

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Внедрение газокompрессорной станции в систему утилизации попутного нефтяного газа

УДК 622.279.51: 665.612.2-047.86

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Кулаков Андрей Павлович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова О.В			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Е.И.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Сечин А.А.	к.т.н.		

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)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Кулаков Андрей Павлович

Тема работы:

Внедрение газокompрессорной станции в систему утилизации попутного нефтяного газа	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№1 10-30/С от 24.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Технологический регламент, параметры работы УПН, Технологический регламент по эксплуатации ГКС</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов,</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Введение 2. Общая характеристика производственного объекта 3. Общая характеристика установки подготовки нефти 4. Программа рационального использования попутного нефтяного газа 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность

<i>подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность 7. Заключение
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Стадии разработки нефтяного месторождения 2. Схема установки подготовки нефти 3. Сжигание попутного нефтяного газа 4. Поршневая компрессорная установка 5. Газопоршневой двигатель Waukesha L7042GSI(D) 6. Метановое число некоторых газов 7. Дожиная стационарная блочно-контейнерная компрессорная станция 8. Карта сегментирования рынка услуг
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Отсутствуют	

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Носова О.В.			21.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Кулаков Андрей Павлович		21.04.2021

Реферат

Объем выпускной квалификационной работы 97 страниц, 8 рисунков, 27 таблиц, 22 источника.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, попутный нефтяной газ, установка подготовки нефти, газокompрессорная станция, поршневая компрессорная установка, дожимная стационарная блочно-контейнерная компрессорная станция, утилизация попутного нефтяного газа, поддержание пластового давления, скруббер, аппарат воздушного охлаждения.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения и списка источников литературы.

Объектом исследования является газокompрессорная станция для утилизации попутного нефтяного газа на Столбовом нефтяном месторождении.

Целью работы является повышение эффективности использования попутного нефтяного газа на Столбовом нефтяном месторождении.

В процессе работы был рассмотрен максимально эффективный метод утилизации ПНГ для данного месторождения, который позволяет утилизировать 95% попутного нефтяного газа.

В работе также представлены: общая характеристика производственного объекта, прогнозируемые технико-экономические показатели разработки месторождения, описание технологического процесса подготовки нефти, технология и утилизации попутного нефтяного газа на УПН и описание работы газокompрессорной станции по закачке газа в пласт.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2016, презентация подготовлена с помощью Microsoft PowerPoint.

Обозначения, определения, сокращения

УПН – установка подготовки нефти;

ГКС – газокompрессорная станция;

ДККС – дожимная стационарная блочно-контейнерная компрессорная станция;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

ЦНС – центробежный насос секционный;

ППД – поддержание пластового давления;

НГСВ – нефтегазовый сепаратор с предварительным сбросом воды;

О-1 – отстойник нефти;

КСУ – конечная сепарационная установка;

ФУ – факельная установка;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

ГС – газовый сепаратор;

ЕП – емкость подземная;

БПТГ – блок подготовки топливного газа;

ГПЭС – газопоршневая электростанция;

СРД – сосуды работающие под давлением;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов;

ПДК – предельная допустимая концентрация;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

СИЗОД – средства индивидуальной защиты органов дыхания;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

Оглавление

Введение.....	9
1 Общая характеристика производственного объекта	11
1.1 Описание технологического процесса добычи нефти и газа	12
1.2 Эксплуатация месторождения	16
1.3 Прогнозируемые технико-экономические показатели разработки «Столбового» месторождения.	18
2 Общая характеристика установки подготовки нефти	21
2.1 Описание технологического процесса подготовки нефти и газа.....	22
3 Программа рационального использования попутного нефтяного газа	23
3.1 Варианты использования ПНГ	25
3.2 Проект строительства газокompрессорной станции для утилизации попутного нефтяного газа в систему ППД.....	26
3.3 Поршневая компрессорная установка в индивидуальном укрытии блочно-модульного типа	26
3.5 Дожимная стационарная блочно - контейнерная компрессорная станция	42
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и ресурсосбережение .	49
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	49
4.2 Планирование научно-исследовательских работ	57
4.3 Бюджет проведения работ.....	63
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ.	66

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	70
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников	70
5.2 Производственная безопасность	72
5.3 Экологическая безопасность.....	80
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	82
Заключение	84
Список использованной литературы.....	85

Введение

Быстрое продвижение в области науки и техники в XX – XXI веках повлияло на формирование потребностей на различные ресурсы, такие как нефть и газ. Ценность такого сырья в топливно-энергетическом балансе страны велика, ведь наша страна занимает второе место по добыче нефти и газа. Экспорт ведется в страны СНГ, Восточной и Западной Европы. Благодаря этому, топливная промышленность является основой топливно-энергетического комплекса, в которую входят добычу, переработка нефти, газа, угля и т.д., и экспорт топлива, его огромное значение в хозяйстве страны велико: так, на долю топливно-энергетического комплекса приходится четверть стоимости всей промышленной продукции, значительная часть экономической составляющей РФ.

Одной из важнейших частей экономического благосостояния страны и экологического состояния России и планеты Земля, является максимально рациональное применение попутного нефтяного газа.

В данной работе будет рассмотрена газокompрессорная станция для утилизации попутного нефтяного газа в систему поддержания пластового давления, построенная на установке подготовки нефти на Столбовом месторождении.

Столбовое месторождение было открыто в 1991 году в зоне Васюганских болот, территория которых составляет 53 000 кв. км. Это самые большие болота в мире, поэтому работа на месторождении очень затруднена. Расстояние от г. Томска составляет 945 км.

На данный момент Столбовое месторождение - это мощное производство с функционирующими скважинами, построенной системой внутрипромысловых трубопроводов, а также установкой подготовки и транспортировки нефти.

Столбовое месторождение находится в Каргасокском районе Томской области, на одной промышленной площадке, вдали от населенных пунктов.

Область лицензионного участка распространяется на 143,782 км². Район расположен на междуречном долинном комплексе рек левобережных притоков реки Оби: реки Васюган и реки Махня.

Эксплуатация газокompрессорной станции на месторождении предполагает поддержания пластового давления при помощи повышения эффективности использования попутного нефтяного газа методом компремирования его в нефтеносные пласты.

1 Общая характеристика производственного объекта

Столбовое месторождение, на котором осуществляет производственную деятельность цех добычи нефти и газа № 2, входит в структуру ООО «Томская нефть». Месторождение оснащено производственной и бытовой инфраструктурой, включающей в себя:

- объекты добычи нефти и газа;
- объекты подготовки нефти (отделение газа от нефти, сброс подтоварной воды);
- объекты сбора нефти;
- объекты транспорта;
- объекты теплового и энергоснабжения;
- жилищно-коммунальные объекты;
- сезонные автомобильные дороги.

На территории месторождения функционируют следующие объекты, обеспечивающие добычу, учёт добываемой жидкости, подготовку и транспортировку нефти:

- Разведочные скважины №№ 75, 78, 79, 91;
- Кустовые площадки №1, 2, 3, 4, 5, 6, 7
- технологические трубопроводы;
- нефтепромысловые трубопроводы;
- замерные установки АГЗУ «ОЗНА-массомер-Е-400-2-14(10)»;
- установка подготовки нефти.

На площадках разведочных скважин размещаются следующие сооружения и технологическое оборудование:

- устьевые фонтанные арматуры скважин, укомплектованные регулирующей, контрольной и запорной арматурой, в соответствии с утвержденными схемами;
- приустьевые лубрикаторные площадки для исследования скважин;

- энергетические распределительные устройства, кабельные линии электропередач, и станции управления установкой УЭЦН;

На кустовых площадках №1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 размещаются следующие сооружения и технологическое оборудование:

- устьевые фонтанные арматуры скважин, укомплектованные регулирующей, контрольной и запорной арматурой, в соответствии с утвержденными схемами;

- энергетические распределительные устройства, кабельные линии электропередач, и станции управления установками УЭЦН;

- автоматические замерные установки «ОЗНА-Массомер-Е-400-2-14(10)»;

- дренажные емкости $V=16\text{м}^3$ [2].

1.1 Описание технологического процесса добычи нефти и газа

Продукция разведочной скважины № 75 под устьевым давлением поступает совместно с жидкостью скважин куста №3 через задвижки №24, 22, 18, 10 поступает на блок гребенки УПН. Продукция куста №4 через задвижки №63, 69, 15, 10 поступает на блок гребенки УПН. Продукция скважин куста №1 через задвижки №49, 14, 10 поступает на блок гребенки УПН. Продукция скважин куста №2 через задвижки №43, 7, 8, 10 поступает на блок гребенки УПН. Продукция со скважин кустов № 5 и 6 поступает в общий трубопровод диаметр 159 и далее на блок гребенки УПН. Добываемая жидкость с кустовых площадок №1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 поступает на УПН, где происходит сепарация нефти, а также подготовка и сброс подтоварной воды.

Продукция разведочной скважины № 78 под устьевым давлением через задвижку №42 поступает на блок гребенки разведочной скважины Р-91. Продукция скважины куста №5 под устьевым давлением поступает на блок гребенки разведочной скважины Р-91. Далее добываемая жидкость с разведочных скважин Р-78, Р-91 через задвижки №5, 37, 31, 30, 12 поступает

на блок гребенки УПН, где происходит сепарация нефти, сброс и подготовка подтоварной воды.

Отсепарированный газ сжигается на факеле УПН. Подтоварная вода с УПН от Блочной кустовой насосной станции с давлением 20 Мпа поступает в нагнетательные скважина куста № 2 и № 3.

Добыча нефти на месторождении осуществляется механизированным способом.

Выбор оборудования и трубопроводов произведен с учетом следующих технико-экономических показателей:

- динамики поступления нефти, жидкости на кустовые площадки;
- температуры среды;
- особенностей технологического процесса;
- максимально возможного и рабочего давления в оборудовании и трубопроводах;
- климатических условий эксплуатации и хранения оборудования по ГОСТ 15150-69*;
- коррозионной активности среды;
- вязкости перекачиваемой среды.

Для учета продукции добывающих скважин на кустовых площадках №1, №2, №3, №5, №6 и №7 предусматриваются групповые замерные установки «ОЗНА-МАССОМЕР-Е» -400-8(10, 14)». Для учета продукции разведочной скважины №78 предусмотрена установка измерительная «ОЗНА-МАССОМЕР-Е» -400-2-01 (одна подключаемая скважина). Технические характеристики измерительной установки представлены в таблице 1. Замер продукции разведочной скважины №79 производится на замерной установке кустовой площадки №5.

Таблица 1 – Техническая характеристика замерной установки «ОЗНА-МАССОМЕР-Е»

№№ п/п	Наименование показателя	«ОЗНА-МАССОМЕР-Е»-400-8(10,14) «ОЗНА-МАССОМЕР-Е»-400-01
1	Количество подключаемых скважин, шт	1(8,10, 14)
2	Рабочее давление, МПа, не более	4,0
3	Номинальное значение среднесуточного массового расхода жидкости (номинальная пропускная способность), кг/с (т/сут.)	4,63(400)
4	Погрешность средств измерения, % не более	±2,5
5	Температура нефтегазовой смеси, °С	+4...+70
6	Температура окружающего воздуха, °С	-60...+40
7	Класс помещения	В-Ia
8	Исполнение электрооборудования: Технологического блок-бокса Аппаратурного блок-бокса	Взрывозащищенное, соответствующее классу взрывоопасной зоны В-Ia Обыкновенное
9	Средний срок службы, лет	6
10	Климатическое исполнение	УХЛ1

После ГЗУ одним трубопроводом жидкость от кустовых площадок №2, №5, №6, разведочных скважин №78, №79, №91 направляется в нефтегазосборный коллектор на гребенку УПН. От кустовой площадки №3 продукция скважин самостоятельным трубопроводом подается на гребенку УПН.

Сброс с предохранительного клапана аппарата ГЗУ направляется в дренажную емкость автономным трубопроводом.

Для сбора продукции скважин принята герметизированная система сбора и транспорта продукции, исключая потери нефти в системе нефтесбора при нормальном режиме работы, своевременном профилактическом осмотре и ремонте оборудования, трубопроводов и арматуры.

Технические средства и технологии подъема пластовой жидкости выбираются в соответствии с продуктивными возможностями скважин:

в нефтяных скважинах с эксплуатационной колонной диаметром 140, 146, 168 мм, с коэффициентами продуктивности от 0,14 до 1,01 м³/сут·МПа и выше, применяются УЭЦН с габаритами 5 и 5А производительностью 25 – 400 м³/сут. и напором до 2700 м.

Подбор добычи механизированным способом осуществляется с учетом технологических возможностей применяемого глубинного оборудования. Технологические параметры механизированного способа добычи нефти приведены в таблице 2.

На месторождении применяется следующее устьевое и внутри скважинное оборудование:

Для скважин, оборудованных УЭЦН:

- устьевая арматура АФК–65-210
- НКТ диаметром 89, 73 и 60 мм, группы прочности «К», «Е» (ГОСТ 633-80);
- УЭЦН габарит 5, 5А производительностью 25 – 400 м³/сут с напором до 2700 м;
- станции управления «ЭЛЕКТОН» разных модификаций.

Таблица 2 – Технологические параметры применения механизированных способов добычи нефти

№п/п	Параметр	УЭЦН
1	Производительность установки, м ³ /сут.	25 – 400
2	Предельная глубина спуска оборудования (по вертикали), м	2700
3	Допустимая температура на глубине подвески, 0С	90
4	Допустимая величина изменения пространственного угла скважины (зенитный + азимутальный), град/10 м	2,0
5	Допустимая величина изменения пространственного угла скважины в месте установки насоса, град/10 м	0,07

Продолжение таблицы 2

6	Содержание механических примесей, г/л	0,1
7	Содержание свободного газа в насосе не более, %	25
8	С газосепаратором, на приеме насоса, %	80

1.2 Эксплуатация месторождения

Каждое месторождение уникально и требует индивидуального подхода. Это знает каждый специалист, работающий в нефтегазовой отрасли и занимающийся разработкой месторождений.

Все месторождения проходят через определенные периоды разработки, которые представляют собой некоторые характерные признаки. К примеру, во время эксплуатации нефтяное месторождение проходит через определённые стадии, которые называются: «Стадии разработки месторождений».

Всего различают 4 стадии разработки месторождения нефти:

- I стадия – стадия интенсивного освоения нефтяного месторождения;
- II стадия – максимальный уровень добычи;
- III стадия – стадия падения добычи нефти;
- IV стадия – поздняя (завершающая) стадия разработки [13].

Стадии разработки приведены на рисунке 1.

Периоды и стадии разработки нефтяного объекта

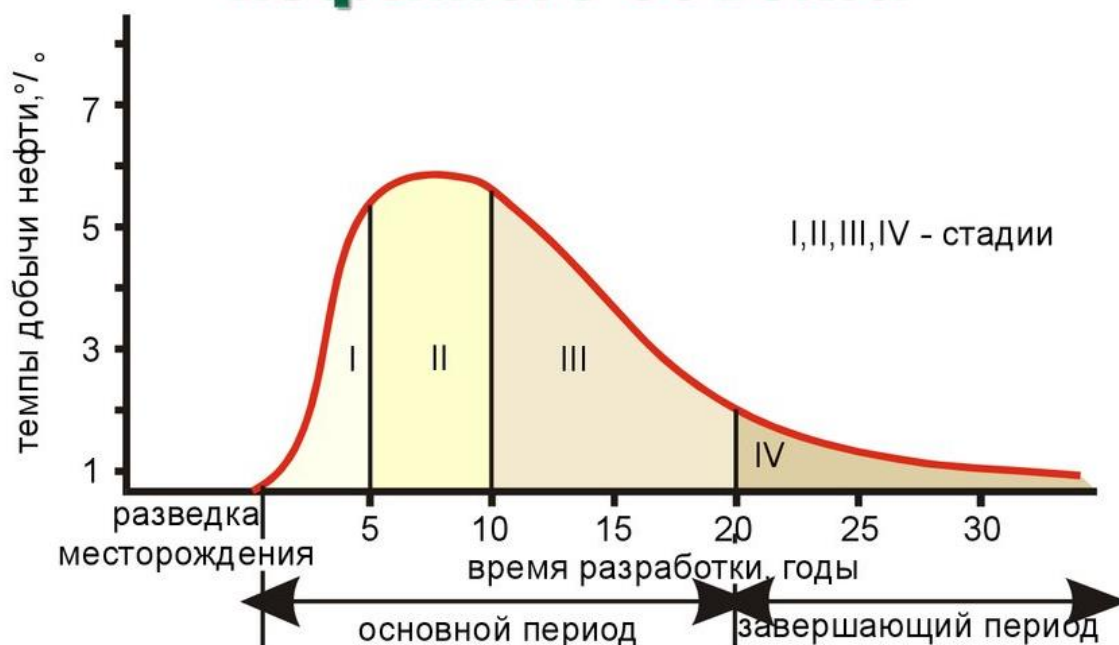


Рисунок 1 – Стадии разработки нефтяного месторождения

Исходя из того на каком этапе разработки находятся месторождения их делят на новые и зрелые.

К новым месторождениям относятся перспективные участки на этапе поиска и разведки, а также месторождения в I или II стадиях разработки. Такие месторождения требуют значительных капитальных вложений при отсутствии или недостаточном потоке наличности от добычи нефти.

Зрелые месторождения – это месторождения в III или IV стадиях разработки. Данные месторождения чаще всего не требуют таких значительных капитальных вложений, как разработка новых месторождений. Вся инфраструктура к этому времени уже построена, система разработки реализована. Зрелые месторождения, как правило, генерируют стабильный денежный поток даже с учетом затрат на поддержание добычи нефти и расширение ограничений инфраструктуры.

На данный момент месторождение «Столбовое» проходит третью стадию разработки, эта стадия говорит о падении добычи нефти вследствие извлечения из недр большой части запасов. На этой стадии осуществляется дальнейшее развитие системы воздействия путем освоения скважин, предназначенных для закачки воды, продолжается бурение дополнительных скважин, изолируют некоторые скважины, начинается форсированный отбор жидкости из обводненных скважин, проводят различные мероприятия по управлению процессом разработки, с целью замедления падения добычи. На этой стадии с учетом большой изученности и проведения детальных исследований внедряются более эффективные геолого-технические мероприятия.

1.3 Прогнозируемые технико-экономические показатели разработки «Столбового» месторождения

Так как на Столбовом месторождении продолжается изменение продуктивности и обводненности эксплуатируемых скважин, соответственно, с учетом подсчетов ниже приведены планируемые мощности кустовых площадок и общие показатели месторождения до 2026 года.

Производительность кустовой площадки №1:

- | | |
|-----------------------------|--------------------------------|
| - по нефти | - 30,4 т/сут (2026г); |
| - по жидкости | - 94,2 т/сут (2026г); |
| - по закачке пластовой воды | - 550,5 м ³ /сутки; |
| - количество скважин, всего | - 11 шт; |

в том числе:

- добывающих – 6 шт;
- нагнетательных в отработке на нефть – 4 шт;
- водозаборных – 1 шт.

Производительность кустовой площадки №2:

- | | |
|------------|------------------------|
| - по нефти | - 126,8 т/сут (2026г); |
|------------|------------------------|

- по жидкости - 288,3 т/сут (2026г);
- по закачке пластовой воды - 531,2 м³/сутки;
- количество скважин, всего – 11 шт;

в том числе:

- добывающих – 7 шт;
- нагнетательных в отработке на нефть – 3 шт;
- водозаборных – 1 шт.

Производительность кустовой площадки №3:

- по нефти - 57,2 т/сутки (2026г);
- по жидкости - 138,1 т/сут (2026г);
- по закачке пластовой воды - 2209,3 м³/сутки.
- количество скважин, всего – 18 шт;

в том числе:

- добывающих – 12 шт;
- нагнетательных в отработке на нефть – 5 шт;
- водозаборных – 1 шт.

- Учет жидкости с существующей разведочной скважины Р-75

предусмотрен на замерной установке кустовой площадки №3.

Производительность кустовой площадки №4:

- по нефти - 62,9 т/сутки (2026г);
- по жидкости - 142,7 т/сут (2026г);
- по закачке пластовой воды - 1508,7 м³/сутки.
- количество скважин, всего – 18 шт;

в том числе:

- добывающих – 9 шт;
- нагнетательных в отработке на нефть – 7 шт;
- водозаборных – 2 шт.

Производительность кустовой площадки №5:

- по нефти - 135,3 т/сутки (2026г);
- по жидкости - 233,9 т/сут (2026г);

- по закачке пластовой воды - 1142,7 м³/сутки.
- количество скважин, всего – 11 шт;
- в том числе:
- добывающих – 6 шт;
- нагнетательных в отработке на нефть – 4 шт;
- водозаборных – 1 шт.

Учет жидкости с проектируемых разведочных скважин Р-78, Р-79 предусмотрен на замерной установке кустовой площадки №5.

Производительность кустовой площадки №6:

- по нефти - 46,1 т/сутки (2026г);
- по жидкости - 107,3 т/сут (2026г);
- по закачке пластовой воды - 876,2 м³/сутки.
- количество скважин, всего – 5 шт;

в том числе:

- добывающих – 3шт;
- нагнетательных в отработке на нефть – 1 шт;
- водозаборных – 1 шт.

Производительность кустовой площадки №7:

- по нефти - 34,1 т/сутки (2026г);
- по жидкости - 82,5 т/сут (2026г);
- количество скважин, всего – 4 шт;

в том числе:

- добывающих – 4 шт;

Производительность существующей разведочной скважины №75:

- по нефти - 6,0 т/сут (2026г);
- по жидкости - 22,1 т/сут (2026г).

Производительность разведочной скважины №79:

- по нефти - 9,5 т/сут (2026г);
- по жидкости - 78,4 т/сут (2026г).

Производительность разведочной скважины №91:

- по нефти - 8,0 т/сут (2026г);
- по жидкости - 20,2 т/сут (2026г).

Производительность разведочной скважины №78:

- по нефти - 7,2 т/сут (2026г);
- по жидкости - 12,7 т/сут (2026г).

Общая мощность месторождения:

- Добыча нефти 191,077 тыс. т/год (2026г);
- Добыча жидкости 445,409 тыс. т/год (2026г);
- Закачка воды 2244,4 тыс. м³/год (2026г) [1].

2 Общая характеристика установки подготовки нефти

Установка подготовки нефти Столбового нефтяного месторождения предназначена для обезвоживания нефти, поступающей со Столбового, Грушевого и Дуклинского месторождений до остаточной обводненности 0,5 % и транспорта нефти на площадку ЦПС «Верхне - Салатского» нефтегазового месторождения.

Проектная мощность УПН - 1700 тыс. т/год.

Загрузка УПН с учетом поступления нефти и жидкости с других месторождений составляет:

- по нефти - 4555,6 т/сутки (1662,8 тыс.т/год);
- по жидкости - 6631,2 т/сутки (2420,4 тыс.т/год);
- по газу - 202698,0 м³/сутки (73,9 млн.м³/год).

Год ввода в эксплуатацию 2010 г.

Участок подготовки нефти и газа предназначен для сбора и подготовки нефти и газа, включает в себя три технологические линии:

1. товарная нефть насосами станции внешней перекачки подается в межпромысловый напорный нефтепровод УПН «Столбовое» - ЦПС «Верхне-Салатское»;

2. попутный нефтяной газ первой ступени сепарации поступает на прием газокompрессорной станции для закачки в пласт, часть газа проходит дополнительную очистку для потребления на собственные нужды промысла как топливо для ГПЭС, ГЦД, путевого подогревателя нефти, газовых горелок и т.д.;

3. пластовая подтоварная вода поступает на БКНС для дальнейшей закачки в систему ППД.

2.1 Описание технологического процесса подготовки нефти и газа

Удалено в связи с коммерческой тайной.

3 Программа рационального использования попутного нефтяного газа

Попутный нефтяной газ (ПНГ) - побочный продукт, получаемый после сепарации нефти перед отправкой ее в нефтепроводы. Состав ПНГ неоднороден, в него входит - метан (58-80%), этан (5-15%), пропан (6-12%), бутан (2-6%), пентан (1-2%), углекислый газ (0,26%), азот (0,62%), а также жидкие и твердые примеси.

Из-за этой неоднородности, а именно из-за входящих в газ примесей, не позволяют транспортировать его и использовать в качестве готового топлива.

Решение проблемы использования попутного нефтяного газа — это вопрос экологии и рационализированного использования природных ресурсов. ПНГ - ценнейшее топливно-энергетическое сырье и его переработка могла бы ежегодно приносить до \$10 млрд. по ценам внутреннего рынка (почти 1% внутреннего валового продукта РФ) [18].



Рисунок 3 – Сжигание попутного нефтяного газа.

Внезапное обострение внимания со стороны правительства РФ к проблеме использования ПНГ началось с 2007 года, которое совпало с разглашением новой информации об объемах сжигания ПНГ в факелах,

ставших достоянием мировой общественности. 6 августа 2007 г. на экономическом совещании В.В Путин дал указ правительству к 1 октября подготовить меры по решению проблемы максимально эффективного использования ПНГ: довести уровень его утилизации до среднемирового уровня 95% к 2012 году [19].

Но, в результате разногласий между ответственными ведомствами, отстаивания собственных интересов нефтяными компаниями, система эффективного наблюдения и нормативно-правового регулирования не была завершена. Все же стоит отметить положительную динамику в решении данного вопроса:

Либерализация цен на ПНГ в 2008 г. должна была сделать прибыльным бизнес по утилизации ПНГ.

Показательно, что, нефтяные компании начали вводить собственные проекты по использованию попутного газа, несмотря на технические, организационные и финансовые проблемы, возникающие с утилизацией ПНГ. В последнее время стало выгодно, утилизировать попутный нефтяной газ, благодаря возможности продать ЕСВ по Киотскому протоколу.

Благодаря развитию науки, появились новые технологии утилизации ПНГ на местах, например, стало возможно использовать мини ТЭЦ, это открыло дорогу для развития мелкого и среднего бизнеса. Решением проблемы применения ПНГ в России является создание условий, ориентированных на скорейшую реализацию инновационных проектов в данной сфере – оснащение мест нефтедобычи необходимыми измерительными приборами, сооружение газосборных сетей и компрессорных станций.

3.1 Варианты использования ПНГ

Важной задачей является определение экономически целесообразного использования ПНГ в условиях конкретного месторождения еще на стадии экспертизы и утверждения проектов [6].

Область применения ПНГ действительно обширна, но методы утилизации, применяемые благодаря своей экономической и технологической эффективности – это транспортировка попутного газа на газоперерабатывающие заводы для дальнейшего участия осушенного газа в общем газовом балансе, использование ПНГ в качестве нефтехимического сырья, использование в качестве топлива для электро- и теплогенерации, повышения нефтеотдачи закачивая попутный нефтяной газ в пласт. Далее будут более подробно рассмотрены эти типы утилизации попутного газа:

–Использование газа и продуктов его переработки в районах добычи для удовлетворения технологических нужд промыслов и местных потребностей в энергоресурсах;

– Использования газа для выработки электроэнергии;

– Переработка на ГПЗ с дальнейшим разделением на сухой отбензиненный газ (с дальнейшей поставкой в газотранспортную систему) и широкую фракцию лёгких углеводородов (ШФЛУ), используемую как сырьё для нефтехимии.

– Закачка ПНГ в продуктивные нефтяные пласты для повышения пластового давления и нефтеотдачи (сайклинг-процесс). Этот метод характеризуется высокими затратами;

– Поставка ПНГ отдаленным потребителям, например, для производства тепловой и электрической энергии, по трубопроводам или после соответствующей подготовки автомобильным или иным доступным транспортом.

3.2 Проект строительства газокomppressorной станции для утилизации попутного нефтяного газа в систему ППД

Проектом на установке подготовки нефти «Столбового» нефтяного месторождения, для выполнения среднемирового уровня утилизации попутного нефтяного газа до 95%, заложено строительство газокomppressorной станции по закачке газа в пласт для поддержания пластового давления [20]. Модификация компрессорной станции предполагает две станции для низкого и высокого давлений: дожимная стационарная блочно контейнерная компрессорная станция, поршневая компрессорная установка в индивидуальном укрытии блочно-модульного типа.

Технологической схемой установки подготовки нефти предусмотрено следующее: газ первой ступени сепарации частично используется на собственные нужды установки подготовки нефти (для выработки электроэнергии на собственные нужды промысла, технологический газ для подогревателя на дежурные горелки факелов высокого и низкого давления, газ на продувку факельного коллектора высокого и низкого давления). Основной объем газа из ГС-1 с давлением 0,4 МПа поступает на прием компрессорной станции для закачки в пласт.

Нефтяной газ из сепараторов КСУ-1,2 подается на вход дожимной компрессорной станции, откуда поступает на смешение с газом первой ступени сепарации нефти [4].

3.3 Поршневая компрессорная установка в индивидуальном укрытии блочно-модульного типа

Газовая поршневая компрессорная установка предназначена для компримирования попутного нефтяного газа Столбового месторождения и закачки его в пласт через газопровод высокого давления от компрессорной

установки до кустовой площадки №2 диаметром 108х14 мм, протяженностью 3093 м в газонагнетательные скважины.

Компрессорная установка представляет собой смонтированный на опорной раме оппозитный сбалансированный газопоршневой компрессор с регулирующими устройствами и вспомогательными системами.

В качестве привода компрессора используется газопоршневой двигатель.

В объем каждого агрегата входят:

- Компрессор поршневой Ariel JGT/6;
- Двигатель газопоршневой Waukesha L7042GSI;
- Соединительная муфта;
- Буферные емкости на линиях всасывающей и нагнетания;
- Сепараторы входные, расположенные перед каждой ступенью нагнетания. Оснащены системой автоматического контроля уровня жидкости, сбросным клапаном, выключателем по превышению предельно допустимого уровня жидкости, магнитострикционным датчиком уровня с уровнемерным стеклом;
- Трубная обвязка технологического газа в пределах ангара;
- Трубная обвязка вспомогательных систем в пределах укрытия (смазки, охлаждения, подачи топливного газа, подачи пускового воздуха, выхлопа);
- Расходные масляные баки для смазки двигателя и компрессора;
- Система вентиляции и обогрева, включая блок СВО, расположенный вне ангара;
- САУ, НКУ, включая блок управления, расположенный вне ангара;
- Запорно-отсечная арматура;
- Ангар, с системами освещения, вентиляции;
- Аппараты воздушного охлаждения (АВО) газа, укомплектованные автоматическими жалюзи и возможностью частотного регулирования;
- АВО охлаждающей жидкости с расширительными баками, установленные за пределами укрытия. Будут укомплектованы площадками

для обслуживания, а также другое необходимое вспомогательное оборудование, обеспечивающее автономную работу компрессорного агрегата. Общий вид компрессорной установке представлен на рисунке 4.

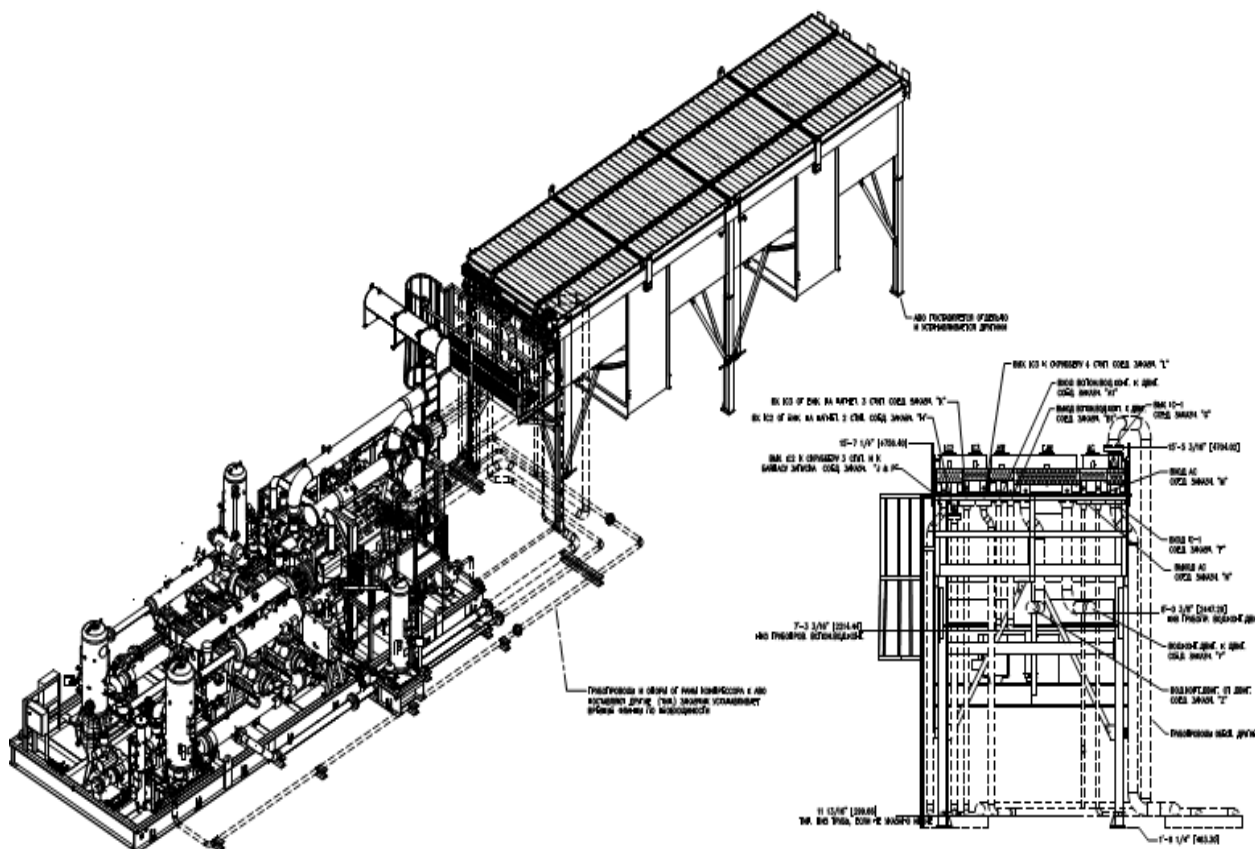


Рисунок 4 – Поршневая компрессорная установка.

Компрессорный агрегат состоит из поршневого компрессора Ariel JGT/6 и газопоршневого двигателя Waukesha L7042GSI расположенных на общей раме. Для передачи крутящего момента от привода к коленвалу компрессора служит торсионно жесткая муфта пластинчатого типа фирмы Rexnord. Установка снабжена вспомогательными системами.

Параметры на входе:

давление МПа, избыточное, минимальное – 0,4

температура, °С – 20

расход газа, $\text{нм}^3/\text{ч}$ – 5700

Параметры на выходе:

Давление, МПа, избыточное, максимальное – 32

Температура, °С – 45

Режим работы установок – 1 раб. плюс 1 резерв.

Таблица 6 – Характеристика установки

Тип компрессора	Поршневой компрессор
Модель компрессора	Ariel JGT/6
Количество ступеней сжатия, шт	4
Количество цилиндров, шт.	4
Частота вращения вала, об/мин	1000
Газопоршневой двигатель	Waukesha L7042GSI
Мощность двигателя, л.с.	1232
Количество агрегатов	2

Поршневой компрессор фирмы Ariel JGT/6 - это установка, проверенная на практике, характеризующейся высокой производительностью и надежностью работы, а также длительными межремонтными периодами и высокой долговечностью.

Кроме механических элементов, в состав компрессора входит комплектная трубопроводная обвязка со всей необходимой оснасткой, входными, выходными, свечными и байпасными клапанами. Для регулирования работы компрессора, в зависимости от количества поступающего газа, предусмотрена программа которая состоит из двух замкнутых систем управления. Первая система позволяет регулировать производительность в диапазоне от 15 до 100%, благодаря контролю положение золотника, что обеспечивает высокую эффективность работы даже при частичных нагрузках. Вторая система предотвращает резкое повышение давления, благодаря управлению байпасом. Вместе, использование этих систем обеспечивает контроль в диапазоне от 0 до 100%.

Компрессорная станция закачки газа в пласт состоит из двух установок со вспомогательным оборудованием. Поршневые компрессорные установки предназначены для сжатия ПНГ до давления 32 МПа и передачи его в систему ППД для повышения нефтеотдачи. В состав сооружений компрессорной входят:

- Блок компрессорных установок с двумя газопоршневыми компрессорами;
- 2 аппарата воздушного охлаждения (АВО) газа;
- 2 блока радиаторов охлаждения двигателей и компрессоров;
- Блок управления;
- Блок вентиляции и обогрева;
- Емкость для отработанного масла;
- Емкость сбора конденсата;
- Дренажная емкость.

На вход КС газ поступает из газового сепаратора ГС-1 первой ступени сепарации установки подготовки нефти. Давление первой ступени сепарации нефти регулируется на уровне 0,46 МПа клапаном сброса избытка газа на ФВД. В условиях дефицита газа давление на входе КС начинает снижаться. При установленном значении минимального давления в работу вступает регулятор расхода ГПКС. Он поддерживает давление сепарации нефти на минимально разрешенном уровне.

Газопоршневая компрессорная установка производит сжатие газа от 0,46 МПа до 32,3. Распределение параметров по ступеням сжатия газа представлено в таблице 7.

Таблица 7 – Параметры компрессора по ступеням сжатия

Ступень сжатия	1		2		3		4	
	вход	выход	вход	выход	вход	выход	вход	выход
Давление, МПа	0,4	1,38	1,38	4,81	4,81	12,06	12,06	32,32
Температура, °С	20	105	45	139	45	128	45	110

На входе компрессорных установок предусматриваются узлы регулирования давления. Каждая ступень компрессора имеет следующее оборудование:

- Сепаратор для отделения конденсата на входе ступени;

- Холодильник – АВО для охлаждения газа после сжатия в цилиндре компрессора;

- Пружинный предохранительный клапан для защиты межступенчатого оборудования от завышения давления.

Сепараторы оснащены позиционными регуляторами уровня, обеспечивающими сброс конденсата в специальную емкость сбора конденсата - ЕСК, и линиями дренажа для подготовки их к ремонту.

Вентиляторы аппаратов воздушного охлаждения оснащены регулятором шага винта для изменения производительности по охлаждающему воздуху в зависимости от его температуры.

Компрессорная станция высокого давления для закачки попутного нефтяного газа в пласт блочно-модульного типа снабжена газопоршневым двигателем Waukesha L7042GSI(D) с расходом газа 300 м³/ч. Для работы двигателя предусмотрен газопровод топливного газа от выхода блока подготовки газа на площадке энергокомплекса до двигателя компрессорной станции закачки газа в пласт ПКУ-1,2. Рабочее давление на входе блока подготовки топливного газа (БПТГ) составляет 0,4Мпа. Низкооборотистые газопоршневые двигатели компании «Waukesha» были разработаны для работы на тяжелых видах газообразного топлива, таких, как попутный нефтяной газ. Особенностью такого газа, как правило, является высокое содержание детонационно неустойчивых газовых фракций, таких как бутан, пентан, гексан. Газопоршневой двигатель Waukesha L7042GSI(D) представлен на рисунке 5.



Рисунок 5 – Газопоршневой двигатель Waukesha L7042GSI(D)

В ходе разработки двигателей и их дальнейшей модификации были также учтены особенности эксплуатации на удаленных объектах нефтяных и газовых месторождений, где надежность работы установленного оборудования в экстремальных природных условиях и длинные межсервисные интервалы, является важнейшей задачей. Таким образом, агрегаты компании «Waukesha» в сравнении с газовыми двигателями других производителей обладают рядом конструктивных и технологических отличий: устойчивая работа газопоршневых двигателей Waukesha на попутном нефтяном газе, который:

- имеет в своем составе повышенное содержание тяжелых углеводородов. Они служат причиной детонации в двигателях с высоким значением среднеэффективного давления;

- обладает тенденцией к изменению своего состава с течением времени и как следствие, к изменению своих параметров.

Менее напряженная работа ГПД в постоянном цикле за счет большого объема двигателя и низкого среднеэффективного давления в цилиндрах;

устойчивая работа с нагрузкой большой единичной мощности, так как шаг наброса нагрузки для отдельных моделей двигателей (приемистость) составляет более 30%.

Двигатели Waukesha обладают высокой надежностью, что позволяет использовать их на удаленных объектах;

- возможность проведения капитальных ремонтов и регулярного технического обслуживания на месте эксплуатации без перемещения агрегата на завод -изготовитель или сервисную базу дистрибьютора;

- низкие эксплуатационные затраты за счет увеличенных сервисных интервалов (так, замена масла в Waukesha VHP Extender Series производится 1 раз в полгода). Ресурс ГПД составляет до 360 000 часов;

- Возможность параллельной работы с основной сетью и другими агрегатами;

- возможность удаленного управления и контроля параметров газопоршневых агрегатов с помощью персонального компьютера;

- эффективная система защиты и сигнализации при возникновении нештатных и аварийных ситуаций;

- ГПД допускают установку как в стационарном здании (капитальном или «легкосборном»), так и в блок-модуле высокой заводской готовности (контейнерные электростанции);

Поршневой газовый двигатель снабжен системой подвода и подготовки газового топлива, системой зажигания, пусковой системой, системой входа воздуха. Выходной корпус двигателя покрывает изоляция. На выхлопе газов сгорания из газового двигателя находится глушитель выхлопных газов, обеспечивающий не превышение назначенного предельного уровня шума.

Система сжигания двигателя будет оснащена воздушным фильтром со сменными фильтрующими вкладышами. Задачей двигателя является передача момента вращения (полученного вследствие сгорания газа в камере

сжигания) на кривошипный вал поршневого компрессора. Пуск двигателя осуществляется с помощью пневмостартера.

Аппарат охлаждения технологического газа (вентиляторного типа) служит для охлаждения газа после процесса сжатия.

Аппараты охлаждения этиленгликоля служат для охлаждения рубашки двигателя, турбированного воздуха, масла компрессора, сальников 4-ой ступени нагнетания.

Процесс работы станции заключается в следующем:

Технологический газ поступает на компрессорную установку через соединение всасывающего трубопровода. Газ проходит через отсечные клапана на всасывании первой ступени и автоматически поступает в сепаратор на всасывание первой ступени, в котором происходит очистка потока газа от капель жидкости. Из сепаратора газ переходит в буферную ёмкость на всасывание первой ступени, в которой происходит гашение пульсаций газа, и затем направляется в цилиндр сжатия компрессора первой ступени, где происходит сжатие газа до установленных параметров. Из цилиндра горячий газ, проходя через буферную ёмкость на нагнетании первой ступени, направляется в АВО. Из АВО газ направляется в скруббер на всасывании второй, третьей и четвертой ступенями сжатия, где процесс повторяется. Исключение составляет то, что на всасывании второй ступени отсутствуют отсечной клапан. На выходе из компрессорной установки установлен обратный клапан и отсечной клапан на нагнетании (автоматический). Сжатый газ выходит из установки через выходной коллектор.

Таблица 8 – Технические характеристики установки

Производительность КС, нм ³ /час (при температуре 0оС)	Параметры
Расчетная	5700
Минимальная	3000
Максимальная	5700

Продолжение таблицы 8

Давление всасывания, МПа(изб.)	
Расчетное	0,40
Минимальное	0,35
Максимальное	0,60
Давление нагнетания, МПа(изб.)	
Расчетное	32
Минимальное	32
Максимальное	32
Температура на всасывании, оС	
Расчетная	20,0
Минимальная	15,0
Максимальная	20,0
Барометрическое давление, МПа(абс.)	0,101
Максимальная температура эксплуатации станции в здании, °С	40
Минимальная температура эксплуатации станции в здании, °С	5
Максимальная расчетная температура окружающей среды, °С	37
Минимальная температура окружающей среды, °С	- 51
Минимальная расчетная температура воздуха	- 51
Температура воздуха для подбора АВО, °С	25
Максимальная температура газа на выходе из АВО конечного охлаждения,	45

Условия работы компрессорной установки, при котором оборудование будет работать согласно параметров завода – изготовителя, заключается в следующем:

- Всё оборудование и все блоки установки, за исключением АВО и другого оборудования устанавливаемого за пределами здания (элементы

системы выхлопа и воздухозабора), должны эксплуатироваться в отапливаемом помещении при температуре не менее плюс 5°C.

- Все АВО должны быть установлены на открытом пространстве (вне помещения). Температура окружающей среды от минус 51°C до плюс 37°C

- Минимальная допустимая температура материалов АВО и соединительных трубопроводов технологического газа – минус 45 °С

- Не допускается производить запуск компрессорной установки из холодного состояния при температуре окружающей среды ниже минус 45 °С.

Топливный газ должен соответствовать минимальным требованиям производителя двигателя:

- Заказчик поставляет топливный газ, подготовленный до качества, приемлемого для привода. Общая рекомендация для подготовки газа-теплотворная способность не более 49,48 МДж/нм³ (1258,38 BTU/SCF) и метановое число, рассчитанное по программе Dresser-Waukesha не менее 53,9.

Характеристика попутного нефтяного газа как газового топлива.

Работникам нефтегазовой отрасли известно, что попутный газ нефтяной

является не стандартизованным сырьем и каждом отдельном месторождении имеет индивидуальные характеристики. Причем, из-за воздействия множества причин (изменение технологического режима, изменение пластового давления, изменение газового фактора и свойств добываемой скважинной жидкости, подключение новых скважин и др.), эти характеристики являются не постоянными и процессе эксплуатации месторождения могут меняться. Поэтому попутный нефтяной газ требует качественной подготовки и доведения его состава до состава топливного газа (ТГ), который можно использовать в качестве топлива на ГТУ и ГПЭС без снижения ресурса, удельной мощности и коэффициента полезного действия оборудования.

Большинство газопоршневых двигателей предназначено для сжигания газа с метановым индексом не ниже 30 (таблица). При разогреве газовой смеси в камере сгорания до температуры воспламенения под действием ударной волны, возникающей при возгорании, происходит детонация. Она сопровождается резким повышением давления и кратковременным выделением значительного количества тепла, что приводит к преждевременному выходу двигателя из строя.

Расчет метанового числа газового топлива.

Метановое индекс – важный показатель, который характеризует детонационную стойкость газообразного топлива. Метановое число аналогично октановому числу для бензина, и равно процентному отношению метана в метано-водородной смеси, которая имеет такую же детонационную стойкость в тестовом двигателе, как и испытуемый газ. К примеру, если у природного газа метановый индекс равен 90, это означает, что его детонационная стойкость такая же, как и смесь из 90% метана и 10% водорода. Детонационно стойкой является газ, метановое число которого равно 100. Газ, метановое число которого, равно 0 соответствует водороду и является не стойким.

На рисунке 6 показано метановое число для различных газов, используемых в качестве топлива для газопоршневых двигателей.

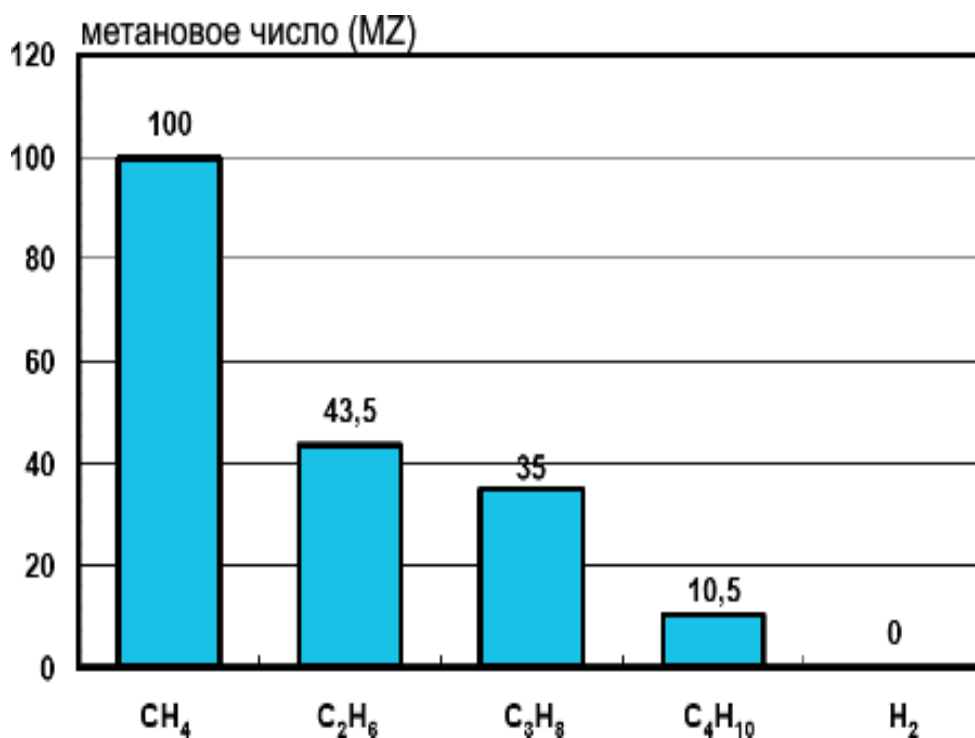


Рисунок 6 – Метановое число некоторых газов

Задачей подготовки газа, представляющего собой многокомпонентную смесь, является снижение концентрации тяжелых углеводородов и воды в конечном продукте до необходимого минимума.

Для практических целей значение метанового числа можно вычислить с помощью следующих корреляционных зависимостей, предложенных Американским исследовательским институтом газа (American Gas Research Institute):

$$\text{MON} = 137,78 \cdot 0,7349 + 29,948 \cdot 0,1182 - 18,193 \cdot 0,1252 - 167,062 \cdot 0,0163 + 181,233 \cdot 0,0354 + 26,994 \cdot 0,0183 = 106,703$$

$$\text{MI} = 1,624 \cdot \text{MON} - 119,1 = 54,185$$

Где:

MON – октановое число газа;

MI – метановое число (индекс);

M_i – мольная доля компонента газа;

MC_{4+} – суммарный мольная доля «тяжелых» фракций от C4 и выше.

Анализ выражения показывает, что наиболее «весомое» влияние на значение метанового числа газа оказывает наличие в нем «тяжелых» компонентов – от бутана и выше [21].

Состав топливного газа, используемого на месторождении «Столбовое» представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Компонентный состав топливного газа

Компонент	Состав, моль %
CH ₄	73,49
C ₂ H ₆	11,82
C ₃ H ₈	12,52
iC ₄ H ₁₀	1,22
nC ₄ H ₁₀	2,51
iC ₅ H ₁₂	0,29
nC ₅ H ₁₂	0,32
nC ₆ H ₁₄	0,12
N ₂	1,833
CO ₂	3,547
H ₂ O	0,06
Теплота сгорания	47,96 МДж/м ³

Минимальная температура топливного газа плюс 10 °С Минимальное давление топливного газа перед подачей в компрессорную установку 0, 86 МПа (изб.). Максимальное давление топливного газа перед подачей в компрессорную установку 1,034 МПа (изб.). Минимальное давление топливного газа перед двигателем 0,4 МПа (изб.).

Расход топливного газа на номинальном режиме 368 м³/ч (Расход топливного газа зависит от режима работы установки и качества топливного газа и может изменяться как в большую, так и в меньшую сторону).

- Требования к пусковому газу.
- Газовая система пуска, спроектирована под давление подачи не более 1,034 МПа (изб.) (в соответствии с требованиями производителя двигателя).
- Требуемое давление не менее 1,0 МПа(изб).
- Требуемый расход газа 40 нм³/м.

- Продолжительность пуска около 6 секунд.

Регулирование производительности компрессорного агрегата на базе поршневого компрессора Ariel JGT/4 с приводом от газопоршневого агрегата на базе двигателей Waukesha L7042GSI осуществляется тремя способами:

- Перепуском газа во всасывающую линию;
- Дросселированием газа на входе в компрессор;

Изменением частоты вращения приводного двигателя.

1. Перепуск газа из линии нагнетания в линию всаса осуществляется при помощи байпасной линии с установленной на ней запорно-регулирующей арматурой, управляемой автоматизированной системой управления компрессорного агрегата. Данный способ позволяет регулировать производительность компрессора в пределах от 0 до 25%.

2. Метод дросселирования газа на входе в компрессор осуществляется при помощи пропорционального всасывающего клапана. Это клапан, постепенно закрывается при достижении давлением значения выше установленного, создавая при этом газодинамическое сопротивление на пути всасываемого газа. При этом на всасывании снижается давление газа, соответственно уменьшается производительность компрессора. Достоинством этого метода регулировки производительности является то, что система постоянно саморегулируется, благодаря тому, что заслонка клапана открывается давлением сжатого газа. При помощи данного способа осуществляется регулирование производительности компрессора в пределах от 25 до 70%.

3. Изменение частоты вращения приводного двигателя Waukesha L7042GSI производится автоматизированной системой управления компрессорным агрегатом, воздействующей на регулятор частоты вращения двигателя Woodward. Допустимая частота вращения данного приводного двигателя составляет 600-1200 об/мин. Электронная регулирующая система Woodward EG-3P состоит из трех компонентов: магнитного датчика, блока управления и пускателя. Блок управления представляет собой устройство,

прерывающее сигнал, посылаемый магнитным датчиком. После прерывания, блок управления сравнивает магнитный сигнал по цепи и производит необходимую корректировку посредством пускателя. Пускатель регулятора монтируется на двигателе и представляет собой механическое устройство, которое физически перемещает заслонки карбюратора. Пускатель регулятора приводится в движение приводной шестерней. Использование регулирования частоты вращения приводного двигателя позволяет изменять производительность компрессора в диапазоне от 50 до 100%.

4. Кроме того, конструкцией компрессора предусмотрена возможность изменения «мертвого» объема цилиндров, что позволяет производить предварительную настройку производительности компрессора, но не дает возможности регулирования при работе компрессорного агрегата. Изменение «мертвого» объема осуществляется при помощи перемещения дна цилиндра вращением маховиков, установленных на крышках цилиндров. При увеличении «мертвого» объема производительность снижается, при его уменьшении – увеличивается.

Теплосъем с приводного двигателя и компрессора осуществляется за счет циркуляции масла через воздушные холодильники. Теплосъем с цилиндров компрессора 1-3 ступеней сжатия осуществляется воздухом через развитую ребренную поверхность. Теплосъем с цилиндра 4 ступени осуществляется циркуляцией хладагента через рубашку цилиндра и воздушный холодильник с помощью насоса. Смена масла в картере двигателя и компрессора производится через полгода с передвижных средств.

Текущий расход масла в системе двигателя и картера компрессора – 400 литров за 1 месяц.

Расход масла в лубрикаторной системе – 800 л в месяц.

Общее количество охлаждающей жидкости на один агрегат – 1350 л. В качестве охлаждающей жидкости используется 50%-ный раствор

этиленгликоля. Потери охлаждающей жидкости незначительны, необходимо иметь 20-ти процентный запас этиленгликоля на складе (270 л).

Конденсат из сепараторов ПКУ и ВКУ поступает в емкость сбора конденсата ЕСК.

В емкости поддерживается давление 0,3 МПа сбросом газа на факел. Периодически по уровню конденсата в емкости ЕСК производится его перекачивание в линию на вход КСУ. Для перекачивания используется попутный нефтяной газ после компрессоров ВКУ-1/1,2. Для защиты емкости ЕСК и трубопроводов от превышения давления на емкости установлены предохранительные клапана со сбросом газа на факел высокого давления.

Дренаж из сепараторов ПКУ-1,2, ВКУ-1,2 производится в подземную дренажную емкость Е-08 $V=5 \text{ м}^3$, из которой жидкость по мере необходимости откачивается в линию на вход в П-1. Дренаж масла из маслобаков компрессоров, слив масла из картера компрессора и газового двигателя предусмотрен в подземную дренажную емкость Е-09 $V=5 \text{ м}^3$.

Системой автоматизации дренажных емкостей Е-08, 09 предусмотрен контроль и сигнализация максимального и минимального уровня, блокировка насоса в Е-08 по минимальному уровню в емкости [4].

Данная станция позволяет достичь по утилизации попутного нефтяного газа среднемировой уровень до 95%, что положительно отражается не только на воздействие с окружающей средой, но и рациональном использовании природных ресурсов.

3.5 Дожимная стационарная блочно - контейнерная компрессорная станция

Так как технологией подготовки нефти и газа предусмотрено подготовка нефти в две стадии дегазации высокого и низкого давления, в связи с тем возникает проблема подачи газа низкого давления на компрессорную станцию с давлением до 0,4 МПа. Для этого проектом предусмотрена

установка дополнительного блока в исполнении дожимной компрессорной станции. Нефтяной газ из сепараторов КСУ-1,2 подается на вход дожимной компрессорной станции, откуда поступает на смешение с газом первой ступени сепарации нефти.

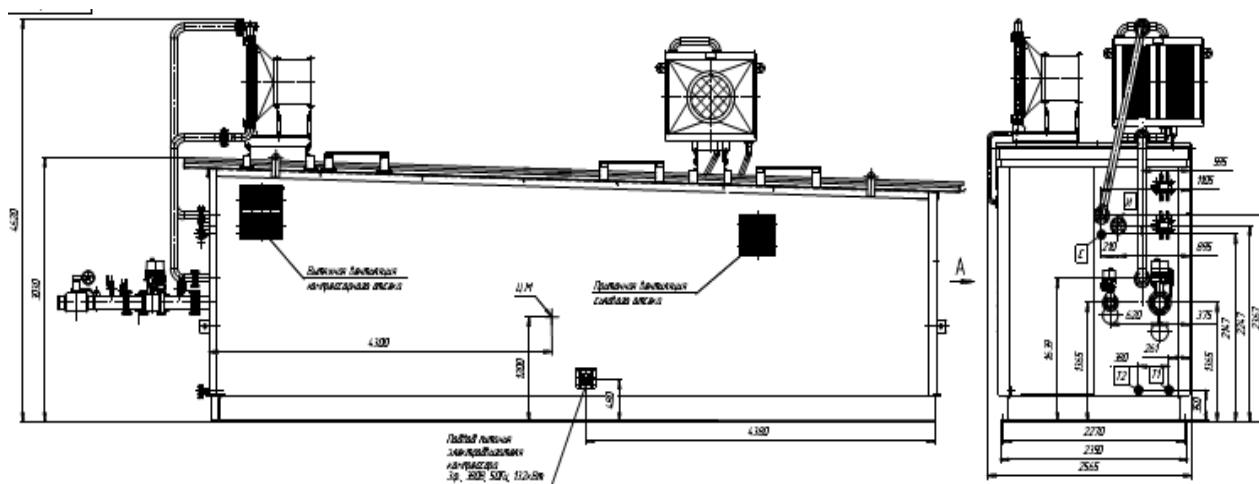


Рисунок 7 – Дожимная стационарная блочно- контейнерная компрессорная станция.

Компрессорная станция предназначена для компримирования попутного нефтяного газа низкого давления с последующей подачей его на компрессорную станцию высокого давления.

Основные технические данные дожимной стационарной блочно-контейнерной станции представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические данные дожимной компрессорной станции

Наименование показателей	Значение
Сжимаемая среда	ПНГ
Давление газа на входе в станцию, кгс/см ² (изб)	0,05...0,06
Температура газа на входе в станцию, °С	Плюс 15 плюс 20
Давление конечное, кгс/см ² , изб	5 -6
Температура газа конечная, К (0С), не более	323 (50)
Мощность электродвигателя компрессора, кВт	132
Потребляемая мощность вспомогательного оборудования, не более, кВт	25
Объемная производительность компрессорного 1 модуля, приведенная к условиям всасывания, нм ³ /час	1370

Компрессорный модуль состоит из нескольких составных частей:

- система трубопроводов с запорно-регулирующей арматурой (всасывающих, дренажных и нагнетательных);
- система электроснабжения (силовая 0,4 кВ, N=132кВт и собственных нужд 0,4кВ, N=25кВт);
- системы автоматизации и управления (САУ).
- система пожаробнаружения и пожаротушения.

Газ поступает во всасывающий коллектор и, проходя через отсечные клапаны, проходит в фильтр-сепаратор. Оттуда через обратный клапан газ поступает во всасывающую полость компрессора. Обратный клапан предотвращает попадания масла и газа из компрессора во всасывающую магистраль.

В компрессоре газ смешивается с маслом, после чего маслогазовая смесь компримируется и поступает в сепаратор, где маслогазовая смесь проходит разделение. Из сепаратора очищенный сжатый газ поступает в теплообменник, где охлаждается. После охлаждения газ, проходя через сепаратор и обратный клапан, переходит в нагнетательный коллектор после чего поступает к потребителю через отсечные клапаны [22].

Масло, отделенное от газа в сепараторе, стекает на дно сепаратора. Из сепаратора масло поступает в теплообменник, где охлаждается. Из теплообменника охлажденное масло, проходя через фильтр, разделяется на два потока (функциональное масло и масло для охлаждения). В фильтре масло очищается от механических примесей (тонкость фильтрации 15 мкм). После фильтра поток функционального масла переходит на всасывание маслонасоса, после чего поступает в компрессор через обратный клапан. При этом поток масла для охлаждения, пройдя через обратный клапан, поступает в полость сжатия компрессора. Маслонасос повышает давления масла от 1 до 3 кгс/см² относительно давления газа в сепараторе. Давления масла регулируется при помощи регулирования привода маслонасоса частотный преобразователем. Поток функционального масла после маслонасоса и

обратного клапана поступает в раздаточный коллектор, который обеспечивает раздачу масла:

- на блок клапанов управления производительностью компрессора;
- на смазку подшипников компрессора.

Для охлаждения масла используется двухконтурная система охлаждения. В первом контуре содержится теплообменник масло-тосол, а во втором контур – теплообменник тосол-воздух и циркуляционный насос тосола. Для охлаждения масла используется охлаждающая жидкость (тосол) с температурой замерзания минус 60 °С. Теплообменник масло-тосол и циркуляционный насос размещены внутри компрессорного отсека контейнера, а теплообменник тосол-воздух на крыше контейнера.

Всасывающий и нагнетательный коллекторы компрессорного модуля смонтированы снаружи контейнера на торцовой стене. В состав коллекторов входит:

- запорная арматура;
- воздушник (кран шаровой диаметр 20);
- фланцевое соединение для установки заглушки при отключении компрессорного модуля от входного и выходного газопроводов;
- клапан с управляемым приводом;
- клапаны подвода и отвода азота для продувки трубопроводов, сосудов и компрессора.

Для освобождения внутренних объемов газопроводов, сосудов и аппаратов от воздуха предусмотрена система продувки азотом [22].

При запуске в работу и после вскрытия газовых полостей предусмотрено освобождения газопроводов продувкой азотом.

Система автоматизации и управления станцией (САУ станцией) обеспечивает контроль технологических параметров, предупредительную и аварийную сигнализацию при отклонении основных параметров от установленных значений, управление работой компрессоров, а также необходимые защитные блокировки, исключающие пуск компрессоров при

нарушении предпусковых условий. САУ станцией обеспечивает связь и управление с ПЭВМ и совместимость с АСУТП. САУ станции состоят из комплектов датчиков и управляемых клапанов, системы автоматизации и управления модулями компрессора.

САУ станции обеспечивают регулирование производительности компрессорной станции. Для регулирования производительности компрессорной станции предусмотрена система, обеспечивающая подачу газа к станции высокого давления.

Регулирование производительности обеспечивается путем использования внутренних регуляторов производительности компрессора.

Компрессорная станция обеспечивает основные параметры в следующих условиях эксплуатации:

- температура воздуха при эксплуатации (предельное рабочее значение),
0С
- для наружных блоков от минус 50...до плюс 35
- для компрессорного модуля от плюс 5...до плюс 45;
- высота установки над уровнем моря до 1000 м;
- относительная влажность 98% при плюс 25 °С;
- барометрическое давление от 630 до 800 мм. рт. ст.;
- наличие осадков (снег, дождь, град), иней, роса, туман;
- скорость ветра до 50 м/с;
- нормативная снеговая нагрузка 1960 Па (200 кгс/м²);
- сейсмическое воздействие не более 7 баллов.

Компрессорная станция предназначена для сжимания попутного нефтяного газа. Использование компрессорной станции для сжимания другого газа не допускается [7].

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Кулаков А.П.

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Расходование ресурсов согласно технологической части проекта; нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно ЕНВ.</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>SWOT-анализ</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ Расчет сметной стоимости строительства газокompрессорной станции</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет сметной стоимости строительства газокompрессорной станции</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<i>SWOT - анализ</i>	
<i>Линейный график выполнения НИ</i>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	21.04.2021
---	------------

Задание выдал консультант:				
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Е.И	к.э.н.		21.04.2021

Задание принял к исполнению студент:				
Группа	ФИО		Подпись	Дата
3-2Б6В1	Кулаков А.П.			21.04.2021

В выпускной квалификационной работе рассматривается повышение эффективности использования попутного нефтяного газа на Столбовом месторождении (Томская область).

Объектом исследования является газокompрессорная станция для утилизации попутного нефтяного газа в систему поддержания пластового давления, построенная на установке подготовки нефти Столбового нефтяного месторождения.

Целью экономического раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является анализ экономической эффективности при эксплуатации газокompрессорной станции по утилизации попутного нефтяного газа в пласт.

Задачами раздела является:

- оценить коммерческий потенциал и перспективность проведения работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- рассчитать стоимость затрат на ввод станции в эксплуатацию;
- спланировать выполнение работ;
- рассчитать годового фонд заработной платы;
- оценить стоимость технологических затрат;
- рассчитать стоимость амортизационных отчислений;
- выполнить расчет экономической эффективности данного метода утилизации попутного нефтяного газа.

Внедрение газокompрессорной станции в систему утилизации попутного нефтяного газа позволит не только обеспечить нужды самого предприятия, но и близлежащие поселения, что существенно снижает его себестоимость для конечного потребителя и снижает платежи за вред окружающей среде при его обычном сжигании в факельных системах.

Инструменты финансового менеджмента позволяют создать прототипы в рамках НТИ и определить наиболее оптимальный.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Потенциальные потребители результатов исследования

Методы внедрения газокompрессорной станции в систему утилизации попутного нефтяного газа востребованы ограниченным кругом организаций, а именно теми, кто занимается добычей и сепарацией нефти. Следовательно, результатами исследования могут воспользоваться организации, работающие в Томской области либо в схожих географических и климатических условиях. Данный фактор с одной стороны освобождает рыночную нишу, а с другой не позволяет ей расширится за счет указанных ограничений. Как видно из рисунка 8 основными сегментами рынка являются крупные и малые компании.

		Отрасль	
		Нефтедобывающие предприятия	Предприятия, занимающиеся переработкой нефти
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

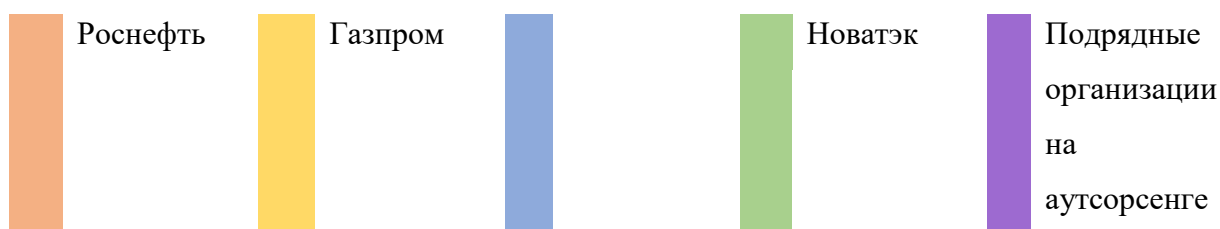


Рисунок 8 – Карта сегментирования рынка услуг

Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтедобычи и нефтепереработки для формирования спроса является группа независимых крупных и малых нефтедобывающих компаний.

Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,15	5	5	4	0,75	0,75	0,60
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	1	4	0,75	0,15	0,60
2. Надежность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
4. Безопасность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5. Энергоэкономичность	0,15	5	4	3	0,75	0,60	0,45
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена	0,2	5	3	4	1,0	0,6	0,8
2. Конкурентоспособность продукта	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
3. Финансирование научной разработки	0,05	2	5	4	0,1	0,25	0,2
4. Срок выхода на рынок	0,05	4	5	4	0,2	0,25	0,2
Итого	1	40	39	30	4,75	3,6	3,8

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

Где:

K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Конкурентоспособность разработки составила 4,75, в то время как двух других аналогов 3,6 и 3,8 соответственно. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как удобство эксплуатации для потребителей, цена и энергоэкономичность.

SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа.

Таблица 12 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Внедрение газокompрессорной станции в систему утилизации попутного нефтяного газа</p> <p>С2. Наличие достаточного финансирования</p> <p>С3. Квалифицированный персонал</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Ограниченность места установки</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Внедрение газокompрессорной станции в уже имеющуюся систему утилизации попутного нефтяного газа</p> <p>В2. Появление спроса на продукт</p>	<p>1. Снижение себестоимости для потребителя</p> <p>1 2. Экономия на собственных нуждах</p>	<p>1. Разработка научного исследования</p> <p>2. Повышение квалификации кадров у потребителя</p> <p>1 3. Приобретение необходимого оборудования опытного образца</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Узкий круг потребителей</p> <p>У2. Изменение законодательства</p>	<p>1. Продвижение новых технологий с целью появления спроса</p> <p>2. Изучение законодательной базы</p>	<p>1. Разработка научного исследования</p> <p>2. Повышение квалификации кадров у потребителя</p> <p>3. Продвижение новых технологий с целью появления спроса</p> <p>4. Изучение законодательной базы.</p>

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон

возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в таблице:

Таблица 13 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	-	-	-	+
	B2	-	-	-	+
	B3	+	+	+	-
	B4	+	+	+	-
Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	0	+	0	-
	У2	+	+	+	+
	У3	-	-	-	0
	У4	-	-	-	-
Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	-	-	+
	B2	-	-	0	+
	B3	+	+	+	0
	B4	+	+	-	-
Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта	У1	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У2	+	+	+	0
	У3	-	0	-	-
	У4	--	+	--	+

Таблица 14 – SWOT-анализ.

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Простота применения</p> <p>С2. Адекватность разработки</p> <p>С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта.</p> <p>С4. Относительно невысокая денежная и временная затратность проекта</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки</p> <p>Сл2. Отсутствие сертификации</p> <p>Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p> <p>Сл4. Отсутствие бюджетного финансирования.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>В2. Появление потенциального спроса на новые разработки</p> <p>В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных</p>	<p>Простота применения, адекватность разработки, использование более свежей информации в проекте увеличит спрос и конкурентоспособность НИР (В3,В4,С1,С2,С3). При подключении в работу инновационных структур уменьшается время разработки и появляются дополнительные денежные средства(В1,В2,С4).</p>	<p>Помощь в финансировании проекта и его сертификации могут оказать инновационные инфраструктуры(В1,В2,Сл2,Сл4).</p> <p>Необходимо снизить конкурентоспособность подобных разработок и расширить использование данной НИР во многих компаниях (В3,В4,Сл1,Сл3).</p>

Продолжение таблицы 14

<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии</p> <p>У2. Значимая конкуренция</p> <p>У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации</p> <p>У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p>	<p>Использование более новой информации, простота и адекватность математической модели позволяют повысить спрос и конкуренцию разработки, что уменьшает влияние финансирования (С1,С2,С3,У1,У2,У4). В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация (С4,У3).</p>	<p>Отсутствие прототипа, сертификации научной разработки, невозможность использования в компаниях с традиционными методами обработки нефти приведет к отсутствию спроса и отсутствию конкуренции проекта (У1,У2,Сл1,Сл2,Сл3), а отсутствие финансирования приведет к невозможности получения сертификации (У3,Сл4).</p>
---	---	---

Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

При любом проектировании всегда есть несколько методов или вариантов достижения цели, т.е. несколько альтернатив. Научно-технический прогресс не стоит на месте и развивается очень стремительно. Из этого следует, что разрабатываемые сейчас технические проекты скоро могут стать не актуальными. В связи с этим, разработку новых проектов нужно осуществлять с учетом их дальнейшего развития. Это означает, что внедрение газокompрессорной станции в систему утилизации попутного нефтяного газа, разрабатываемые в наше время, должны уметь приспосабливаться к условиям новой среды, т.е. быть динамичными. Поэтому необходимо определить дальнейшие пути развития или модификации разрабатываемой системы электроснабжения данного предприятия. Удобнее всего рассматривать имеющиеся варианты в виде морфологической матрицы, приведенной в таблице 15.

Таблица 15 – Альтернативы проведения исследования

	1	2	3
А: Привычные методы утилизации	С использованием имеющейся техники	С ручными приспособлениями	Средне механизированные способы
Б: Химические методы утилизации	За счет химических реакций на нейтрализацию	Снижение вредного воздействия	Незначительное изменение состава
В: Внедрение газокompрессорной станции	Обеспечение собственных нужд	Обеспечение нужд ближайших потребителей	Снижение платежей за нанесение вреда

Выбор наиболее желательных функционально конкретных решений осуществляется с позиции его функционального содержания и ресурсосбережения. Для созданной морфологической матрицы выделим три наиболее перспективных пути развития разрабатываемой схемы снабжения, а именно:

1. А1Б1В2
2. А3Б1В3
3. А2Б1В2

Морфологическая матрица позволяет наглядно рассмотреть перспективы развития, возможность расширения производственных решений, введение модификаций и усовершенствование разрабатываемой схемы.

Наиболее приемлемым является третий вариант, так как сочетает в себе высокую экономичность и надежность.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ.

Таблица 16 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность Исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления Исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующей схемы теплообмена	Инженер
	6	Разработка математической модели процесса	Инженер
	7	Оценка адекватности математической модели реальному процессу	Инженер
	8	Оценка влияния технологических параметров на качество продукта	Инженер
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
	10	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, инженер
	11	Оформление пояснительной записки	Инженер
	12	Разработка презентации и раздаточного материала	Инженер

Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для

определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости тожи используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max i}}{5},$$

где тожи – ожидаемая трудоемкость выполнения i-ой работы чел.-дн.;
tmini – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i-ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

tmaxi – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i-ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях Tr, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{C_i},$$

Где:

Tri – продолжительность одной работы, раб. дн.;

тожи – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

Чи – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка ТЗ:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} = 1,8 \text{ чел.-дн.};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ож\dot{i}}}{\dot{C}_i} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дн.}$$

Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

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.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48,$$

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.

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу:

Таблица 17 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Исполнители, количество		Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min} чел.-дни		t_{max} чел.-дни		$t_{ож}$ чел.-дни							
	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2		
Подбор и изучение материалов по теме	10	8	15	12	12	10	1	2	12	5	18	7
Выбор направления исследований	5	10	7	12	6	11	1	2	6	5	9	8
Календарное планирование работ по теме	4	9	6	11	5	10	1	1	5	10	7	15
Анализ существующих систем работы с попутным газом	12	13	14	18	13	15	2	1	6	15	9	22
Разработка математической модели процесса	10	13	14	15	12	14	1	2	12	7	17	10
Оценка адекватности математической модели реальному процессу	10	14	13	16	11	15	1	1	11	15	17	22
Оценка влияния технологических параметров на качество продукта	10	7	17	12	13	9	1	2	13	5	19	7
Оценка эффективности полученных результатов	5	10	10	13	7	11	1	2	7	6	10	8
Определение целесообразности проведения процесса	5	10	10	13	7	11	1	2	7	6	10	8
Оформление пояснительной записки	18	22	20	25	19	23	1	1	19	23	28	34
Разработка презентации и раздаточного материала	4	6	5	8	4	7	1	1	4	7	7	10
Итого, дн											151	152

Таблица 18 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Код	Вид работ	Исполнители	Т _{к.}	Продолжительность выполнения работ										
				апр			май			июнь				
				1	2	3	1	2	3	1	2	3		
1	Подбор и изучение материалов по теме Выбор направления исследований	Р И	1											
2	Календарное планирование работ по теме	И	9											
3	Анализ существующих систем расчета остаточного ресурса магистрального газопровода	И	8											
4	Разработка математической модели процесса	И	10											
5	Оценка адекватности математической модели реальному процессу	И	20											
6	Оценка влияния технологических параметров на качество продукта	И.	13											
7	Подбор и изучение материалов по теме	И	1											

Продолжение таблицы 18

8	Обсуждение результатов	Р И											
9	Оформление пояснительной записки	И	8										
10	Разработка математической модели процесса	И	10										

4.3 Бюджет проведения работ

Расчет стоимости затрат на ввод станции в эксплуатацию

Стоимость нового оборудования составляет: $Z_{об} = 9000000$ руб., в стоимость входит транспортировка до места монтажа.

Для строительства здания участка по договору подряда нанимается строительная организация, стоимость $1м^2 = 10\ 000$ руб.

Оснастка оборудования осуществляется заводом изготовителем (в лице монтажной бригады) в указанные сроки, в стоимость оснастки входит: монтаж станции, сборка и установка основных узлов, пуско-наладка и испытания станции, стоимость работ составляет 10% от стоимости оборудования.

Таблица 19 – Затраты на ввод ГКС в эксплуатацию

Наименование	Вид работ	Время работ, дней	Стоимость, руб.
Здание компрессорной станции	Строительство здания	20	2 500 000
Оснастка оборудования	Монтаж, сборка и наладка	30	900 000
Компрессорная станция	Покупка и транспортировка	10	9 000 000
ИТОГО		60	12 400 000

Расчет годового фонда заработной платы

Расчет заработной платы производится по смене. Смена состоит из двух машинистов 3 и 4 разряда.

Таблица 20 – общие затраты на оплату труда за 2021 год

Категория	Кол- во	Разряд	Т.ставка, Руб.	Тариф. з\п, руб.	Премия	Вредн ые услов ия труда	Основная з\п
Машинист КУ	1	3	110	195624			
Машинист КУ	1	4	130	231192			
Смена (2 машиниста)	1	3-4	240	426816	256089,6	42681,6	725588
Итого							725588
Дополнительная з/п 10%							72558,8
Общего фонда з/п							798146,8
Среднемесячная з/п							66512,2
Социальные нужды							239444
Общие расходы на оплату труда							1037590,8
Итого							1037590,8

Таблица 21 – расчет рабочих часов за 2021г

Квартал / Год	Количество дней			Рабочих часов
	Календарных	Рабочих	Выходных	
1 квартал	91	56	35	448
2 квартал	91	61	30	488
1 полугодие	182	117	65	936
3 квартал	91	65	26	528
4 квартал	92	64	28	512
2 полугодие	183	129	54	1040
2021 год	365	246	119	1976

Технологические затраты

Мелкий ремонт и техническое обслуживание станции осуществляет изготовитель по договору, из расчета за технологическую операцию. Затраты на материалы и запасные части возлагаются на организацию эксплуатирующую установку из расчета 1000 рублей за одну услугу, со средним количеством услуг в год (550 услуг). Затраты на технологическую энергию включают в себя: электрическое отопление, потребление вспомогательного оборудования и т.д. Оплачиваются по тарифу кВт*ч.

Таблица 22 – технологические затраты

Наименование	Затраты, руб.
Технологические материалы и запчасти	550 000
Технологическая энергия	1 142 060
ИТОГО	1 692 060

Расчёт амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления — отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа. Амортизационные отчисления включаются в издержки производства или обращения. Расчет амортизационные отчисления: здания участка рассчитан на 25 лет эксплуатации, оборудования на 10 лет и оснастки на 10 лет работы.

Таблица 23 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование	Срок службы лет	Норма амортизации 1/n, %	Амортизация, руб.
Здание участка	25	5	27 000
Оборудование (ГКС)	10	10	500 000
Оснастка	10	10	50 000
ИТОГО			577 000

В разделе расчёта амортизационных отчислений были рассчитаны: амортизационные отчисления здания станции, амортизационные отчисления оборудования, амортизационные отчисления оснастки, годовые

амортизационные отчисления. Годовые амортизационные отчисления составили 577000 руб./год.

Таблица 24 – Сводная таблица

Наименование	Затраты, руб.
Затраты на ввод в эксплуатацию	12 400 000
Общие затраты на оплату труда	1 037 590,8
Технологические затраты	1 692 060
Амортизационные отчисления	577 000
ИТОГО	15 706 650,8

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ.

Расчёт экономической эффективности данного метода утилизации ПНГ.

Экономическая эффективность от проведения мероприятия может быть определен в стоимостном выражении [14].

Ежедневно на факеле низкого и высокого давления сжигается порядка 68000 м³ (среднее значение за 2021 г.)

Прибыль за счёт продажи газа:

$$(68000 \cdot 380) / 1000 = 25400 \text{ руб./сут.}$$

Где:

380 р. – стоимость 1000 м³ газа (договорная цена на поставку газа между ООО «Томская нефть» и ЗАО «НГ-Энерго»)

$$25400 \cdot 365 = 9431600 \text{ рублей в год.}$$

Прибыль от продажи ПНГ в год составит 9431600 руб./год.

Данный расчёт, доказывает экономическую эффективность от эксплуатации газокomppressorной станции по закачке попутного нефтяного газа в пласт.

Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Общие затраты на строительство газокomppressorной станции и годовую эксплуатацию составляют 15706650,8 рублей включающие:

1. Затраты на ввод станции в эксплуатацию составили 12400000 руб.;
2. Общие затраты на оплату труда за год составили 1037590,8 руб./год;
3. Технологические затраты (материалы, запчасти и электроэнергия) за год эксплуатации станции составили 1692060 руб.

4. Амортизационные отчисления за год эксплуатации составили 577000 руб./год;

5. Выполнен расчет экономической эффективности годовой эксплуатации газокomppressorной станции по закачке ПНГ в пласт, сумма годовой выручки при поставке газа подрядной организации за 2021 год составляет 9431600 руб./год.

6. В ходе проведения анализа экономический расчет показал, что данный проект является экономически эффективным и имеет минимальные сроки окупаемости. Данная модернизация является обязательным условием для нефтяных организаций в связи с выходом закона об утилизации попутного нефтяного газа до общемирового 95%.

При расчете были использованы примерные данные, поэтому экономические показатели могут отличаться от фактических.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Кулаков Андрей Павлович

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

Тема ВКР:

Внедрение газокompрессорной станции в систему утилизации попутного нефтяного газа	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: Газокompрессорная станция.</p> <p>Область применения: утилизация попутного нефтяного газа.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - превышение уровней шума и вибрации; - превышенный уровень шума и вибрации. - недостаточная освещенность. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> -электрический ток; - пожаровзрывоопасность; - движущиеся машины и механизмы
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Источники загрязняющих веществ на объектах</p> <p>Перечень и анализ мероприятий по снижению выбросов вредных веществ;</p> <p>Мероприятия организационно-технического характера;</p>

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; - разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; - нарушение электроснабжения; - пожар; - нарушение герметичности; - нарушение работы оборудования и средств измерения
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	21.04.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		21.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Кулаков Андрей Павлович		21.04.2021

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Основной объект ГКС - компрессорная станция по закачке попутного нефтяного газа в пласт, оснащенная газоперекачивающими агрегатами и вспомогательным оборудованием.

Выбранный объект представляет собой организацию общецеховых систем, которая обеспечивает безопасную эксплуатацию газоперекачивающих агрегатов, всего оборудования, а также нормальные, безопасные условия работы обслуживающего персонала.

На персонал обслуживающий газоконпрессорную станцию действует большое количество опасных и вредных производственных факторов, которые могут привести к резкому ухудшению здоровья, заболеванию, травме, заболеванию или снижению работоспособности. Рассмотрим опасные и вредные производственные факторы, возникающие при эксплуатации ГКС, в соответствии с ГОСТ 12.0.00-2015.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников

Рабочая смена машиниста компрессорной установки не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Машинисту допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазопромислах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение

оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Машинист компрессорных установок ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей машиниста.

Рабочая область должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ, которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя, или в обоих положениях. Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2016.

Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз, трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся вследствие продолжительного мускульного напряжения.

Социальное страхование

Страховщик – Фонд социального страхования РФ.

Страхователь – Юридические лица любой организационно-правовой формы (в том числе иностранные организации, осуществляющие свою деятельность на территории РФ и нанимающие граждан РФ) либо физические лица, нанимающие лиц, подлежащих обязательному социальному страхованию.

Федеральным законом от 24 июля 1998 года № 125-ФЗ "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний" произведена замена

должника в обязательствах по возмещению вреда, причиненного работнику при исполнении им трудовых обязанностей.

Сам пострадавший или лица, имеющие право на получение возмещения, должны предъявлять соответствующие требования не к работодателю, а к органам Фонда социального страхования РФ.

Если гражданин выполняет работу по гражданско-правовому договору, условия которого не предусматривают обязанность уплаты работодателем страховых взносов, то возмещение работнику утраченного заработка, в части оплаты труда, осуществляется причинителем вреда.

Возмещение застрахованным лицам морального вреда, причиненного, в связи с несчастным случаем на производстве или профессиональным заболеванием, осуществляется причинителем вреда.

5.2 Производственная безопасность

Анализ выявленных вредных производственных факторов

Температура окружающей среды

В целях предупреждения возникновения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, установлены предельные значения температуры, при которых следующие работы не могут производиться на открытом воздухе:

1) лесозаготовительные работы:

- минус 40 °С без ветра;
- минус 39 °С при скорости ветра до 5 м/с;
- минус 38 °С при скорости ветра от 5 до 10 м/с;
- минус 36 °С при скорости ветра свыше 10 м/с.

2) строительно-монтажные и ремонтные работы, связанные с работой на высоте:

- минус 35 °С без ветра;
- минус 33 °С при скорости ветра до 5 м/с;

- минус 30 °С при скорости ветра от 5 до 8 м/с;

- минус 28 °С при скорости ветра свыше 8 м/с.

3) все остальные работы:

- минус 36 °С без ветра;

- минус 35 °С при скорости ветра до 5 м/с;

- минус 34 °С при скорости ветра от 5 до 10 м/с;

- минус 32 °С при скорости ветра свыше 10 м/с.

Выполнении работ в необогреваемых закрытых помещениях прекращается при температуре минус 36 °С и ниже.

При температуре минус 10 °С и ниже, работающим на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, должны предоставляться перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях, оборудованных в соответствии с санитарными нормами и правилами.

Уровень шума на рабочем месте

Большое значение имеет проблема производственного шума. На физическое состояние человека шум влияет следующим образом: провоцируются сердечно-сосудистые заболевания и язва желудка, нарушается обмен веществ, ослабляется внимание и человек быстро утомляется.

При текущем и капитальном ремонте, а также при обслуживании компрессоров рабочие подвержены интенсивному воздействию шумов. Классификация шумов установлена ГОСТ 12.1.003-76, СНиП II-12-77 и нормируется в следующих пределах: на постоянных рабочих местах и рабочих зонах - до 99 Дб. В компрессорной станции уровень шума достигает 90-100 Дб, при текущем и капитальном ремонте – 92...98 Дб. Обслуживающий персонал, работающий в компрессорной станции, снабжается индивидуальными средствами защиты (наушники). Также для улучшения условий труда рекомендуется сооружать звукоизолированные кабины, устанавливая экран.

Требования безопасности предусматривают несколько мероприятий для снижения шума технические средства борьбы с шумом (уменьшение шума машин в источнике, применение технологических процессов, при которых уровень звукового давления на рабочих местах не превышает допустимые, и др.), строительно-акустические, дистанционное управление шумными машинами, использование средств индивидуальной защиты, организационные (выбор рационального режима труда и отдыха, сокращение времени нахождения в шумных условиях, лечебно-профилактические и другие мероприятия).

Загазованность воздуха рабочей зоны

По совокупности воздействия на организм человека веществ, входящих в состав газа и конденсата, транспортируемых с УПН на ГКС Столбовое газ и конденсат приравнивают к III классу опасности (ГОСТ 12.1.007).

При выполнении работ в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД). Применение соответствующих средств индивидуальной защиты органов дыхания, осуществляется с учетом условий ведения работ и газовой безопасности персонала.

СИЗОД, выдаваемые рабочим, необходимо подбирать по размерам и хранить в особых шкафах на рабочих местах, каждые в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть закреплена бирка с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. СИЗОД должны проверяться и заменяться в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации.

В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи:

«Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда–допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ.

При проведении газоопасных работ необходимо пользоваться газозащитными средствами (шланговыми и фильтрующими противогазами, изолирующими респираторами). ПДК пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для природного газа предельно допустимая концентрация равно 300 мг/м³.

Предельно допустимая концентрация транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³.

- в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C₂H₅SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокоопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м³.

- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C1-C5) – 3 мг/м³ (2-ой классу опасности).

- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс –умеренно опасные вредные вещества).

- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ.

Электрический ток

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа.

Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика ППР с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который хранится у мастеров цеха. В журнале указываются виды проведенных работ, с подписями их производивших.

Контроль за исправностью молниеотводов и заземляющих устройств с проверкой сопротивления заземлителей необходимо осуществлять не реже одного раза в год (летом при сухой погоде) с оформлением результатов контроля. Величина сопротивления заземлителя не должна отличаться более чем в 5 раз от зафиксированной при приемке молниеотвода в эксплуатацию.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления

присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции. Металлическое оборудование,

трубопроводы на всем протяжении представляют собой непрерывную электрическую цепь, которая в пределах взрывоопасной зоны присоединена к контуру заземления не более чем через 25м.

ПУЭ определяют в отношении опасности поражения людей электрическим током, следующие классы помещений:

1. Помещения без повышенной опасности, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность.

2. Помещения с повышенной опасностью, характеризуются наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность:

- высокой температуры (выше 35 °С);
- сырости (влажность более 75 %) или токопроводящей пыли;
- токопроводящих полов (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные и т.п.);

- возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединению с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования - с другой.

3. Особо опасные помещения, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность:

- особой сырости;
- химически активной или органической среды;
- одновременно двух или более условий повышенной опасности.

4. Территории размещения наружных электроустановок. В отношении опасности поражения людей электрическим током эти территории приравниваются к особо опасным помещениям. Категория помещений по ПУЭ приведена в таблице 25.

Таблица 25 – Категории помещений по ПУЭ

Категория помещения	ПУЭ
Без повышенной опасности	>50 В переменного тока
	>120 В постоянного тока
С повышенной опасностью, особо опасные и наружные электроустановки	>25В переменного тока
	>60 В постоянного тока

Давление в системах работающих механизмов

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, могут быть допущены лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, обучение по соответствующей программе, аттестованные и имеющие удостоверение на право обслуживания СРД.

Обслуживающий персонал должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации СРД предприятий изготовителей, так же со

схемами включения сосудов с указанием источника давления, рабочей среды, параметров, контрольно-измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

Персонал обязан периодически в течение смены:

- проводить осмотр закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно-регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;

- проводить осмотр контрольно-измерительных приборов, предохранительных устройств и указаний уровня жидкости, убедиться в их исправности

- убеждаться в отсутствии пропуска рабочей среды в соединениях элементов сосуда и трубопроводов;

- контролировать давление в сосуде, заметив опасность, угрожающую обслуживающему персоналу, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.

Порядок проверки исправности обслуживаемых сосудов и относящихся к ним оборудованию в рабочем состоянии:

- машинист обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия;

- машинист обязан проводить проверку манометров посадкой стрелки на нуль с помощью трехходового крана;

- в течении рабочей смены оператор должен проводить проверку на исправность сосудов путем внешнего осмотра, запорную арматуру, контрольно- измерительные приборы и предохранительные клапаны;

- машинист должен делать соответствующие записи в сменном журнале обо всём вышеуказанном.

Проверку арматуры, предохранительных устройств, контрольно-измерительных приборов, приборов автоматики защиты и сигнализации проводится ежесменно.

Ремонт сосудов и их элементов, находящихся под давлением, запрещается.

Применяемые для отключения СРД заглушки, устанавливаемые между фланцами, должны быть соответствующей прочности и иметь выступающую часть (хвостовик), по которой определяется наличие заглушки. При установке прокладки между фланцами они должны быть без хвостиков.

Пожаровзрывобезопасность

На эксплуатируемом объекте основными взрыво- и пожароопасными, вредными и токсичными веществами, находящимися в производстве, являются: нефть, нефтяной газ и конденсат.

Классификация основных производств по взрывной, взрывопожарной опасности и по группам производственных процессов.

Для тушения пожара предусмотрена система пожарного водоснабжения, указания по которому даны СНиП 11-58-75 (“Электростанции тепловые”) и в СНиП 11-34-74 (“Водоснабжение. Наружные сети и сооружения”) [11].

Взрывопожарная и пожарная опасность помещений приведена в таблице 26.

Таблица 26 – Взрывопожарная и пожарная опасность помещений

Наименование производственных помещений и наружных установок	Категория помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009	Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования (ПУЭ)	
		Класс взрывоопасной или пожароопасной зоны	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ Р 51330.11-99/51330.5-99
Газовая компрессорная станция, ПКУ-1,2	А	В-1а	ПС-Т1
Блок подготовки воздуха БПВ	Д	Норм	-

Продолжение таблицы 26

Емкости: ЕСК, Е-7, Е-8, Е-9	АН	В-1г	ПА-Т2
Блок дозирования реагентов	А	В-1а	ПА-Т2
-Факельное хозяйство -Факел-площадка запорно-регулирующих устройств топливного газа -Дренажная емкость	ГН АН АН	- В-1г В-1г	- ПА-Т3 ПА-Т3

5.3 Экологическая безопасность

Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу в период эксплуатации, являются: смесь предельных углеводородов, оксид азота, диоксид, оксид углерода.

В процессе эксплуатации происходит образование отходов при производстве технологических операций и выбросов загрязняющих веществ при аварийных ситуациях. При работе через неплотности фланцевых соединений и запорную арматуру выделяются углеводороды метанового ряда.

С целью охраны воздушного бассейна выполнены следующие технологические мероприятия:

- сброс углеводородных газов от предохранительных клапанов, газов отдува, при освобождении оборудования для ремонта и в аварийных случаях производится в факельную систему;

- компрессоры оборудованы системами сигнализации и блокировок, останавливающих агрегаты при нарушении технологических параметров и пропусках через уплотнения.

Контроль наличия паров углеводородов в атмосфере наружной установки и взрывоопасных помещениях осуществляется датчиками до взрывоопасных концентраций типа СГГ-20Н, которые устанавливаются в местах возможного возникновения утечек.

Для предотвращения попадания нефтепродуктов в почву все технологические площадки забетонированы и ограждены по периметру сплошным бортом высотой не менее 0,15 м.

Выбросы в атмосферу

Во время эксплуатации КС могут происходить следующие выбросы в атмосферу:

- выхлопные газы от двигателей Waukesha;
- сброс пускового газа;
- сбросы с предохранительных и регулирующих клапанов;
- выбросы на факел высокого давления;
- выбросы на свечу.

Выбросы попутного нефтяного газа с предохранительных клапанов могут происходить при повышении давления выше разрешенного в работающих под давлением и трубопроводах и СРД.

Выбросы попутного нефтяного газа на свечу с технологического оборудования, трубопроводов и сепараторов происходит при пусках и остановках поршневых агрегатов, при проведении ремонтных работ. Характеристика выбросов в атмосферу приведена в таблице 27.

Таблица 27 – Состав и количество выбросов в атмосферу

Наименование сброса	Количество выбросов по видам		Условия (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов
	-	м ³ /год		
Азот	-	50		

Продолжение таблицы 27

Линейные выбросы через не плотности во фланцевых соединениях арматуры и трубопроводов.	Точное значение выбросов в атмосферу через не плотностиво фланцевых соединениях арматуры и трубопроводах определяется при лабораторных исследованиях.			
Вентиляционные выбросы	-	-	в атмосферу	постоянно

При нормальной эксплуатации станции выбросы попутного нефтяного газа отсутствуют. Незначительные выбросы газа возможны при разгерметизации оборудования. Периодически необходимо проводить поиск утечек газа. Для этой цели применять обмыливание мест возможных утечек мыльным раствором или использовать течеискатели [10].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные аварийные ситуации

ГКС должна быть остановлена аварийно по плану ликвидации аварии в случае прекращения подачи электроэнергии, при загазованности объекта выше 50% НКПВ, при пожаре, разрушении коммуникаций и аппаратов, прорыв горючих газов и нефти, прекращение подачи сырья, а также в случае аварии на соседнем объекте, если это представляет угрозу для ГКС. Вероятной ЧС является пожар в здании газокompрессорной станции.

При возникновении возгорания в здании компрессорной станции, необходимо:

- остановить КС нажав кнопку аварийной остановки на панели управления ГПА №1, 2, на двигателе или в операторной на АРМ начальника смены;
- проконтролировать срабатывание автоматической системы газового пожаротушения, отключение системы приточной и вытяжной вентиляции;

- оценить аварийную ситуацию, предупредить об опасности, сообщить об аварии оператору КС и УПН. Удалить из опасной зоны людей;
- предупредить должностные лица согласно схемы оповещения;
- объявить на КС и УПН аварийное положение;
- встретить прибывающих на место аварии расчет ДПД, электриков, фельдшера;
- прекратить огневые, ремонтные, строительные-монтажные работы, проводимые на КС;
- предупредить и эвакуировать людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии;
- обесточить объект, в зависимости от места расположения очага возгорания и зоны тушения отключить линии, питающие электроустановки, расположенные в этих зонах;
- оформить «Допуск на проведение тушения пожара»;
- направить персонал для ликвидации аварии;
- приступить к тушению пожара;
- приступить к ликвидации последствий аварии [9].

Вывод

В данном разделе были приведены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и жизнь работников. Выполнение правил безопасности и мер по предупреждению опасных факторов позволит избежать наступления ЧС и сократить вредное воздействие на работников предприятия.

При эксплуатации газокompрессорной станции происходит загрязнение окружающей среды, поэтому также нужно уделять должное внимание мероприятиям по снижению выбросов вредных веществ, а также мероприятиям предотвращению возникновения аварий.

Заключение

Рациональное использование попутного нефтяного газа является важной частью стратегии любой нефтяной компании, так как ПНГ является ценным минеральным сырьем.

Неразумное использование попутного нефтяного газа, нефтяными организациями, отрицательно влияет на экологический баланс нашей планеты. Контроль за сжиганием газа это одна из важнейших проблем, не только для нашей страны, но и для мира в целом. Исходя из этого необходимо организовать общемировую базу по контролю за утилизацией попутного нефтяного газа, благодаря чему страны смогут контролировать утилизацию и делиться опытом по его рациональному использованию.

Строительство газокompрессорной станции на месторождении "Столбовое" подразумевает полную утилизацию попутного газа, что необходимо для месторождения с высоким газовым фактором добываемой нефти. Работа компрессорной станции улучшит экологическую обстановку на месторождении, за счет снижения сжигания газа на факеле что позволит сократить негативное воздействие на атмосферу парникового эффекта и других вредных примесей газа.

Строительство газокompрессорной станции на месторождении «Столбовое» позволило уменьшить количество сжигаемого попутного нефтяного газа до 4%, что составляет всего 1883 м³/сут от общего количества добываемого газа. На собственные нужды уходит 54,6% ПНГ, что составляет 25710 м³/сут и 19493 м³/сут, а это 41,4%, используется для закачки в пласт.

Список использованной литературы

1. Багаутдинов А.К. Проект пробной эксплуатации Столбового месторождения / А.К. Багаутдинов, Томск: 1991г, – 27 с.
2. ТР №122 Проект обустройства Столбового нефтяного месторождения на полное развитие: ЗАО «ИНСТИТУТ СИБПРОЕКТ» – Томск: 2011г, – 9 с.
3. ТР №150 Технологический регламент по эксплуатации установки подготовки нефти: Томск – 2017г, – 12 с.
4. ТР 2187 Технологический регламент по эксплуатации ГКС – Томск: 2017г, – 11 с.
5. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – «Недра» / Г.С. Лутошкин. Томск: 1979г, – 192 с.
6. Меры по упорядочению государственного регулирования цен на газ и сырье для его производства, постановление Правительства Российской Федерации от 15 апреля 1995 г. №332, – 3 с.
7. ДККС-930-1-1-7.00.00.000_документация завода-изготовителя 2010г, – 147 с.
8. Недра / Под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова, Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др. – Москва: 1983, – 455 с.
9. ПР №264 План ликвидации аварий на Столбовом месторождении – Томск: 2019г, – 2 с.
10. Белов, С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды / С.В. Белов – Москва: Юрайт, 2013г. – 682 с. – ISBN 978-5-9916-1432-0.
11. Беляков Г. И. Охрана труда и техника безопасности / Г.И. Беляков: учебник для прикладного бакалавриата – Москва: Юрайт, 2016г. – 404 с. – ISBN 978-5-9916-6038-9.
12. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение / И.Г Видяев, Г.Н, Серикова, Н.А Гаврикова – Томск: 2014г. – 36 с.

13. Разработка технологии повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии эксплуатации месторождения / Кокарев М.О, Мирский А.В. – Общество с ограниченной ответственностью "Издательский Дом Юг" (Краснодар): Булатовские чтения. Учредители – 113с – ISSN: 2587-8913.
14. Все о нефти – Москва – URL: <https://vseonefti.ru/upstream/stadii-razrabotki.html> (дата обращения: 11.06.2021). – Текст: электронный.
15. Союз производителей нефтегазового оборудования – Москва – URL: <https://derrick.ru/?f=n&id=18083> (дата обращения: 03.06.2021). – Текст: электронный.
16. Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки / Самойлова М.И., Леонтьев А.П., Кожемяко А.И., Самойлов И.П.: 2010 – 252 с. – URL: <https://e.lanbook.com/book/28312> (дата обращения: 05.06.2021). – Текст: электронный.
17. Разработка предложений и их технико-экономическое обоснование по совершенствованию технологии сбора и подготовки нефти на Игольско-Таловом месторождении НГДУ «Васюганнефть» / Губкина И.М: 89 с. – URL: <http://samzan.ru/79909> (дата обращения: 08.06.2021). – Текст: электронный.
18. Учись на 5 – Оценка целесообразности утилизации попутного газа 2013 – 70 с. – URL: <https://tomsk.work5.ru/gotovye-raboty/65007> (дата обращения: 28.05.2021). – Текст: электронный.
19. Science Index – Кривошапка И. Санкт-Петербург: 2011. – 75 с. – Текст: электронный – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=21781416> (дата обращения: 30.05.2021).
20. Science Index – Сороколет И.И. Царьков П.И. Шавдин М.С. Санкт-Петербург: 2015. – 171 с. – Текст: электронный – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=21781416> (дата обращения: 30.05.2021).
21. Studfiles – Расчет метанового числа газового топлива – Текст: электронный – URL: <https://studfile.net/preview/6224206/page:6/> (дата обращения: 10.06.2021).

22. Science Index – Галигузов В.И. Рыбинск: 2018. – 7 с. – Текст: электронный – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=32729607> (дата обращения: 10.06.2021).