствующую группу допуска (II группа для электротехнического персонала, обслуживающего электроустановки напряжением до 1000 В), регулярно (не реже одного раза в год) проходить проверку знаний.

3. Электрический ток. Работники, обслуживающие трехфазный сепаратор подвержены воздействию электрического тока при эксплуатации средств автоматизации, при проведении огневых работ. Проводятся мероприятия по электробезопасности для предотвращения опасных ситуаций для здоровья и жизни работника.

4. Статическое электричество. При трении двух диэлектриков или диэлектриков об металл появляется статическое электричество, могут накапливаться заряды на поверхностях трущихся веществ. Может произойти разряд при определенной величине, который может воспламенить горючую смесь. Все металлическая аппаратура и сепараторы для защиты от статического электричества должны быть заземлены. Заземление проверяется после ремонтных работ и один раз в год в обязательном порядке.

По принципу действия средства коллективной защиты от статического электричества делятся на следующие виды: нейтрализаторы, заземляющие устройства, антиэлектростатические вещества, увлажняющие устройства, экранирующие устройства.

Средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения делятся на: предохранительные приспособления антиэлектростатические приспособления, антиэлектростатическая обувь, антиэлектростатическую спец.одежда, антиэлектростатическая защита рук.

5. Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов. Повышенная температура поверхностей оборудования может возникнуть в процессе сварочных работ во время монтажа дополнительного оборудования в рамках модернизации сепаратора. Данный фактор может быть обусловлен, как необходимостью прогрева свариваемых элементов случае монтажа в зимнее время в условиях низких температур, так и в процессе сварки. Для защиты применяются соответствующие средства индивидуальной защиты (краги, костюм сварщика, каска, спецобувь).

На сварочные работы предусматривается предоставление работникам в течение рабочего времени специальных перерывов, обусловленных технологией и организацией производства и труда. Виды этих работ, продолжительность и порядок предоставления таких перерывов устанавливаются правилами внутреннего трудового распорядка. Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, в необходимых случаях предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников.

6. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования При проведении работ на нефтяных месторождениях используется автомобильный транспорт различного назначения, поэтому важно проводить мероприятия по устранению возможных механических травм, к числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и

вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов согласно ГОСТ 12.2.003-91 [43].

При осуществлении процесса транспортировки флюида используются высоконапорные насосы, вращающиеся части которых могут также представлять опасность для жизни работника. Основными правилами предосторожности являются: соблюдение правил техники безопасности, соблюдение формы одежды, повышенное внимание на рабочем месте, оградительные устройства с предупреждающими вывесками.

5.3 Экологическая безопасность при эксплуатации

Для организации охраны окружающей среды при обслуживании и эксплуатации сепаратора задачей считается определение определенных источников неблагоприятного влияния на основные элементы окружающей природной среды - атмосферу, гидросферу, литосферу, а также селитебную зону.

Селитебная зона установки имеет I класс опасности, санитарно-защитная зона составляет 1 км. Площадной объект имеет ограждение высотой 2,5 м. Перед промышленными площадками монтируются производственные аншлаги с информацией о комплектации узла, название площадки, телефон аварийной службы.

В таблице 5.3 представлены источники неблагоприятного воздействия и природоохранные мероприятия.

Таблица 5.3 – Неблагоприятные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при обслуживании и эксплуатации трехфазного сепаратора

Элемент окружающей природной среды	Негативное воздействие на окружающую среду	Природоохранное мероприятие
------------------------------------	--	-----------------------------

Литосфера	Загрязнение почвы нефтью, химическими реагентами и др.	Предусмотреть сбор отходов, места и условия их временного хранения. Выполнение опорной рамы аппарата с отбортовкой (каре) для исключения попадания вероятных разливов в почву. Вывоз для утилизации, уничтожения, захоронения остатков нефти, химических реагентов, мусора, загрязненной земли согласно ФЗ №89 от 24.06.1998 (ред. от 29.12.2015). [45]
Атмосфера	<ul style="list-style-type: none"> •Выбросы загрязняющих веществ при пусках установки, при продувке аппаратов, технологического оборудования. •Залповые выбросы загрязняющих веществ при сбросах на свечи и факела 	<p>Планировочные мероприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> - размещение объектов и предприятия на площадке так, чтобы исключалось попадание дымовых факелов на селитебную зону; - рациональное расположение заслона между жилым районом и предприятием в виде горной гряды, леса и т.д.; - устройство санитарно-защитной зоны; <p>Технологические мероприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> - кооперацию проектируемого объекта с другими предприятиями с целью уменьшения количества "грязных производств" на предприятии. <p>При превышении давления в сепараторе выше допустимого выброс осуществляется с предохранительных клапанов в закрытую систему с последующим сжиганием газов на факеле. Операции по продувке аппарата при подготовке его к ремонту осуществляются техническим азотом (с концентрацией N₂ = 99% в факельную систему)</p>
Гидросфера	Разлив нефти при транспортировании	Исключить размещения объектов и трубопроводов вблизи озер и рек. Обеспечить герметичность трубопроводов и емкостей при транспортировке нефти.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации

Для организации охраны окружающей среды при обслуживании и эксплуатации сепаратора задачей считается определение определенных

источников неблагоприятного влияния на основные элементы окружающей природной среды – атмосферу, гидросферу, литосферу.

При эксплуатации трехфазного сепаратора могут возникнуть следующие виды чрезвычайных ситуаций:

- 1) Техногенного характера: - пожары и взрывы; - аварии с выбросом и угрозой выброса химически опасных веществ;
- 2) Природного характера: - метеорологические и агрометеорологические явления (сильный мороз и метель, бури).

Далее разберем наиболее вероятный вид ЧС пожар.

Основными причинами пожаров являются: не осторожное обращение с огнем, неисправность производственного оборудования, выделение горючих газов, искрение в электрических машинах, токи коротких замыканий, электростатические разряды, оставление без присмотра нагревательных приборов, разогрев деталей открытым огнем.

Пожарная безопасность является единым комплексом технических, организационных, эксплуатационных и режимных мероприятий по предупреждению взрывов и пожаров. Требования к пожарной безопасности изложены в Федеральном законе от 22.07.2008 №123-ФЗ [46].

Для оповещения о возникновении пожара устанавливают ручные пожарные извещатели, а также систему оповещения об аварии. Для раннего обнаружения очагов пожара по периметру установки расположены датчики пламени (инфракрасного теплового излучения).

На территории нефтегазовой промышленности необходимо соблюдать следующие требования по пожарной безопасности:

- 1) в производственных помещениях и территориях запрещается курить, должны быть вывешены знаки и плакаты с надписью: «курение запрещено». В отведенных местах для курения вывешивают знаки или плакаты «место для курения»;

2) в каждом производственном помещении должны быть первичные средства пожаротушения: огнетушители переносного и передвижного типа, пожарный инвентарь, пожарные краны.

3) пожарные краны комплектуются пожарными рукавами и стволами, закрытые и опломбированные в пожарных шкафах.

4) проведения анализа газовоздушной среды;

В случае возникновения пожара необходимо выполнить следующие действия:

- вызвать пожарную команду, сообщить о пожаре начальнику подразделения, диспетчеру ПДС, при необходимости вызвать скорую помощь;

- проверить включение в работу автоматических систем противопожарной защиты (оповещение людей о пожаре, пожаротушения) в случае отказа автоматики произвести ручной запуск;

- произвести аварийную остановку установки и согласованных с ней установок;

- при необходимости отключить электроэнергию, выключить вентиляторы, перекрыть трубопроводы, прекратить любые работы в пожарной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара;

- удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;

- принять меры по ликвидации пожара первичными стационарными и передвижными средствами пожаротушения (например, ручными огнетушителями) до прибытия подразделений пожарной охраны;

- организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был проведен анализ существующих современных способов обезвоживания и конструкции сепарационных установок. Рассмотрены различные варианты сепарационных установок, их назначение и принцип работы.

В качестве объекта исследования выбрана уникальное месторождение Красноярского края особенностью которого являются характеристики исследуемой сырой нефти, а именно «легкий» фракционный и компонентный состав, а также рабочая температура эксплуатации, так данная нефть поступает холодной (минус пять градусов Цельсия) с устья и с такой же температурой поступает на подготовку до товарных требований.

В данной дипломной работе были вынесены на обсуждение классическая и оптимизационная обвязка сепарационного оборудования установки подготовки нефти.

Первый вариант обвязки являлся достаточно возможным для качественной подготовки товарной нефти, но не являлся эффективным в целом, так как обводненность нефти превышает допустимые пределы по содержанию воды и составляет 1,97 % мас.

Второй вариант обвязки позволяет получать на выходе с установки нефть требуемых по ГОСТ Р 51858-2002 физико-химических характеристик товарного продукта (обводненность менее 0,5 % мас.) и является предпочтительным для реализации при обустройстве месторождения.

В ходе проведения сравнительной характеристики нескольких моделей было установлено, что трехфазный сепаратор ТФС производства компании «Пензенский завод энергетического машиностроения», согласно представленного анализа является наилучшим по сумме всех показателей, но в то же время не раскрывает на данном этапе весь свой технический потенциал и

будет интересен в дальнейшем экономическом анализе с точки зрения конкретных технических решений на уровне внедрения.

В ходе работы был проведен экономический анализ проекта, посчитаны разного рода затраты, зарплатные отчисления, составлен SWOT анализ, выявлены сильные и слабые стороны проекта, выявлены конкуренты и произведено сравнение с похожими конкурирующими разработками, составлен календарный рейтинг план с расчетом трудозатрат, а так же построена диаграмма Ганта на основе этих данных.

При проведении сравнительного анализа нескольких моделей было установлено, что обвязка трехфазного сепаратора ТФС нашей разработки, согласно представленному техническому анализу конкурентоспособности и рассчитанным финансовым показателям является наилучшим по сумме всех показателей.

В разделе «Социальная ответственность» был проведен анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов, рассмотрены методы защиты в чрезвычайных ситуациях и разработан план действий по предупреждению и ликвидации. Рассмотрено влияние объекта на атмосферу, гидросферу, литосферу. Проанализированы правовые и организационные вопросы.

Максимально допустимые значения шума от эксплуатируемого оборудования - до 75 децибел, данное значение соответствует нормативным требованиям. Концентрация газа в воздухе не превышает предел допустимой взрывоопасной концентрации (300 мг/м³ согласно ГОСТ 5542-2014). Освещение рабочей зоны должно составлять не менее 200 лк в соответствии с СП 52.13330.2016. Режим труда должен устанавливаться при показателе превышения вибрационной нагрузки на оператора не менее 1 дБ (в 1,12 раза), но не более 12 дБ (в 4 раза). При показателе превышения более 12 дБ (в 4 раза) работы приостанавливаются.

Согласно Приказу N 903н от 15 декабря 2020 года «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»

для допуска к выполнению работ сварщик должен II группа (для электротехнического персонала, обслуживающего электроустановки напряжением до 1000 В) по электробезопасности либо группа более высокого уровня. Наличие удостоверения, подтверждающего ее присвоение, позволяет сотруднику выполнять работы по сварке деталей и элементов с применением электрооборудования.

Категории работ по уровню энерготрат организма в соответствии с таблицей 5.1 СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» III.

Согласно СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» категория сепарационно усановки по пожарной опасности - АН (повышенная взрывопожароопасность).

Данной оборудование расположено на месторождении и относится к объектам, оказывающим значительное негативное воздействие на окружающую среду и относящееся к областям применения наилучших доступных технологий, к объектам I категории.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Колмаков К. М. Химия поверхностных явлений (коллоидная химия): учеб.-метод. пособие – Пенза : Изд-во ПГУ, 2017. – 322 с.
2. РД 39-0148311-605-86. Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов. – Куйбышев: Гипрвостокнефть, – 1986 г. – 30 с.
3. Кудинова В. И. Процессы и аппараты технологий сбора и подготовки нефти и газа на промыслах: учебное пособие - М. Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2013. – 508 с.
4. Лайк Л. Справочник инженера-нефтяника. Том III. Наземные сооружения и технологии обустройства. –М: Газпромнефть, –2014. –840 с.
5. Власов А.И. Конденсационный сепаратор – новое устройство и система для подготовки газа // Нефтяное хозяйство. 2019. – № 12. – с. 6.
6. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти.– Казань: ФЭН, 2000. – 414 с.
7. Очиллов А.А., Олимов Б.С. Деэмульгаторы для разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий. – Иваново: Олимп, 2017. – С. 12-13.
8. Газожидкостный сепаратор // Патент России № № 2013138378/05, 2013. / Р.Р. Ахметзянов, А.А. Жильцов, М.Г. Гиздатуллин [и др.]
9. Трехфазные сепараторы типа ТФС [Электронный ресурс]: Поволжский завод «Спецмаш». 2012. URL: <https://pozsm.ru/products/razdelitelnoe-i-separatsionnoe-oborudovanie/separatory/separator-trekhfaznyj-tip-tfs/> (дата обращения: 15.02.2022)
10. Трехфазные сепараторы (ТФС) [Электронный ресурс]: Завод емкостного оборудования. 2010. URL: <https://zavodeo.ru/oborudovanie/emkostnoe-oborudovanie/3-fazniy-separator> (дата обращения: 15.02.2022)
11. Трехфазные сепараторы ТФС-Л [Электронный ресурс]: Саратовский резервуарный завод «САРРЗ». 2013. URL:

https://sarrz.ru/produkcija/separatory_otstojniki/trehfaznyj_separator_tfs_1.html

(дата обращения: 16.02.2022)

12. Сепараторы ТФС. Трехфазные сепараторы нефти и газа [Электронный ресурс]: Спецхиммаш. 1998. URL:

<https://shm.su/catalog/trehfaznye-separatory-tfs/> (дата обращения: 19.02.2022)

13. Alpha Technology [Электронный ресурс]: Alpha Technology. 2020. URL:

<https://alpha-technology.co.uk/wp-content/uploads/2020/10/Alpha-Technology-Brochure-2020-1.pdf> (дата обращения: 19.02.2022)

14. Oil and gas separators. [Электронный ресурс]: PetroWiki. 2021. URL:

https://petrowiki.spe.org/Oil_and_gas_separators (дата обращения: 20.02.2022)

15. Richard Sivalls C., Sivalls P.E. Oil and gas separation design manual. – USA: Texas, 2009. – с.63. URL:

https://pacs.ou.edu/media/filer_public/c9/4a/c94a97ac-9609-4262-ab06-b7b2dda1c4fa/3_oil_and_gas_separation_design_manual_by_c_richard_sivalls.pdf

(дата обращения: 23.02.2022)

16. Муравьев В.М. Справочник мастера по добыче нефти. Издание 3. - М: Недра, 1975 г., с. 264.

17. Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. N 384-ФЗ "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" (с изменениями и дополнениями). -М: Минстрой России, 2020.- с. 20.

18. Корнев А. Черное золото Сибири: кто добывает нефть в СФО и сколько на этом зарабатывает. 2021. URL: <https://ksonline.ru/421064/chernoe-zoloto-sibiri-kto-dobyvaet-neft-v-sfo-i-skolko-na-etom-zarabatyvaet/>

(дата обращения: 28.02.2022)

19. Carmen. Kuyumba–Taishet. 2021. - 1 p. URL: <https://www.offshore-technology.com/marketdata/kuyumba-taishet-oil-pipeline-russia/> (дата обращения: 28.02.2022)

20. Шевелев Т.Г. Введение в обустройство месторождений. [Электронный ресурс]: ООО «ГПН-Развитие». 2016. URL: <https://slide->

share.ru/vvedenie-v-obustrojstvo-mestorozhdenij-64822 (дата обращения: 28.02.2022)

21. Emmanuel Ortega. Best Tips for Process Simulation: Quick tips and trick for Process Simulators such as Aspen Plus & HYSYS [Электронный ресурс]. - 2019. - 43 p. URL: <https://www.amazon.com/Best-Tips-Process-Simulation-Simulators-ebook/dp/B07VXMTRMT#customerReviews> (дата обращения: 28.02.2022)

22. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. - Введен 2002-07-01. -М: Стандартинформ, 2002.- с. 54.

23. Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Красноярского края (на 15.06.2020 г.). [Электронный ресурс]: ФГБУ «ВСЕГЕИ» URL: <https://www.rosnedra.gov.ru/data/Fast/Files/202011/970dbf3b0bdb20ec84431e0e9bc2d58a.pdf> (дата обращения: 28.02.2022)

24. Трехфазные сепараторы ТФС [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.pzem.ru/catalog/separatory-i-otstojniki/separatory/trekhfaznye-separatory-tfs/>, свободный. (дата обращения: 28.02.2022)

25. Трехфазный сепаратор ТФС-Л [Электронный ресурс]. – URL: https://sarrz.ru/produkcija/separatory_otstojniki/trehfaznyj_separator_tfs_1.html, свободный. (дата обращения: 28.02.2022)

26. Сепараторы трехфазные типа ТФС [Электронный ресурс]. – URL: <http://pozsm.ru/products/razdelitelnoe-i-separatsionnoe-oborudovanie/separatory/separator-trekhfaznyj-tip-tfs/>, свободный. (дата обращения: 28.02.2022)

27. СП 231.1311500.2015. Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности. – М: ФГБУ ВНИИПО МЧС России, 2015. -25 с.

28. ГОСТ Р 53713-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. - М.: Стандартинформ, 2019. -22 с.

29. О внесении изменений в Трудовой кодекс Российской Федерации, признании не действующими на территории Российской Федерации некоторых нормативных правовых актов СССР и утратившими силу некоторых

законодательных актов (положений законодательных актов) Российской Федерации [Текст]: Федеральный закон № 90 с изменениями на 28 июня 2021 года // Государственная Дума от 16 июня 2006 года. -2006. -№90.- ст. 579.

30. ГОСТ 12.0.003-2015. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.- М.: Стандартинформ, 2019. -16 с.

31. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [Текст]: Главный государственный санитарный врач Российской Федерации постановление от 28 января 2021 года N 2 // Главный государственный санитарный врач Российской Федерации от 28 января 2021 года. -2021. -№2.-Ст. 469

32. ГОСТ 12.1.003- 2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.-М: Стандартинформ, 2014. -27 с.

33. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. .-М: Стандартинформ, 2016. - с.121.

34. ГОСТ 12.2.007-03. Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. - М: Стандартинформ, 1975. -12 с.

35. ГОСТ 12.1.007-76. Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. - М: Стандартинформ, 2007. -7 с.

36. ГОСТ 5542-2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. - М: Стандартинформ, 2014. -11 с.

37. Р 2.2.2006-05. Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда [Текст]: Главный государственный санитарный врач Российской Федерации // Главный государственный санитарный врач Российской Федерации от 1 ноября 2005 года. -2005. -Ст. 142.

38. ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ. Одежда специальная для защиты от насекомых и паукообразных. - М: Стандартинформ, 2013. -14 с.

39. ГОСТ 12.4.124-83. Средства защиты от статического электричества. - М: Стандартиформ, 1983. -8 с.
40. ГОСТ 12.1.030- 81 ССБТ. Защитное заземление, зануление. - М: Стандартиформ, 1981. -10 с.
41. ГОСТ 34347-2017. Сосуды и аппараты стальные сварные. - М: Стандартиформ, 2018. -110 с.
42. ГОСТ 12.2.061-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам. - М: ИПК Издательство стандартов, 2002 год. -4 с.
43. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. - М: ИПК Издательство стандартов, 1991 год. -11 с.
44. ГОСТ 26568-85 Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация. - М.: Издательство стандартов, 1987 год. -17 с.
45. Об отходах производства и потребления [Текст]: Федеральный закон (с изменениями на 2 июля 2021 года) №89 от 24.06.1998 // Государственная Дума Федерального Собрания Российской Федерации. – 1998. - № 89, (30 июня). – Ст. 39.
46. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [Текст]: Федеральный закон (с изменениями на 30 апреля 2021 года) №123 от 4 июля 2008 года // Государственная Дума Федерального Собрания Российской Федерации. – 2008. - № 123, (22 июля). – Ст. 269.