

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Инженерная школа Природных ресурсов
Отделение Нефтегазового дела
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ЛИНЕЙНОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 665.622.2:622.276.8(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Самарин Алексей Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	к.г.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа Природных ресурсов
Отделение Нефтегазового дела
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Самарину Алексею Александровичу

Тема работы:

Повышение эффективности использования попутного нефтяного газа на Линейном нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1750/с от 14.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технической, технологической и нормативной информации по утилизации попутного нефтяного газа, технологический регламент установки подготовки нефти, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научно-техническая пресса, фондовая и научная литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Общие сведения о месторождении и его геологическая характеристика, основные способы утилизации попутного нефтяного газа в России и на Линейном нефтяном месторождении, моделирование установки подготовки нефти, расчет метанового индекса и свойств топливного газа, подбор параметров сепарации для улучшения работы газопоршневой электростанции, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность, заключение по проделанной работе.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.г.н. Цибульникова Маргарита Радиевна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Немцова Ольга Александровна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	20.02.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			20.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Самарин Алексей Александрович		20.02.2018

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Самарину Алексею Александровичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Капитальные вложения на строительство газопоршневой электростанции на Линейном нефтяном месторождении
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Исходя из данных ООО «Стимул-Т».
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Единый социальный налог – 14,6%, плата за природопользование (по действующим нормативам), налог на прибыль – 20%, налог на имущество – 2%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определение стоимости материально-технических и трудовых ресурсов при строительстве и эксплуатации объекта.
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка эффективности инвестиций при строительстве газопоршневой электростанции

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	22.03.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цибулькинова М.Р.	к.г.н, доцент		22.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Самарин Алексей Александрович		22.03.2018

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Самарину Алексею Александровичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:	Объект исследования – установка подготовки нефти, которая предназначена для сбора и подготовки продукции нефтедобывающих скважин путем обеспечения глубокого обезвоживания, обессоливания, снижения упругости паров нефти и достижения требуемого качества товарной нефти и сбрасываемых пластовых вод для дальнейшей транспортировки.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность:	1.1 Анализ вредных и опасных факторов при работе УПН – Повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей; – Повышенный уровень шума на рабочем месте; – Повышенный уровень вибрации на рабочем месте; – Отклонение показателей микроклимата. 1.2 Анализ выявленных опасных факторов при работе УПН: – Движущиеся машины и механизмы; – Пожарная безопасность; – Электробезопасность; – Пожаровзрывобезопасность.
2. Экологическая безопасность:	2.1 Воздействие УПН на атмосферу 2.2 Воздействие УПН на гидросферу 2.3 Воздействие УПН на литосферу
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 4.1 Меры по предотвращению аварий на УПН
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	20.03.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД	Немцова О. А.			20.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Самарин Алексей Александрович		20.03.2018

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 73 с., 5 рис., 13 таблиц, 22 источника литературы.

Ключевые слова: Линейное месторождение, попутный нефтяной газ, утилизация, сепарация, газопоршневая установка, программный комплекс, метановый индекс, электроэнергия.

Объектом исследования является утилизация попутного нефтяного газа на Линейном нефтяном месторождении.

Цель работы – подобрать параметры сепарации для увеличения эффективности использования попутного нефтяного газа.

В процессе исследования проводилось моделирование установки подготовки нефти в программном комплексе Aspen HYSYS, расчет свойств топливного газа, построение графиков зависимости метанового индекса и мольной доли метана от подобранных давлений и температур на первой ступени сепарации, анализ результатов расчетов.

В результате исследования был рассмотрен максимально эффективный способ утилизации попутного нефтяного газа, предложены оптимальные условия сепарации, при которых наблюдается устойчивая работа газопоршневых установок.

Степень внедрения: использование попутного нефтяного газа для выработки электроэнергии активно используются многими нефтедобывающими компаниями.

Область применения: предложенный способ утилизации нефтяного газа максимально эффективен для малых и удаленных от населенных пунктов месторождений.

Экономическая эффективность работы: утилизация попутного нефтяного газа путем введения в работу газопоршневых установок способствует освобождению от уплаты штрафов за его сжигание, автономное энергообеспечение экономит затраты на покупку электроэнергии.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- УПН – установка подготовки и перекачки нефти
УПОГ – устройство предварительного отбора газа
ПНГ – попутный нефтяной газ
НГС – нефтегазовый сепаратор
ПП – путевой подогреватель
КС – концевой сепаратор
ОН – отстойник нефти
РВС – резервуар вертикальный стальной
ГС – газовый сепаратор
БПГ – блок подготовки газа
ПСП – приемо-сдаточный пункт
ДНС – дожимная насосная станция
НМ – нефтяное месторождение
ГТЭС – газотурбинная электростанция
ГПЭС – газопоршневая электростанция
ДНП – давление насыщенных паров
ВОК – высокооктановые компоненты
ППД – поддержание пластового давления
ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов
ПНГ – попутный нефтяной газ
ПДК – предельная допустимая концентрация
ППШ – противогаз шланговый
ПДУ – переносное дыхательное устройство
ОП – огнетушитель порошковый
ОУ – огнетушитель углекислотный

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	7
ВВЕДЕНИЕ	11
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	13
2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	14
2.1 Характеристика геологического строения	14
2.2 Тектоника	17
2.3 Нефтегазоносность	19
2.4 Литолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов	19
2.5 Фильтрационно-емкостные свойства пород	21
2.6 Свойства и состав нефти и газа	21
2.7 Запасы нефти и газа	23
3 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	24
3.1 Общая характеристика	24
3.2 Описание технологического процесса	24
4 СПОСОБЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА	29
4.1 Выработка электроэнергии на Линейном месторождении	32
5 ЭТАПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	37
5.1 Программный комплекс Aspen HYSYS	37
5.2 Построение модели	38
5.3 Расчет метанового индекса	40
5.4 Результаты расчетов	41
5.5 Анализ результатов расчетов	42

6	ФИНАНСОВЫЙ МЕНДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	44
6.1	Расчет экономической эффективности от строительства газопоршневой электростанции	48
7	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	51
7.1	Производственная безопасность	51
7.2	Экологическая безопасность	59
7.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	65
7.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	68
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	70
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	72

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная и газовая промышленность - базовые отрасли Российской экономики. Стабильность их работы определяет успешность деятельности многих других отраслей промышленности.

Попутный нефтяной газ - углеводородные газы, сопутствующие нефти и выделяющиеся при ее добыче на газонефтяных месторождениях. Они находятся в нефти в растворенном виде и выделяются из нее вследствие снижения давления при подъеме на поверхность земли.

В газонефтяных месторождениях на 1 т нефти приходится 30-800 кубометров газа. В отличие от природного газа, который состоит в основном из метана, ПНГ имеет в своем составе большое количество этана, пропана, бутана и других углеводородов. Неотъемлемой частью добычи и переработки нефти является утилизация попутного нефтяного газа. До настоящего момента попутный нефтяной газ сжигали. Такое решение вызывало сразу несколько отрицательных моментов:

- Загрязнение окружающей среды;
- Нерациональное использование топливных ресурсов;
- Убытки, связанные с уплатой штрафных санкций за сжигание газа в атмосфере.

В настоящее время Правительство Российской Федерации постановило, что использование попутного нефтяного газа должна составлять не менее 95 %.

Существует много различных способов использования попутного нефтяного газа:

- Обратная закачка в пласт;
- Закачка в единую газотранспортную сеть;
- Выработка электроэнергии;
- Неглубокая переработка;
- Глубокая переработка.

Не все методы утилизации попутного нефтяного газа эффективны для различных по объемам и условиям добычи месторождений, следует учитывать их преимущества и недостатки, а также особенности и эффективность каждого метода [1, 21].

В Томской области преобладает разработка средних и малых месторождений, разбросанными на большой и малозаселенной территории с небольшими дебитами нефти и, соответственно, с низкими ресурсами попутного нефтяного газа. Это свидетельствует о том, что у компаний остро стоит вопрос о рациональном использовании нефтяного газа.

Для Линейного месторождения, которое является малым и отдаленным месторождением, где глубокая переработка или осушка газа требует огромных капитальных вложений. Большое распространение получили газопоршневые электростанции, использующие в качестве топлива попутный нефтяной газ, вырабатывающие электроэнергию для нужд компании.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Участок лицензирования 61 (Тунгольский) расположен на северо-западе Томской области в Александровском административном. Восточная граница участка совпадает с административной границей между Александровским и Кургасокским районами.

В тектоническом плане рассматриваемая территория находится в северной части Усть-Тымской впадины, захватывая западный склон Пыль-Караминского мегавала.

Тунгольский лицензионный участок принадлежит Усть-Тымскому нефтегазоносному району, входящему в состав Васюганской нефтегазоносной области.

Территория в тектоническом плане приурочена к зоне сочленения Александровского мегавала и крупнейшей депрессионной зоны – Усть-Тымской мегавпадины. В географическом плане Усть-Тымская впадина находится в пределах сильно-заболоченной юго-восточной части Западно-Сибирской равнины и представляет собой плоскую, покрытую смешанным лесом равнину.

Гидрографическая сеть представлена рекой Киевский Еган, протекающей вблизи всей юго-восточной границы участка, а также верховьями рек Малая Вартовская, Пиковый Еган, Назинская. Все реки текут в юго-западном направлении. На территории участка находится много озер.

Климат резко-континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Метели и сильные снегопады продолжаются с октября по апрель. Грунт промерзает в среднем до глубины 1,2 м, болота – до 0,5 м. Толщина снежного покрова достигает 1,5 м. Отопительный сезон длится с середины сентября по май.

Населенные пункты на территории участка отсутствуют. Расстояние от его середины до областного центра – г. Томска составляет 550 км, до г. Стрежевого – 170 км. Ближайший к участку крупный населенный пункт – рабочий поселок Александровское удален на 150 км.

2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

В геологическом строении Линейного месторождения принимают участие метаморфизованные образования доюрского складчатого фундамента и отложения мезо-кайнозойского осадочного чехла.

На Линейном месторождении отложения палеозойской эратемы представлены кварцевыми порфирами, серовато-белого цвета.

Структура пород микропойкилитовая, с многочисленными вкрапленниками кварца, доломита, реже полевого шпата. Основная масса породы состоит из кварца и полевого шпата, замещенного гидрослюдистыми минералами, реже кальцитом. Характерным является наличие хлорита, образующего сферолиты волокнистого радиально-лучистого строения. Для породы присуща сильная трещиноватость, наблюдающаяся в виде открытых трещин и микротрещин, выполненных хлоритом. Помимо трещин присутствуют пустоты. Вышеописанные порфиры образуют экструзивное куполовидное тело.

На размытой поверхности фундамента с угловым несогласием залегает мощная толща мезозойско-кайнозойского возраста, представленная юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной системами.

Среднеюрские отложения, выделяемые в объеме вымского, леонтьевского и малышевского горизонтов представлены отложениями тюменской свиты. Свита представлена толщей песчано-глинистых сероцветных образований с прослоями и линзами углей, углистых аргиллитов и карбонатизированных пород. В составе свиты выделяются песчано-алевритовые пласты, индексируемые от Ю2 до Ю9, углистые прослои и пачки, для которых томскими геологами приняты обозначения от У2 до У15.

Нижняя подсвита представлена переслаиванием пластов песчаников, алевролитов и аргиллитов, иногда углистых, с пропластками гумусово-сапропелевых углей. Песчаники различной сортировки, преимущественно мелкозернистые алевритовые светло-серые с углефицированным растительным

детритом, подчеркивающим разнообразные типы слоистости. Алевролиты и аргиллиты темно-серые, преимущественно волнисто- или горизонтально-слоистые, часто массивные, с редкими остатками солоноватоводных двустворчатых моллюсков, конхострак, микрофитопланктона, флоры.

Средняя подсвита представлена преимущественно мелководно-морскими и лагунными аргиллитами и алевролитами в разной мере песчаными, с прослойками углистых разностей, с редкими остатками солоноватоводных двустворок, фораминифер (на территории Томской и юго-востоке Тюменской областей), микрофитопланктона и флоры.

Верхняя подсвита сложена толщиной переслаивания преимущественно мелководно-морских и прибрежно-морских алевролитов в разной мере песчаных, песчаников в разной мере алевритовых, с прослоями аргиллитов, пропластками углей, с остатками морских двустворок, фораминифер, микрофитопланктона.

По общепринятой шкале юрской системы верхняя юра расчленена на три яруса и стратиграфически подразделяется на васюганский, георгиевский и баженковский горизонты, представленные одноименными свитами. По особенностям литофациального строения келловей-верхнеюрская толща представлена осадками преимущественно морского генезиса.

Васюганская свита по литологическому составу подразделяется на 2 подсвиты: нижнюю – преимущественно глинистую и верхнюю – опесчаненную. Нижневасюганская подсвита представлена аргиллитами с немногочисленными прослоями песчаников и алевролитов. В основании подсвиты иногда наблюдается песчано-алевролитовый пласт Ю20, являющийся, по мнению многих исследователей, базальным горизонтом нижнекелловейской трансгрессии. Верхневасюганская подсвита сложена песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами, с прослоями углей и углистых аргиллитов. Песчаные отложения подсвиты представляют регионально нефтегазоносный горизонт Ю1.

В северной части в разрезах скважин, приуроченных к Эмторскому куполовидному поднятию, преобладают прибрежно-континентальные и континентальные образования, о чем свидетельствуют многочисленные пласты углей, углистых аргиллитов, намывы растительного детрита. Прибрежно-морские осадки надугольной толщи васюганской свиты уверенно выделяются в разрезах скважин Линейной площади, о чем свидетельствуют находки в песчаниках глауконита, раковин фораминифер, остракод. Пласт имеет ограниченное распространение и представляет, по-видимому, баровую песчаную постройку, обусловленную наличием крутопадающих склонов фундамента в сторону общего погружения Усть-Тымской впадины. На время формирования песчаного пласта они являлись барьерными участками прибрежно-береговой зоны, благоприятной для перемыва осадочного материала и накопления значительных его толщ. Пласт получил более широкое развитие, вскрыт всеми скважинами на Линейном поднятиях, представлен пляжевыми песчаниками, распространение которых контролируется зоной перехода от палеоподнятий к палеовпадинам.

В южной части, в пределах Усть-Тымской впадины, в разрезах скважин выделяются надугольная, межугольная и подугольная толщи, т.е. все составляющие верхневасюганской подсвиты, нижневасюганская - глинистая, подсвита, как таковая, отсутствует, происходит ее замещение песчано-алевроглинистыми разностями, что характерно для переходной зоны.

Баженовская свита, венчающая юрскую систему, формировалась в условиях максимальной позднеюрской трансгрессии. В литологическом плане отложения свиты представлены битуминозными аргиллитами плотными, черными с коричневатым оттенком, с прослоями радиоляритов и глинистых известняков, с характерными отпечатками онихитов. Отложения баженовской свиты прослеживаются повсеместно, являются наиболее надежным сейсмостратиграфическим репером, к которому приурочен горизонт, II-а и служат региональной покрывкой продуктивного пласта [2].

2.2 Тектоника

Участок исследования расположен в южной части Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы Западно-Сибирской плиты и в разрезе имеет двухъярусное строение: фундамент и мезозойский осадочный чехол.

В составе фундамента выделяются два структурных этажа. Нижний или складчатый этаж сложен геосинклинальными формациями глубоко метаморфизованных и сильно дислоцированных пород докембрия и палеозоя, прорванных интрузиями различного состава. Структурный этаж фундамента занимает промежуточное положение между геосинклинальными образованиями складчатого основания и типично платформенными отложениями осадочного чехла.

Усть-Тымская наложенная впадина в своем основании имеет Усть-Тымский срединный массив, который представляет собой фрагмент салаирской складчатости. Массив полностью перекрыт осадочным комплексом среднего-верхнего палеозоя, вскрытого скважинами на Вартовской площади, расположенной к западу от района работ. На этой же площади Восточно-Складчатый фундамент разбит многочисленными тектоническими нарушениями преимущественно северо-восточного и северо-западного простирания. Геосинклинальный комплекс отложений с угловым несогласием перекрыт самлатской толщей и отложениями триаса. Между отложениями самлатской толщи и триаса наблюдается региональный перерыв в осадконакоплении. В поздней перми существовали континентальные условия, благоприятствующие интенсивной дезинтеграции и формированию коры выветривания.

В течение континентального перерыва складчатые сооружения фундамента размывались и пенепленизировались. На этом этапе происходило формирование доюрской коры выветривания. Соответствие рельефа поверхности фундамента платформенным структурам наблюдается до верхнемеловых отложений. Начиная с верхнего мела в верхней части платформенного чехла, формируется новый структурный план, связанный с неотектоническими движениями.

Изучаемые площади приурочены к локальным одноимённым поднятиям III порядка, которые осложняют Усть-Тымскую впадину (Тунгольская, Траверская площади), Эмторское куполовидное поднятие (Линейная, Эмторская площади). Сибкраевская площадь приурочена к Пыль-Караминскому мегавалу, Сигаевская, Куликовская, Туганская площади – к Окуневскому куполовидному поднятию.

61 лицензионный участок, включающий Линейные, Эмторское и Тунгольские поднятия, находится в пределах Усть-Тымской впадины – крупнейшей надпорядковой отрицательной структуры. Усть-Тымская синеклиза расположена в тектоническом отношении в северной наиболее прогнутой части Томской области и сформирована прогибами северо-западного и северо-восточного направления.

По поверхности доюрских образований район исследований характеризуется сложным строением, выраженным в наличие многочисленных, небольших по размерам приподнятых участков, перемежающихся с различными по глубине и размерам прогибами. Тектонические нарушения северо-западного и северо-восточного направлений являются преимущественно сбросами и относятся к структурообразующим разломам, разбивая поверхность доюрских образований на серию мелких блоков. Чередование приподнятых и опущенных блоков, в результате унаследованных движений, в дальнейшем предопределили морфологию мезо-кайнозойских структур осадочного чехла.

Линейные куполовидные поднятия отделены от наиболее крупного Эмторского поднятия прогибом субширотного простирания. В западном направлении депрессионные зоны субмеридионального направления отделяют район исследования от Сигаевских, Куликовских и Вартовских поднятий.

Группа Линейных локальных поднятий представлена антиклинальной складкой субширотного простирания, которая осложнена четырьмя основными куполами, разделенными депрессионными зонами.

2.3 Нефтегазоносность

Нефтегазоносность на Линейном нефтяном месторождении связана с надугольной толщей регионально-нефтегазоносного горизонта Ю-I васюганской свиты. Промышленно нефтеносным является пласт Ю11-2 верхневасюганской подсвиты.

Изучаемая площадь 61 лицензионного участка находится в пределах Усть-Тымского нефтегазоносного района, входящего в состав Пайдугинской нефтегазоносной области.

Основным продуктивным горизонтом в пределах лицензионного участка 61 является горизонт Ю-I васюганской свиты, с которым связаны все открытые в настоящее время нефтяные месторождения – Киев-Еганское, Двойное, Ясное, Карашдашовское, Линейное и Тунгольское. Последние три находятся в пределах изучаемого участка.

Линейное нефтяное месторождение открыто в 1972 году в результате бурения и испытания первой скважины 1 на площади, заложенной в восточной часть структуры.

Продуктивным на месторождении является пласт Ю¹₁. Коллекторы представлены песчаниками светло-серыми, средне-крупнозернистыми, малоглинистыми, различной крепости, слюдистыми. Залежь пластово-сводового типа, литологически экранированная [2].

2.4 Литолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов

Объектом являются отложения верхневасюганской (верхненаунакской) подсвиты, надугольной толщи, пласт Ю¹₁₋₂, содержащий залежь нефти. Детальная литолого-петрографическая и минералогическая характеристика приводится для вышележащих пород георгиевской, баженовской свит и для надугольной толщи.

Отложения баженовской свиты представлены темно-серыми плитчатыми аргиллитами с буроватым оттенком и известняками.

Аргиллиты имеют алевропелитовую структуру основной массы, несовершенную микрослоистую текстуру, обусловленную ориентированным расположением обломочного материала и глинистых частиц. Основная масса аргиллитов по данным термического анализа состоит из монтмориллонитизированной гидрослюда с большим количеством бурого гелефицированного водорослевого материала. Породы слегка пигментированы битумом. В большом количестве присутствуют кальцитовые и кремнистые радиолярии, иногда выполненные вторичным каолинитом и пиритом.

Примесь обломочного материала алевритовой размерности составляет 5% и представлена преимущественно кварцем, реже полевыми шпатами, единичными чешуйками слюды. При макроописании в аргиллитах присутствует ихтиодетрит.

Аутигенный комплекс представлен пиритом (до 63%) и доломитом (16–18%). Битум отмечается в виде капелек, тонких пленочек. Известняк темно-серый, крепкий, однородный, бурно вскипает с HCl. Основная масса породы – кальцитовая с пойкилитовой структурой. По микрофауне развиты небольшие сферолитовые образования кальцита. Примесь обломочного материала (кварц, слюда) составляет около 2%. Отмечены единичные зерна глауконита, мелкие скопления глобул пирита. В скважине №5 известняк органогенный, сложенный перекристаллизованными остатками микрофауны радиолярий, полностью замещенными среднезернистым кальцитом. Зерна кальцита резко очертаны пленками битума и битуминизированным гидрослюда-каолинитовым материалом.

В целом, для баженовской свиты лицензионного участка характерны следующие особенности:

- отложения представлены темно-серыми аргиллитами с буроватым оттенком, с водорослевым материалом, с радиоляриями, что свидетельствует о мелководном морском генезисе осадков;
- большое содержание сингенетического пирита говорит о восстановительном геохимическом режиме бассейна;

- в аксессуарном комплексе ведущими являются лейкоксен, анатаз, циркон и турмалин;
- из аутигенных минералов преобладает пирит.

Надугольную толщу горизонта Ю-I составляют пласты Ю₁¹ и Ю₁². Пласт представлен песчаниками, алевролитами, аргиллитами и их переслаиванием. Породы некрепкие, слюдистые, с многочисленными гнездами пирита, с запахом нефти. Под микроскопом песчаники псаммитовые, чаще массивной текстуры. Количество обломочного материала варьирует от 65 до 85%. Обломки имеют среднюю отсортированность и различную степень окатанности. По составу – полевошпато-кварцевые, кварцево-полевошпатовые, полимиктовые. Эпигенетические изменения в песчаниках выражены в корродировании контуров всех породообразующих минералов веществом цемента, в изменении слюд, полевых шпатов и зерен кварца. Цемент в породе составляет от 15 до 35%. По составу – карбонатный (кальцит, с примесью доломита-анкерита), глинистый (гидрослюдистый, монтмориллонит-гидрослюдистый), карбонатно-глинистый. Из аксессуарных минералов встречаются циркон, сфен, эпидот, гранат, апатит. Из аутигенных – кальцит, образующий в породах цемент, пирит – в виде точечной сыпи, мелких глобулей, скоплений неправильных форм. Совместно с кальцитом присутствуют редкие ромбические зерна доломита. По биотиту развиты гидроокислы железа [2].

2.5 Фильтрационно-емкостные свойства пород

Таблица 1 – Фильтрационно-емкостные свойства пород

Параметр	Значение
Проницаемость, мкм ² ·10 ⁻³	7
Коэффициент открытой пористости, %	14,5
Коэффициент начальной нефтенасыщенности, %	65,8
Общая толщина, м	18,96
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4,92

2.6 Свойства и состав нефти и газа

Таблица 2 – Свойства пластовой нефти Линейного месторождения

Параметры	Значение
Пластовое давление, МПа	25,5

Продолжение таблицы 2

Пластовая температура, °C	93
Давление насыщения, МПа	5,4
Газосодержание, м ³ /т	60,5
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	53,9
P ₁ =0,5 МПа t ₁ =15 °C	38,9
P ₂ =0,25 МПа t ₂ =15 °C	4,2
P ₃ =0,105 МПа t ₃ =35 °C	10,8
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	723,5
Объемный коэффициент пластовой нефти	1,178
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	0,56
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 ⁻⁴	14,9
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ при 20°С:	
при однократном (стандартном) разгазировании	1,356
при дифференциальном разгазировании	1,230
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ при 20°С:	
при однократном (стандартном) разгазировании	804,1
при дифференциальном разгазировании	799,2

Таблица 3 – Физико – химические свойства нефти

Содержание	Значение	Свойства нефти	Значение
Вода %	44	Плотность кг/м ³	803,7
CL -соли мг/л	3,38-5,13	Вязкость:	
Мех. примеси г/л	97,9	При 20°С	2,29
Парафин % масс	5,1	При 0°С	5,14
Сера % масс	0,19		
Смолы % масс	0,52		
Асфал. % масс	0,28		

Таблица 4 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти Линейного месторождения

Параметры	Ю ₁ ¹⁻²				Пластовая нефть
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация, %					

Продолжение таблицы 4

двуокись углерода	1,77	0	1,95	0,01	0,51
азот + редкие	1,85	0	2,06	0	0,53
метан	49,43	0,05	55	0,02	14,16
этан	8,95	0,27	9,84	0,29	2,74
пропан	18,91	2,15	17,13	3,55	7,04
изобутан	4,1	1,34	2,19	2,12	2,13
норм. бутан	9,31	4,8	8,21	5,36	6,09
изопентан	2,01	2,88	0,93	3,22	2,63
норм. пентан	1,84	4,03	1,54	4,04	3,4
гексаны + высшие	1,83	84,48	1,15	81,39	60,77
Плотность газа, кг/м ³	1,356		1,230		
нефти, кг/м ³		804,1		799,2	723,5

2.7 Запасы нефти и газа

Запасы нефти Линейного месторождения составили 17744 тыс.т, по категориям запасов С1 и С2 – 3973 тыс.т и 13771 тыс.т. Извлекаемые запасы составили по объекту 7701 тыс. т, по категориям запасов соответственно 1724 тыс.т и 5977 тыс.т. Запасы растворенного в нефти газа составили 956 млн.м³, по категориям запасов С1 и С2 – 214 млн.м³ и 742 млн. м³, извлекаемые запасы растворенного газа 415 млн. м³, а по категориям – 93 млн. м³ и 322 млн. м³ [3].

3 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

3.1 Общая характеристика

Участок предварительной подготовки нефти Линейного нефтяного месторождения предназначен для сбора и подготовки нефти и газа и обеспечения внешнего транспорта нефти на ПСП “Завьялово”.

Степень подготовки нефти с учетом низкого содержания воды на первом этапе соответствует требованиям ГОСТ Р 51858-2002. Товарная нефть с установки подготовки нефти насосами внешней перекачки подается в межпромысловый нефтепровод УПН Линейного нефтяного месторождения – ПСП “Завьялово”.

Мощность УПН составляет:

- Добыча нефти - 350,0 тыс.т/год (1198,6м³/сут);
- Добыча жидкости - 500,0 тыс.т/год (1369,8 м³/сут);
- Обводненность на входе - до 60%
- Газовый фактор - 60,5 м³/ т.

Год ввода в эксплуатацию 2010 г.

УПН предназначено для сбора и подготовки нефти и газа и обеспечения внешнего транспорта нефти на ПСП “Завьялово” и включает в себя три технологических линии (товарная нефть для последующей перекачки в систему «Транснефть», попутный природный газ для потребления на собственные нужды (как топливо для ГПЭС, ГТЭС, путевых подогревателей и т.д.), пластовая сеноманская вода для дальнейшей закачки в систему ППД).

3.2 Описание технологического процесса

Принципиальная схема установки подготовки нефти Линейного месторождения представлена на рисунке 1.

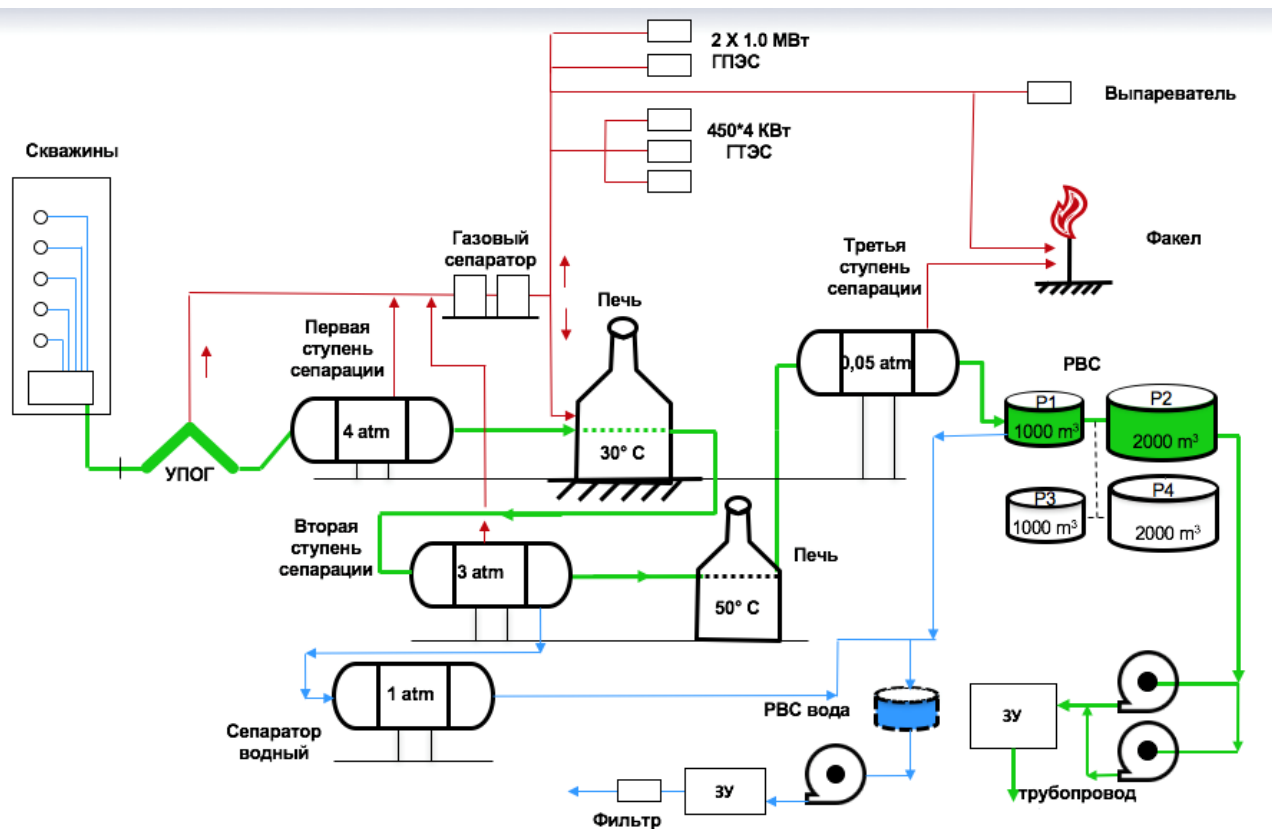


Рисунок 1– Принципиальная схема установки подготовки нефти Линейного месторождения

Нефтегазоводяная смесь направляется в устройство предварительного отбора газа где происходит предварительное отделение попутного газа. Рабочее давление в УПОГ в диапазоне от 3,8 до 4,5 кгс/см². Выделенный газ поступает в газовые сепараторы для дальнейшей подготовки газа.

Далее частично дегазированная жидкость поступает в нефтегазовый сепаратор первой ступени сепарации С-1 (V=12.5м³), где также производится отбор газа.

Рабочее давление равное от 3,8 до 4,5 кгс/см², рабочая температура от +5 до +15°С. В случаях, когда необходимо исключить из работы регулирующий клапан предусмотрена обводная линия (байпас), так же проектом предусмотрена обводная линия (байпас), позволяющая исключить сепаратор первой ступени из технологического процесса с переводом поступающей газо-жидкостной смеси на сепаратор второй ступени.

Частично дегазированная жидкость из сепаратор первой ступени направляется в пучевой подогреватель. Рабочие параметры пучевого

подогревателя в следующих диапазонах: давление на входе от 3,5 до 4,5 кгс/см²; на выходе от 2,7 до 3,0 кгс/см²; температура на входе от +5 до +10°C; на выходе от +25 до +30°C; температура теплоносителя от +30 до +40°C.

Подогретая до 25-30°C жидкость из путевого подогревателя поступает в сепаратор второй ступени сепарации НГСВ (V=50м³) где происходит разделение на три фазы (нефть, вода и газ). Высвободившийся газ в сепараторе второй ступени сепарации поступает в газовый трубопровод для подачи газа в газовый сепаратор для дальнейшей подготовки.

Дегазированная нефть из сепаратора второй ступени сепарации направляется в путевой подогреватель. Вода из НГСВ поступает в отстойник воды для конечной очистки воды от нефти. Топливный газ для путевых подогревателей после предварительной подготовки газовом сепараторе через узел распределения и учета газа подаётся на горелки и сжигается в топке подогревателя, отдавая тепло промежуточному теплоносителю. Продукты сгорания через дымовую трубу выводятся из топочной камеры в атмосферу.

В путевом подогревателе нефть нагревается до заданной температуры и поступает в концевую ступень сепарации.

В концевой ступень сепарации происходит окончательное разгазирование нефти при температуре от 40 до 45 °С, при этом на выходе нефти с аппарата давление насыщенных паров (ДНП) не должно превышать значение более 66,7 кПа (по ГОСТ 1756-2000). Дегазированная нефть концевой ступени сепарации под давлением столба жидкости поступает в сырьевой резервуар. Высвободившийся из нефти газ поступает в ресивер газа для дальнейшего использования в виде топлива для газотурбинных энергетических станций.

Нефтяной газ из устройства предварительного отбора газа, сепаратора первой и второй ступени сепарации направляется для дальнейшей очистки от капельной жидкости в вертикальные газовые сепараторы. Объем каждого аппарата равен 1,6 м³. Максимальная пропускная способность каждого сепаратора равна 150 тыс. н. м³/сут с рабочим давлением до 14 кг/см². Выпавший конденсат отводится из сепараторов по уровню в дренажную емкость.

После очистки в газовых сепараторах газ поступает через распределительную гребенку на узел учета газа. Предусмотрен замер расходов газа как используемого на собственные нужды, так и сжигаемого на факелах высокого и низкого давления. Также осуществляется контроль давления на каждой газовой линии. Все измерительные устройства снабжены байпасными линиями для возможности технического обслуживания.

Защита технологического процесса подготовки нефти осуществляется предохранительными клапанами на сепараторах первой и второй ступени сепарации.

На УПН предусмотрена сдвоенная факельная система. Принцип действия факельных установок основан на сжигании сбросных газов в оголовке при постоянном пламени дежурной горелки.

Предусмотрена герметичная система дренажа остатков продукта из оборудования в подземные дренажные емкости. Возврат дренированного продукта из подземных емкостей осуществляется в трубопровод перед площадкой сепарации или в резервуарный парк. Для улавливания капельной жидкости перед факельными стволами на коллекторе установлены расширительная камера, на коллекторе факела низкого давления. Жидкость с расширительной камеры стекает в емкость сбора конденсата. Предусмотрена возможность вывода конденсата с факельных стволов в емкости. Во избежание образования взрывоопасной смеси газа в факельных коллекторах при первоначальном запуске УПН и при дальнейших возможных остановках УПН предусмотрена продувка коллекторов.

Газ для путевых подогревателей подается для дополнительной очистки от капельной жидкости на два вертикальных фильтра установленными на трубопроводе перед путевыми подогревателями, и далее распределяется непосредственно на подогреватели. Горелки работают полностью в автоматическом режиме поддержания заданных параметров путевых подогревателей.

Часть газа используется как топливный газ для газопоршневого электрического комплекса, для этого по газопроводу газ подается на блок подготовки газа с целью доведения газа до соответствующих технологических параметров (осушка и стабилизация газа). В блок подготовки газ проходит через три ступени подготовки: сепаратор газожидкостной центробежный вертикальный, коалисцентный фильтр и теплообменник. Рабочие параметры БПГ: давление газа на входе в блок $2,7 \text{ кг/см}^2$, температура газа на входе не менее 5°C , давление газа на выходе $2,3 \text{ кг/см}^2$, температура газа входе в ГПЭС от 25 до 30°C .

Газ от сепаратора концевой ступени КС-1 поступает в ресивер газа РГ. Рабочие параметры РГ: давление газа $0,2 \text{ кг/см}^2$, температура не менее $+5^\circ\text{C}$.

Газ от сепаратора концевой ступени отводится в коллектор факела низкого давления. Далее газ подается в газокompрессорную станцию для повышения давления газа до рабочих параметров газотурбинных электрических станций.

4 СПОСОБЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА

Правительство Российской Федерации постановило, что нефтяные компании должны обеспечить показатель сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках с 2012 года в размере не более 5%. За превышение этого показателя будут применяться штрафные санкции.

С 1 января 2012 года вводятся новые методы расчета штрафных санкций за загрязнение атмосферы при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках, утвержденные Постановлением Правительства РФ № 7 от 08.01.2009 года. Превышение показателя в 5% сжигания газа на предприятиях нефтегазовой отрасли от объема добываемого попутного нефтяного газа приведет к увеличению платежей за выбросы более чем в 50 раз. Стоимость штрафов за выбросы вредных веществ увеличена в 4,5 раза, а в случае невыполнения данного показателя – в 24 раза.

С вводом новых правил, все компании нефтегазовой отрасли уже на протяжении нескольких лет реализуют программы по использованию попутного нефтяного газа для энергообеспечения собственных нужд на промыслах, а также ищут способы получения прибыли с переработки нефтяного газа. В добыче попутный нефтяной газ активно используется для выработки собственной тепло- и электроэнергии, а также сырьем для попутных подогревателей нефти.

Главная сложность использования попутного нефтяного газа заключается в том, что его состав составляет широкую фракцию легких углеводородов, которая меняет свой состав в широких пределах. Проблемы использования в высоком содержании тяжелых углеводородов в газе, а именно трудности как достаточно высокой сложностью технологии выделения, так проблемами дальнейшего использования продуктов, включая вопросы транспорта.

Исходя из этого интерес представляет газ, состоящий на 75-80% из метана, так называемый «сухой газ». Состав попутного газа в России в процентах выглядит от общей массы представлен в таблице 5:

Таблица 5 – Средний состав попутного газа в России

Компонент	Значение, %
Метан	60-65
Этан	6-12
Пропан	8-14
Изобутан	3-5
Бутан	3-5
Жидкие углеводороды	5
Примеси	4
Вода	Не более 1

Основными путями утилизации ПНГ являются:

1. Сжигание.

Самый простой способ утилизации попутного газа — построить на нефтяном месторождении факел, с помощью которого его постоянно сжигать.

2. Переработка на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ).

Попутный нефтяной газ с помощью небольших мобильных технологических установок можно разделить на метан, этан и пропан-бутан. Метан закачивается в газотранспортную сеть, а пропан-бутан закачивается в цистерны и отправляется потребителям.

Попутный нефтяной газ поставляется на крупные газоперерабатывающие заводы, где также разделяется на метан (сухой отбензиненный газ) и широкую фракцию легких углеводородов. Сухой газ поставляется в магистральную газотранспортную сеть. А ШФЛУ, в отличие от неглубокой переработки, направляется на дальнейшие переделы для получения широкой линейки нефтехимических продуктов.

3. Генерация электроэнергии.

Попутный нефтяной газ может использоваться в качестве топлива для выработки электроэнергии непосредственно на нефтяных месторождениях или поблизости от них.

4. Закачка в пласт для поддержания пластового давления.

После отделения от нефтяной жидкости ПНГ собирается и закачивается обратно в нефтяной пласт вместе с другими примесями.

5. Закачка в газотранспортную сеть.

Небольшие объемы ПНГ можно направить в магистральный газопровод для продажи потребителям в составе обычного природного газа. Однако закачка попутного нефтяного газа в газотранспортную сеть связана с рядом технологических ограничений:

Поток природного газа через ГТС должен существенно превышать объем инжектируемого попутного нефтяного газа (в 20 – 50 раз). ПНГ должен быть осушен, первично очищен от аэрозолей, сероводорода, меркаптанов и большей части тяжелых углеводородов. Газ, подаваемый в магистральный газопровод, должен удовлетворять требованиям отраслевого стандарта ОСТ 51.40-93: глубина осушки и очистки газа должна быть такой, чтобы исключались условия появления жидкой фазы в магистральном газопроводе. Для предотвращения этого необходимо, чтобы точка росы газа по влаге и углеводородам была на 5 – 7 градусов ниже наиболее низкой температуры газа при его транспортировке по газопроводу [4].

Перед использованием попутного нефтяного газа его следует подготовить, это подготовки состоят из:

- придания требуемого давления;
- очистки от сернистых компонентов;
- стабилизации и отбензинивания;
- осушки;
- очистки от мехпримесей.

Цель стабилизации и отбензинивания попутного нефтяного газа – удаление капельной жидкости, которая состоит из трех этапов:

- 1) компримирование в компрессорах;
- 2) охлаждение в теплообменнике;
- 3) сепарация.

При увеличении тяжелых углеводородов в составе попутного газа метановый индекс – важная характеристика газа для газопоршневых установок, снижается. На крупных месторождениях рациональным и

экономически выгодным решением использования попутного нефтяного газа является монтаж стационарных установки подготовки заводского типа. Для средних и малых месторождений требуется индивидуальный подход к обоснованию проекта использования попутного нефтяного газа с учетом экономической выгоды. Таким образом, не все методы утилизации попутного нефтяного газа эффективны для различных по объемам и условиям добычи месторождений, следует учитывать их преимущества и недостатки, а так же особенности и эффективность.

4.1 Выработка электроэнергии на Линейном месторождение

В Томской области преобладает разработка средних и малых месторождений, разбросанными на большой и малозаселенной территории с небольшими дебитами нефти и, соответственно, с низкими ресурсами попутного нефтяного газа. Это свидетельствует о том, что у компаний остро стоит вопрос о рациональном использовании нефтяного газа.

Для Линейного месторождения, которое является малым и отдаленным месторождением, где глубокая переработка или осушка газа требует огромных капитальных вложений, наиболее рациональным и экономически выгодным способом утилизации газа является использование его в качестве топлива для газопоршневых и микротурбинных установок, вырабатывающие электроэнергию для нужд компании [22].

Микротурбинная установка Capstone — это компактная, малошумная электростанция с относительно небольшой массой. Диапазон электрической мощности микротурбинной установки — электростанции Capstone - Calnetix не столь широк, как у классических газовых турбин, но он соответствует надобностям мелких и средних потребителей, принуждаемых к покупке сложными обстоятельствами по подключению к электросетям или теми потребителями, которые могут себе позволить ультрасовременное оборудование для решения проблем собственной генерации электричества и тепла.

Электрическая мощность микротурбинной установки ледит в пределах от 50 кВт до 3 МВт. Надо заметить, что более или менее высокая мощность энергокомплекса достигается путём объединения нескольких микротурбинных установок. Количество микротурбин может достигать 20-30 штук. Такие энергокомплексы называются кластерами. Возможно последовательное наращивание электрической мощности микротурбинного комплекса (кластера) по мере роста потребности электроэнергии, путем установки новых модулей. На Линейном месторождении используются кластер из 4 микротурбинной установки по 450 кВт.

В микротурбинной установке – электростанции Capstone почти не используются смазочные материалы и отсутствует охлаждающая жидкость. В микротурбинной установке – электростанции Capstone применяется воздушная система охлаждения. Для поддержания рабочего давления микротурбины имеют интегрированный компрессор.

Установки Capstone бесперебойно работают в диапазоне температур от – 50 до +50 °С. Электростанции в умеренных и теплых климатических зонах могут располагаться под открытым небом. Это потребительское качество микротурбин позволяет сэкономить деньги на строительстве. Микротурбины Capstone – обеспечивают автономность, бесперебойность и высокое качество снабжения энергией.

Данные микротурбины имеют высокотехнологичную систему управления и уже с завода готовы к работе. Это дает возможность работать даже на не подготовленном попутном газе. Исходя из этого, газ для питания микротурбинной установки не нуждается в предварительной подготовке и отбирается с третьей ступени сепарации (концевого сепаратора).

В настоящее время, благодаря современным тенденциям перехода к автономному энергообеспечению, большое распространение получили газопоршневые электростанции, использующие в качестве топлива попутный нефтяной газ. В основе их работы лежит принцип действия двигателя внутреннего сгорания. Двигатель внутреннего сгорания – это разновидность

двигателя, в которой энергия топлива, сгорая в рабочей зоне, переходит в механическую работу. Но для таких установок нефтяной газ требуется обязательно и тщательно подготовить. Опыт эксплуатации показывает, что в ряде случаев их устойчивая работа наблюдается при пониженной мощности (70-80% номинальной) а, при работе газопоршневых электростанций на неподготовленном попутном газе наблюдается повышение нагрузки, что приводит к детонации и перегреву двигателей, вызывая аварийную остановку и наступление более раннего капитального ремонта.

Качество нефтяного газа, направляемого для питания газопоршневых электростанций, зависит от термобарических условий сепарации и качества сепарации нефти. Главной характеристикой топливного газа, поступающего на газопоршневые установки, является метановый индекс. Сырая нефть изначально содержит значительное количество растворенных в ней газов. При подготовке нефти к транспортировке производится процесс ее дегазации, в результате чего выделяется газообразная смесь, называемая попутный нефтяной газ. Являясь по сути смесью газообразных углеводородов, попутный нефтяной газ служит ценным сырьем для химической промышленности, но при этом с успехом применяется и в качестве топлива для приводов электрогенераторов, что позволяет эффективно и экономично решать задачу по его утилизации.

При этом следует учитывать тот факт, что топливный газ должен соответствовать требованиям по величине метанового числа, или метанового индекса, (способность газового топлива противостоять самовоспламенению при сжатии) и содержанию инертных и кислых примесей. В следствие этого ПНГ требует проведения предварительной подготовки перед использованием.

Вышей теплотой сгорания топлива называют количество тепла, выделяющееся при полном сгорании топлива и при условии конденсации образующихся в продуктах сгорания водяных паров.

Низшей теплотой сгорания топлива называют количество тепла, выделяющееся при полном сгорании топлива, за вычетом тепла парообразования.

Метановый индекс (метановое число) характеризует способность газового топлива противостоять самовоспламенению при сжатии, неизбежном при использовании в двигателях внутреннего сгорания. Детонационно стойким является метановое число 100 и соответствует метану, 0 — обозначает детонационную нестойкость и соответствует водороду.

Требования к качеству топливного газа задают производители газопоршневых электростанций. На Линейном нефтяном месторождении используются установки марки Caterpillar G3516 и газопоршневой двигатель-генератор ГДГ-90.

Газопоршневая электростанция Caterpillar G3516 мощностью 1030 кВт лучшая в своем классе по долговечности и надежности. Электроустановка на базе газового двигателя имеет широкий диапазон применения газообразного топлива, включая биогаз, имеет повышенную мощность и сниженные выбросы в окружающую среду. Межремонтный период двигателя не менее 65 000 моточасов. Высокая температура воды в рубашке охлаждения облегчает утилизацию тепла, а совместная выработка тепловой и электрической энергии позволяет на 40 % снизить расходы на топливо. Для электростанции G3516 возможна поставка модуля утилизации тепла, система подачи топлива, система подпитки и замены масла, электрооборудование, системы управления и прочее оборудование. Для применения вне специального помещения и эксплуатации в сложных условиях агрегат устанавливается в модульное здание (блок контейнер), в котором поддерживается оптимальная температура и вентиляции. В блок модуле возможно размещение всего дополнительного оборудования для функционирования теплоэлектростанции. Генераторная установка G3516 с утилизацией тепла имеет возможность применения на объектах, потребляющих тепловую и электрическую энергию.

Двигатель-генератор ГДГ 90 изготовлен на базе рядного шестицилиндрового двигателя, который вырабатывает до 500 кВт электроэнергии и 500 кВт тепловой энергии в зависимости от состава попутного газа.

Инновационные решения в конструкции двигателя генератора снижают температуру выхлопных газов, что в свою очередь увеличивает ресурс выхлопных клапанов, а значит и межремонтный период работы установки. Так же система охлаждения работает на всех видах охлаждающих жидкостях, вплоть до воды. Время набора нагрузки до 40% снижено до 2 секунд, с последующем наборе до 70-80% нагрузки от номинальной. Стоит отметить, что газопоршневые установки являются одним из самых эффективных решений выработки электроэнергии [5, 20].

Рекомендованный диапазон характеристик газового топлива для данных установок представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Рекомендованный диапазон характеристик газового топлива для установок марки Caterpillar G3516 и газопоршневой двигатель-генератор ГДГ-90

Минимальное мольное содержание метана, %	70
Минимальный метановый индекс	52
Низшая теплота сгорания, МДж/м ³	30-36

Согласно графику зависимости изменения мощности газопоршневых электростанций от метанового индекса попутного нефтяного газа, показанном на рисунке 2, данный рекомендованный диапазон характеристик составляет 70% мощности установок [6].

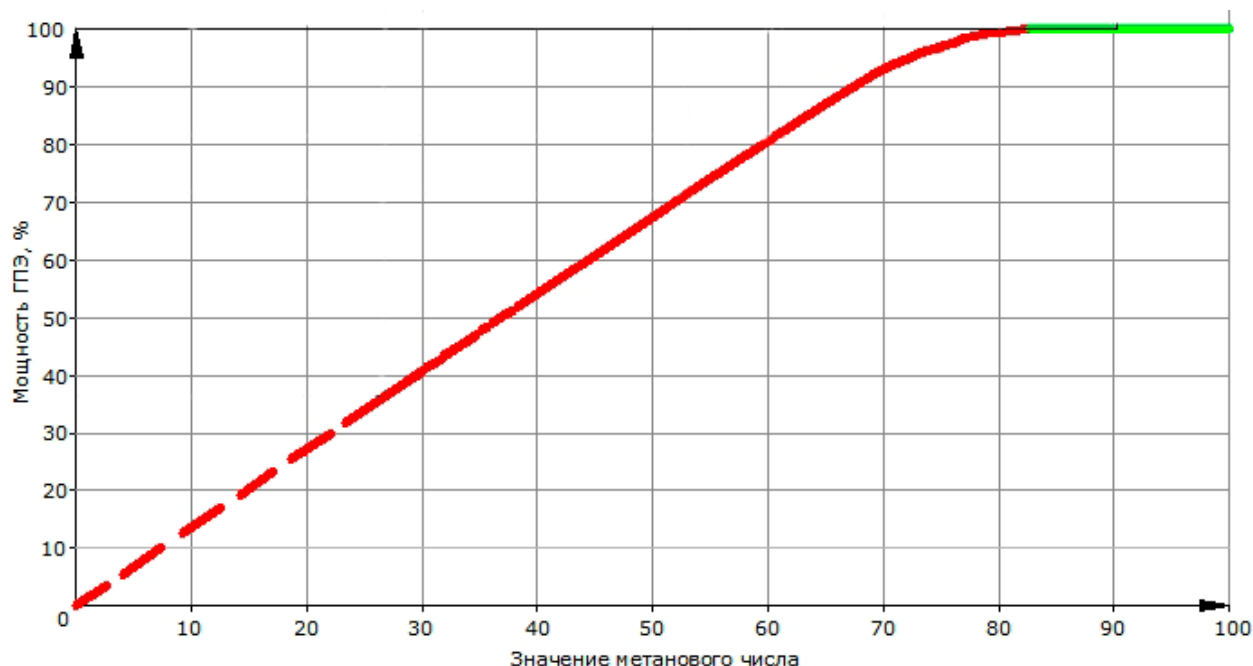


Рисунок 2 – зависимость изменения мощности ГПЭС от метанового индекса попутного нефтяного газа

5 ЭТАПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

5.1 Программный комплекс Aspen HYSYS

Aspen HYSYS – программный комплекс для моделирования различных процессов добычи и подготовки нефти.

Важнейшей особенностью для моделирования различных процессов в данном комплексе является способность рассчитывать, анализировать и предлагать оптимальный вариант моделируемого процесса.

Законы термодинамики для расчета элементов процесса или всей системы, а также принципы материального и теплового баланса лежат в основе новейшей универсальной системы моделирования Aspen HYSYS. Огромные базы данных, собранные с учетом всех особенностей нефтедобычи и нефтепереработки, различные математические и аналитические программы способны решать задачи по исследованию различных процессов в нефтегазовой промышленности.

Состав программного комплекса:

- методики и программы для расчета параметров многофазных систем;
- база данных по различным свойствам более пяти тысячи компонентов и систем;
- типовые компьютерные модели для создания и разработки собственных моделей аппаратов химической технологии;
- инструменты для описания и расчета фракционного состава нефти и его свойств;
- математические модули для более подробного описания процессов моделей аппаратов и физико-химических процессов.

В системе предусмотрены два режима работы: Базисная Среда и Расчетная Среда. Расчетная Среда – основной режим работы, в нем создают модель технологического процесса, задают исходные данные (давления и температуры, оборудование, параметры флюида), производятся расчеты и анализ результатов. В Базисной Среде производят начальные операции:

формируется список компонентов и выбора модели; при необходимости описываются химические реакции.

В программном комплексе Aspen HYSYS содержится множество средств для исследований. База данных моделей содержит абсорберы, теплообменники, компрессоры и насосы, сепараторы, химические реакторы, ректификационные колонны, смесители и другое оборудование. В программном комплексе содержатся таблицы и модули, позволяющие упростить математическую часть анализа.

Диагностика полученных результатов или ошибок, графические объекты, элементы схемы и процессы сопровождается различными цветами. Например, заданное число – синим цветом, вычисленное число – черным, предложенное системой – красный. Данная функция облегчает визуальный контроль за состоянием и параметрами модели.

В программном комплексе Aspen HYSYS существует множество возможностей для удобной работы: выбор единиц измерения, форматов данных, параметров точности расчета, цветовой палитры и т.д [7].

5.2 Построение модели

На Линейном месторождении газ для питания электростанций отбирается на установке предварительного отбора газа, а также на первой ступени сепарации с давлением 0,55 МПа и температурой 15°C и второй ступени сепарации с давлением 0,3 МПа и температурой 25°C, затем проходит через газовый сепаратор и направляется на газопоршневые и микротурбинные установки.

В ходе работы для определения компонентного состава газа после каждой ступени сепарации была построена модель установки подготовки нефти Линейного месторождения. Модель выполнена в программе Aspen HYSYS и показана на рисунке 3. Компонентный состав нефтяного газа после установки предварительного отбора газа, а также на первой и второй ступени сепарации представлены в таблице 7. Качество топливного газа будем оценивать по

мольному содержанию метана и низшей теплоте сгорания. При изменении параметров первой ступени сепарации особое внимание нужно обратить на давление насыщенных паров товарной нефти, т.е. после конечной ступени сепарации. Согласно ГОСТ Р 51858-2002, оно не должно превышать 500 мм рт.ст.(66,7 кПа).

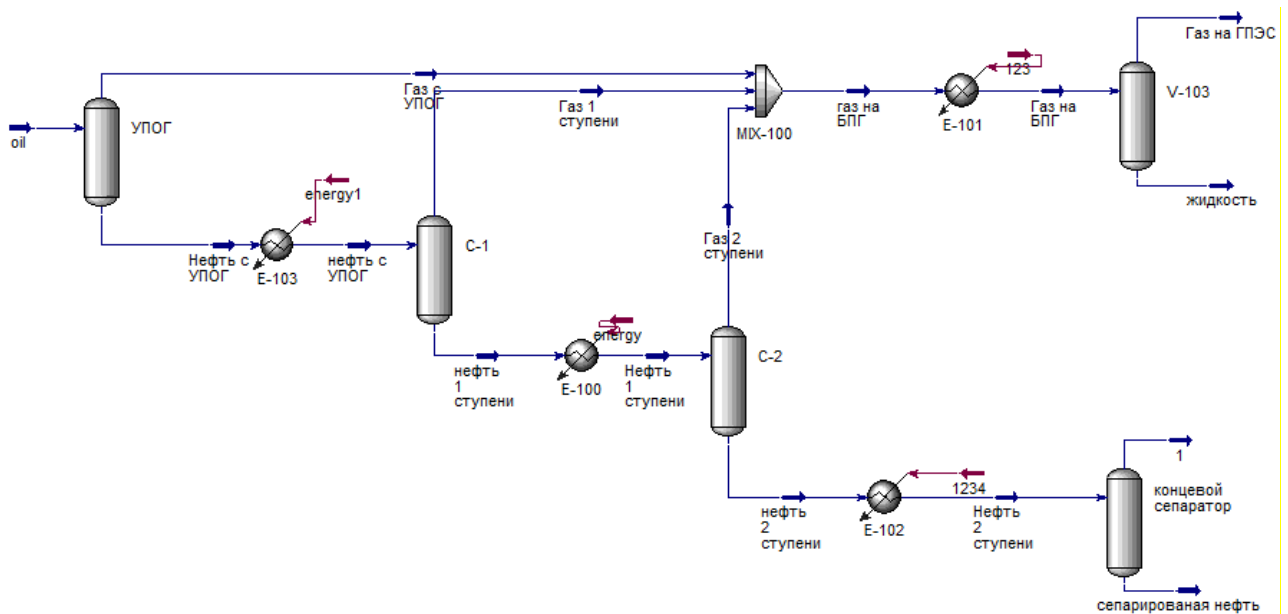


Рисунок 3 – Модель установки подготовки нефти Линейного месторождения для определения компонентного состава газа после каждой ступени сепарации

Таблица 7 – Компонентный состав нефтяного газа после установки предварительного отбора газа, а также на первой и второй ступени сепарации

Состав, параметры	Молярная концентрация, %					
	Нефть пластовая	Газ на ступенях сепарации			Газ на ГПЭС	Нефть после сепарации
		УПОГ	1 ступень	2 ступень		
CO ₂	0,51	2,07	2,14	2,77	2,28	0,01
N ₂	0,53	2,9	2,78	0,73	3,54	0,00
CH ₄	14,16	71,7	70,03	44,47	67,29	0,02
C ₂ H ₆	2,74	8,8	8,86	15,67	9,46	0,29
C ₃ H ₈	7,04	9,8	10,21	22,58	10,74	3,55
i-C ₄ H ₁₀	2,13	1,28	0,92	2,13	1,4	2,12
n-C ₄ H ₁₀	6,09	2,58	3,68	8,51	2,49	5,36
i-C ₅ H ₁₂	2,63	0,4	0,34	0,78	0,41	3,22
n-C ₅ H ₁₂	3,40	0,4	0,58	1,34	0,35	4,04
C ₆ H ₁₄ +высшие	60,77	0	0,46	1,02	0,06	81,39

Продолжение таблицы 7

Давление, МПа		0,6	0,55	0,3	0,2	
Температура, °С		15	15	25	30	
ДНП, КПа						53,11
Низшая теплота сгорания, МДж/м ³					32	

5.3 Расчет метанового индекса

Метановый индекс – показатель, характеризующий детонационную стойкость газообразного топлива. Он показывает объемное содержание метана в смеси метана и водорода, которая начинает детонировать при таком же сжатии, что и проверяемый газ. Величина индекса имеет нижний предел, ниже которого при эксплуатации газопоршневых электростанций не обеспечивается требуемая мощность. Например, если попутный нефтяной газ имеет метановый индекс 80, это означает, что он имеет такую же детонационную стойкость, как и смесь из 80% метана и 20% водорода. Метановый индекс 100 соответствует метану (детонационно стойкий). Метановый индекс 0 соответствует водороду (нестойкий).

Главной задачей подготовки нефтяного газа, который представляет собой смесь углеводородов, является снижение концентрации тяжелых углеводородов и воды в подготовленном попутном газе до минимума.

В настоящее время отсутствует единая методика расчета метанового индекса. В работе использовали методику Американского исследовательского института газа [8].

Формула для расчета:

$$\begin{aligned}
 MON = & 137,78 \cdot MCH_4 + 29,948 \cdot MC_2H_6 - 18,193 \cdot MC_3H_8 - \\
 & - 167,062 \cdot MC_{4+} + 181,233 \cdot MCO_2 \\
 & + 26,994 \cdot MN
 \end{aligned} \tag{1}$$

$$MI = 1,624 \cdot MON - 119,1. \tag{2}$$

где:

MON - октановое число газа;

MI – метановый индекс;

MCN_4 - мольный объем метана;

MC_2H_6 - мольный объем этана;

MC_3H_8 - мольный объем пропана;

MC_{4+} - суммарный мольный объем «тяжелых» фракций от C_4 и выше;

MSO_2 - мольный объем углекислого газа;

MN - мольный объем азота.

5.4 Результаты расчетов

На основании данных по составам газов, полученных после сепарации при различных значениях давлений и температур 1 ступени сепарации, был произведен расчет метанового индекса для газа, направляемого на газопоршневые электростанции. В таблице 8 приведены результаты расчетов метанового индекса и мольное содержание метана. Диапазон давлений от 0,3 до 0,7 МПа, а температур от 10 до 25 °С.

Таблица 8 – Метановый индекс, мольная концентрация метана для газа, направляемого на питание газопоршневой электростанции при различных давлениях и температурах на первой ступени сепарации

P	0,3 МПа				0,4 МПа				0,5 МПа			
	10	15	20	25	10	15	20	25	10	15	20	25
Т, °С												
Метановый индекс	47,3	46,6	44,3	43,2	50,5	49,7	48,1	47,1	52,7	51,4	50,9	49,9
Мольное содерж. метана, д.ед.	0,51	0,5	0,49	0,47	0,64	0,63	0,62	0,6	0,69	0,68	0,67	0,66
ДНП товарной нефти, КПа	69,6	69,2	68,9	68,4	67,3	67,1	66,9	66,5	66,3	66,1	65,3	64,4
P	0,6 МПа				0,7 МПа							
	10	15	20	25	10	15	20	25				
Т, °С												
Метановый индекс	55,3	54,6	53,2	52,8	57,1	56,8	55,3	53,9				
Мольное содерж. метана, д.ед.	0,72	0,71	0,71	0,70	0,74	0,73	0,73	0,72				
ДНП товарной нефти, КПа	63,1	60,6	59,2	57,5	55,3	54,7	51,8	49,2				

5.5 Анализ результатов расчетов

На рисунках 4, 5 представлены зависимости метанового индекса и мольной доли метана для газа, направляемого на ГПЭС от давления для температур 10, 15, 20, 25 °С на первой ступени сепарации.

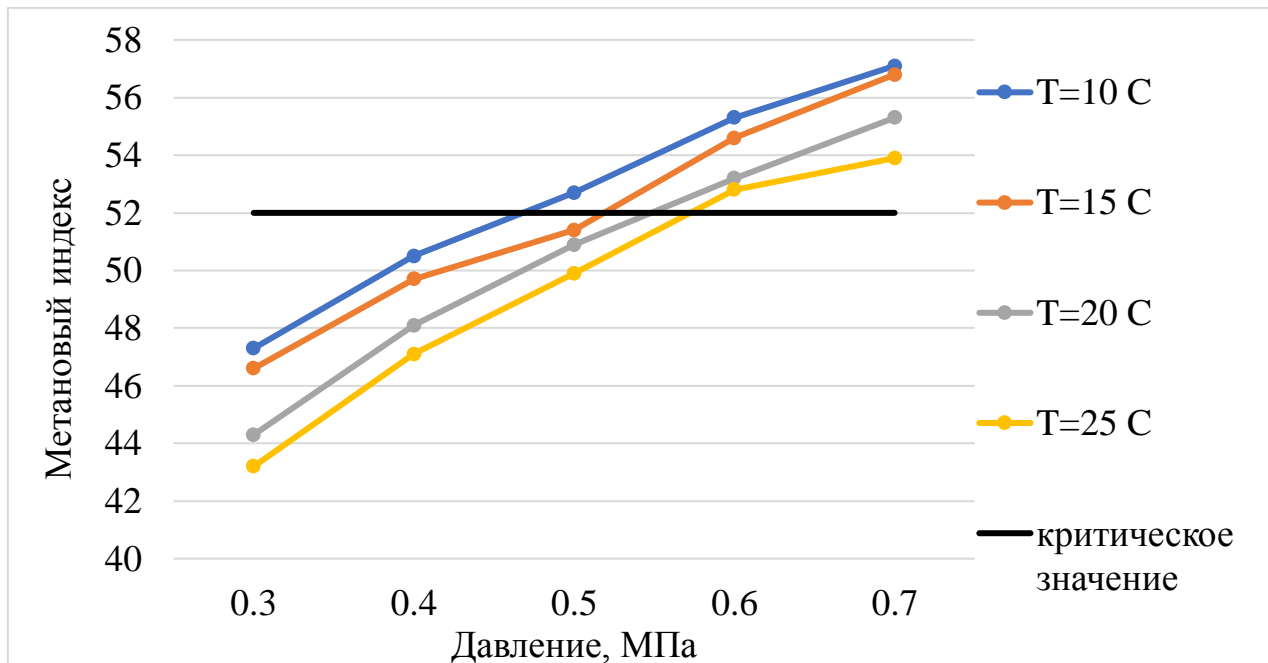


Рисунок 4 – зависимость метанового индекса первой ступени сепарации Линейного месторождения от давления для температур 10, 15, 20, 25 °С

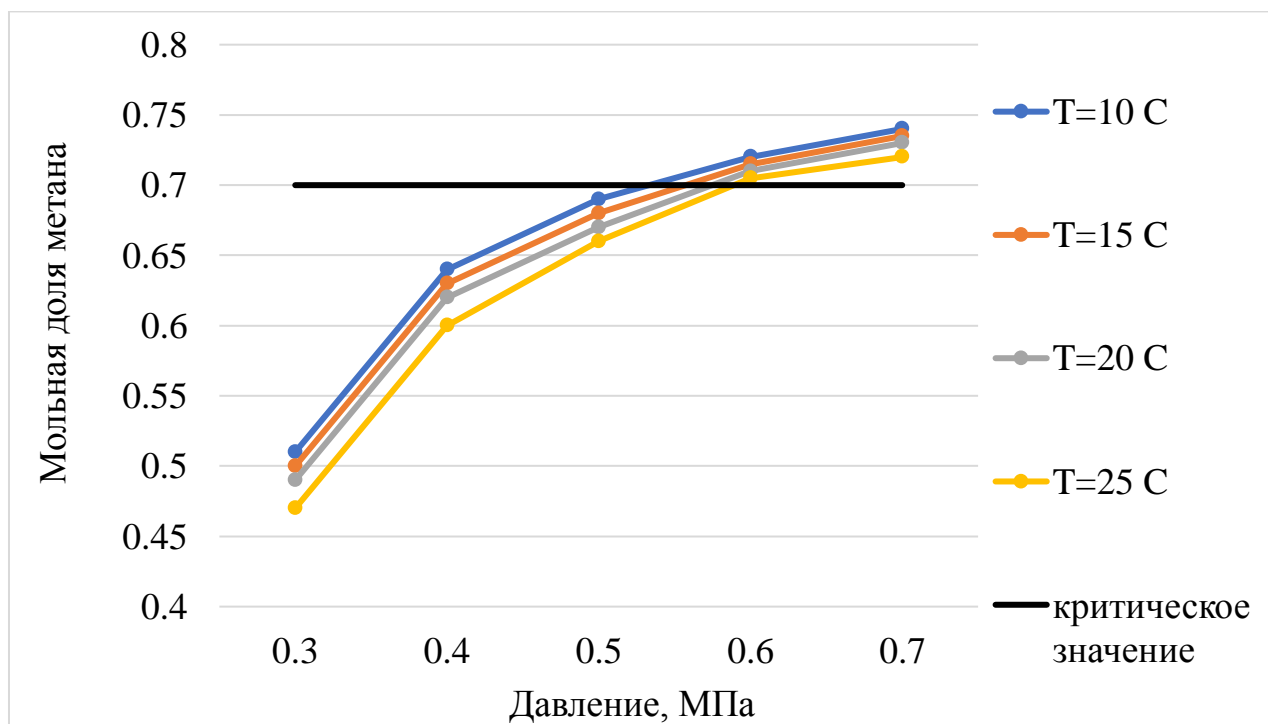


Рисунок 5 – зависимость мольной доли метана первой ступени сепарации Линейного месторождения от давления для температур 10, 15, 20, 25 °С

Согласно таблице 6 рекомендованных диапазонов характеристик газового топлива для газопоршневых установок, которые используются на Линейном месторождении минимальная критическая величина метанового индекса составляет 52, а мольная доля метана 70%, что составляет 70% мощности электростанций.

Такая величина согласно расчетам, обеспечивается:

- При давлении сепарации 0,6, 0,7 МПа и температуре сепарации от 10 до 25 °С;
- При давлении сепарации 0,5 МПа и температуре сепарации 10 °С.

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В этой главе приводится экономическое обоснование целесообразности установок для выработки электроэнергии, работающие на попутном нефтяном газе. Цель расчетов – экономическая оценка проекта по выработки электроэнергии с помощью газопоршневых и газотурбинных установок на Линейном нефтяном месторождении. Без внедрения проекта компания понесет огромные убытки, связанные с покупной электроэнергией и уплатой штрафов за сжигание попутного нефтяного газа.

Ниже рассматриваются предпосылки для разработки методики вариантов утилизации ПНГ применительно к использованию газопоршневых или газотурбинных установок. Энергетическое использование ПНГ может оказаться экономически эффективным в достаточно широком диапазоне объёмов и составов ПНГ. Важно подчеркнуть, что независимо от общей структуры системы утилизации ПНГ на конкретном предприятии и результатов решения задачи, энергетический аспект всегда остается актуальным хотя бы потому, что всегда есть собственные нужды и соответствующие потребности в энергоресурсах. Коротко рассмотрим факторы экономической эффективности при действующих и перспективных тенденциях экономики в стране и регионе.

На экономическую эффективность энергетических установок влияют в общем случае две взаимно противоположные тенденции:

- изменение стоимости капиталовложений (инвестиций) энергетической установки и установок по сбору и подготовке ПНГ;
- изменение тарифов на электроэнергию, налогов за выбросы загрязняющих газов в атмосферу и затрат на эксплуатацию.

Прогнозируемые тенденции на мировых рынках дают возможность предположить возрастание тарифов на электроэнергию и возрастание налогов за нормативные и, особенно, сверхнормативные выбросы загрязняющих веществ, за недоиспользование недр и т.п. В связи с этим возможно представить следующие экономические ситуации и стратегии по их разрешению:

- при высокой стоимости капиталовложений и тенденции их роста, сопровождающейся низкими энергетическими тарифами, может быть принято единственное решение о невозможности энергетического использования попутного газа;

- при высоких капиталовложениях и высоких тарифах с перспективой их дальнейшего роста эффективность выработки электроэнергии будет возрастать, но необходимы поиски других, менее капиталоемких технологий, в том числе и неэнергетических;

- низкие стоимости капиталовложений и высокие тарифы делают энергетическую утилизацию попутного газа внеконкурентной, и оценки экономической эффективности необходимы лишь для выбора мощности, типа, количества агрегатов и т.п.;

- низкие капиталовложения и низкие тарифы на электроэнергию представляют неопределенную ситуацию, поскольку противоречат реально существующим тенденциям. Отмеченные здесь предельные ситуации и стратегии оставляют широкое поле промежуточных случаев, в каждом из которых необходима выработка грамотных технических и особенно экономических решений.

Поскольку на разных месторождениях сосредоточены разные объемы попутного газа, что обеспечивает разную производительность, расчеты целесообразно вести исходя из затрат на единичную мощность 1 кВт. Тогда могут успешно сравниваться объекты, различающиеся по мощности, производительности, отпуску электроэнергии и т.п. Капитальные вложения в этом случае складываются из:

- капитальных вложений на строительство, монтаж, оборудование электростанции;

- капитальных вложений на устройства сбора, компримирования и транспортировки газа.

Издержки эксплуатации при создании такой электростанции состоят из:

- расходов по эксплуатации;

- платежей по кредитам;
- платежей за выбросы загрязняющих газов;
- платежей за покупную электрическую и тепловую энергию;
- амортизационных отчислений;
- платежей за топливо (за потребляемый газ, если его цена будет установлена);
- арендной платы за использование сетей энергоснабжающей организации;
- зарплаты персонала и др.

В результате эксплуатации электростанции возникают доходы:

- поступления от продажи электрической и тепловой энергии;
- снижение платежей за выбросы загрязняющих газов;
- снижение платежей за получаемую энергию.

Экономическая эффективность проекта выражается в денежной наличности, чистом дисконтированном доходе, индексе доходности, сроке окупаемости (возврата) капитальных вложений. Численные значения этих показателей дают нам полное представление об экономической эффективности предлагаемого проекта строительства и его дальнейшей эксплуатации при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Для оценки эффективности применяются следующие показатели:

- приток денежной наличности;
- чистый дисконтированный доход;
- индекс доходности;
- срок окупаемости.

1. Выручка от строительства и эксплуатации газопоршневой электростанции за расчетный период определяется по формуле:

$$V_t = Q_t \cdot Ц \cdot t \quad (3)$$

где Q_t – количество потребляемой электроэнергии, кВт/год,

$Ц$ – тариф на электроэнергию, руб./кВт,

t – период эксплуатации объекта, лет.

2. Затраты на реализацию проекту за расчетный период определяется по формуле:

$$Z_t = Z_{\text{кан}} + Z_{\text{эксн}} \quad (4)$$

где $Z_{\text{кан}}$ – капитальный затраты на реализацию проекта, руб.;

$Z_{\text{эксн}}$ – затраты в ходе эксплуатации объекта за расчетный период, руб.;

3. Прибыль от проводимого мероприятия за расчетный период:

$$П = B_t - Z_t \quad (5)$$

4. Налог на прибыль за расчетный период определяется по формуле:

$$H_{\text{нпт}} = \frac{П \cdot Н}{100\%} \quad (6)$$

где $Н$ – ставка налога на прибыль, %.

5. Прирост потока денежной наличности за расчетный период определяется по формуле:

$$\text{ПДН}_t = П - H_{\text{нпт}} \quad (7)$$

6. Дисконтированный прирост потока денежной наличности за расчетный период определяется по формуле:

$$\text{ППДН}_t = \text{ПДН}_t \cdot \alpha_t \quad (8)$$

где α_t – коэффициент дисконтирования.

7. Коэффициент дисконтирования рассчитывается по формуле:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+E)^{t-1}} \quad (9)$$

где E – ставка дисконта, %;

t – расчетный год.

9. Чистый дисконтированный доход от строительства и эксплуатации газопоршневой электростанции за расчетный период:

$$\text{ЧДД} = \sum_t^T \text{ППДН}_t \quad (10)$$

10. Индекс доходности определяется по формуле:

$$\text{ИДД} = \frac{\text{ЧДД}}{Z_t} \quad (11)$$

6.1 Расчет экономической эффективности от строительства газопоршневой электростанции

В настоящее время, благодаря современным тенденциям перехода к автономному энергообеспечению, большое распространение получили газопоршневые электростанции, использующие в качестве топлива попутный нефтяной газ. Введение в работу этих установок решает сразу несколько проблем: утилизацию попутного нефтяного газа, соответственно, освобождение от уплаты штрафов за его сжигание, автономное энергообеспечение позволяет получать прибыль за счет экономии на покупке электроэнергии. Для расчета срока окупаемости рассмотрим эксплуатационные расходы за 5 лет.

Положительный эффект в реализации проекта строительства газопоршневой электростанции заключается в экономии затрат на покупку электроэнергии, за счет выработки собственной энергии.

В таблице 9 представлена структура капитальных и эксплуатационных расходов:

Таблица 9 – Структура капитальных и эксплуатационных расходов при строительстве газопоршневой электростанции.

Капитальные:	Ежегодные текущие расходы:
Стоимость энергоустановки с ее установкой	Расходные материалы
	Заработная плата
	Техническое обслуживание
	Текущий ремонт

Ежегодные текущие расходы по обслуживанию газопоршневой электростанции на 5 лет составили 11,016 млн.руб.

На Линейном нефтяном месторождении потребляется 4032000 кВт энергии в год. Тариф на электроэнергию составляет 3,5 руб./кВт.

1. Положительный эффект от строительства и эксплуатации газопоршневой электростанции за год составит:

$$B = 3,5 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт}} \cdot 4032000 \text{кВт} = 14,11 \text{ млн. руб.}$$

2. Затраты на реализацию проекта строительства и эксплуатации газопоршневой электростанции предполагают покупку оборудования и его монтаж, который будет осуществлен в течение 2 месяцев:

$$З = 13,3 \text{ млн. руб.}$$

Согласно технического паспорта данной установки работа электростанции рассчитана на 5 лет.

Таблица 10 – Расчет эффективности строительства газопоршневой электростанции

Параметр	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год
Капитальные затраты, млн.руб.	13,30	-	-	-	-
Ежегодные текущие расходы, млн.руб.	1,73	2,02	2,23	2,42	2,62
Положительный эффект, млн.руб.	12	14,11	14,11	14,11	14,11
Коэффициент дисконтирования	-	0,91	0,83	0,75	0,68
Дисконтированный положительный эффект, млн.руб.	12	12,84	11,71	10,58	9,59
Дисконтированный прирост потока денежной наличности, млн.руб.	-3,03	9,85	7,87	6,12	4,74

3. Коэффициент дисконтирования:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E)^{t-1}}$$

4. Дисконтированный прирост потока денежной наличности:

$$\Delta\text{ПДН}_1 = 12 \text{ млн. руб} - 13,3 \text{ млн. руб} - 1,73 \text{ млн. руб} = -3,03 \text{ млн. руб.};$$

$$\Delta\text{ПДН}_2 = (12,84 \text{ млн. руб} - 2,02 \text{ млн. руб}) \cdot 0,91 = 9,85 \text{ млн. руб.};$$

$$\Delta\text{ПДН}_3 = (11,71 \text{ млн. руб} - 2,23 \text{ млн. руб}) \cdot 0,83 = 7,87 \text{ млн. руб.};$$

$$\Delta\text{ПДН}_4 = (10,58 \text{ млн. руб} - 2,42 \text{ млн. руб}) \cdot 0,75 = 6,12 \text{ млн. руб.};$$

$$\Delta\text{ПДН}_5 = (9,59 \text{ млн. руб} - 2,62 \text{ млн. руб}) \cdot 0,68 = 4,74 \text{ млн. руб.}$$

5. Чистый дисконтированный доход от строительства и эксплуатации газопоршневой электростанции за пять лет:

$$\text{ЧДД} = -3,03 \text{ млн. руб.} + 9,85 \text{ млн. руб.} + \\ 7,87 \text{ млн. руб.} + 6,12 \text{ млн. руб.} + 4,74 \text{ млн. руб.} = 25,55 \text{ млн. руб.}$$

б. Срок окупаемости:

$$\text{CO} = \frac{13,3 \text{ млн. руб.}}{56,72 \text{ млн. руб.}} \cdot 5 \text{ лет} = 1,2 \text{ года}$$

7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объект исследования – блочные автоматизированные установки подготовки нефти (УПН), которые предназначены для сбора и подготовки продукции нефтедобывающих скважин путем обеспечения глубокого обезвоживания, обессоливания, снижения упругости паров нефти и достижения требуемого качества товарной нефти и сбрасываемых пластовых вод для дальнейшей транспортировки.

Основное сырье и продукт УПН - нефть, которая является легковоспламеняющейся жидкостью, состоящей из смеси углеводородов. Нефть, при воздействии на кожу человека обезжиривает ее, что в конечном итоге может привести к кожным заболеваниям. Возможны отравления углеводородными газами, растворенными в нефти. Их вдыхание в небольших количествах не вызывает заметного действия на человека. Однако оно может быть удушающим, если обусловлено недостатком кислорода во вдыхаемом воздухе.

7.1 Производственная безопасность

7.1.1 Анализ вредных и опасных факторов при работе УПН

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 основными характерными опасными факторами для выбранного объекта являются следующие группы: физические и химические, которые могут привести работающих к травмам и профзаболеваниям.

В таблице 11 перечислены основные вредные и опасные производственные факторы при проведении работ на УПН.

Таблица 11 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на рабочем месте

Наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Выполнение работ на УПН	1. Физические факторы: - повышенный уровень шума;	1. Механические: -движущиеся части установок или аппаратов 2. Термические:	ГОСТ 12.0.003-2015

Продолжение таблицы 11

	<p>- повышенный уровень вибрации; 2. Химические факторы: -повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны</p>	<p>- высокая температура частей оборудования 3. Электробезопасность: - статическое электричество - молния 4. Пожаровзрыво-безопасность: - высокая температура - разгерметизация оборудования</p>	
--	---	--	--

7.1.2 Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

Химические факторы: на выбранном объекте к химически вредным факторам относятся - природный и нефтяной газ, оказывающий удушающее воздействие на организм человека; компрессорное масло, пары которого через дыхательные пути проникают в организм, оказывая канцерогенное воздействие. На объекте в результате не плотностей газового оборудования или в результате аварийных ситуаций может возникнуть опасность загазованности, как компрессорного цеха, так и других помещений.

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены, согласно ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». ПДК предельных алифатических УВ, которые нарушают работу нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных неврозов– 300 мг/м³, сероводорода – 3 мг/м³. Сероводород очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отёку лёгких и даже к летальному исходу.

При высокой концентрации однократное вдыхание может вызвать мгновенную смерть. При небольших концентрациях довольно быстро возникает адаптация к неприятному запаху, и он перестаёт ощущаться. Во рту возникает

сладковатый металлический привкус, а при большой концентрации ввиду паралича обонятельного нерва запах сероводорода не ощущается.

В настоящее время, согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих». Существуют следующие средства защиты от повышенной загазованности воздуха рабочей зоны углеводородами нефти и сероводородом:

1. вентиляции и очистки воздуха;
2. кондиционирования воздуха;
3. локализации вредных факторов;
4. автоматического контроля и сигнализации;
5. дезодорации воздуха.

В качестве СИЗ применяются применяются шланговые противогазы (ПШ-1; ПШ-2), а также переносное дыхательное устройство (ПДУ-3).

7.1.3 Повышенный уровень шума на рабочем месте

В пределах рабочей площадки находится производственное оборудование (установки улавливания легких фракций углеводородов, насосы внутренней и внешней перекачки, блочная кустовая насосная станция), их работа сопровождается повышенным уровнем вибрации.

Воздействие на работающих, повышенных уровней шума осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих местах при обслуживании станции [9].

Шум создается при работе установки улавливания легких фракций углеводородов, насосов внутренней и внешней перекачки, блочной кустовой насосной станции (таблица 12)

Таблица 12 – Защита от шума

Производственные помещения, рабочее место	Источник шума	Уровень шума допустимый по ГОСТ 1271.003-2014, дБА
Цех подготовки	УУЛФ,НВВП	80
Производственная площадка	БКНС	60

7.1.4 Повышенный уровень вибрация на рабочем месте

Источниками вибрации являются установки улавливания легких фракций углеводородов, насосы внутренней и внешней перекачки, блочная кустовая насосная станция и другое оборудование цеха. Общие требования по вибрационной безопасности для обслуживающего персонала сведены в таблице 13:

Таблица 13 – Требования по вибрационной безопасности

Вид вибрации	Допустимый уровень вибростойкости, дБ, в октавных полосах с среднегеометрическими частотами, Гц			
	2	4	8	50
Технологическая	108	99	93	92

Для оборудования, являющегося источником вибраций, должно использоваться вибродемпфирование, а также должны быть использованы гасители вибрации, виброизоляторы и СИЗ для рабочих (рукавицы, перчатки, спецобувь с виброзащитными упругодемпфирующими элементами и др.) [10].

7.1.5 Отклонение показателей микроклимата

В трудовые обязанности рабочего УПН входят как работы в производственном помещении, так и работы на промышленной площадке.

Микроклимат в производственных помещениях определяются температурой при относительной влажности воздуха, скоростью движения воздуха. Эти факторы оказывают существенное влияние на здоровье человека. Одним из основных мероприятий в этом направлении является паспортизация санитарно-технического состояния условий труда на конкретных рабочих местах. Измерение параметров микроклимата производится на основании нормативных документов - ГОСТ 121.005-88 и Руководство Р2.2.013-94.

Поверхность оборудования в результате работы нагревается, отсюда повышается температура окружающего воздуха в цехе. Для поддержания микроклимата в производственном помещении применяются 3 вида вентиляции: приточная, вытяжная и естественная.

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в

холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже – 45 °С даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела.

Микроклимат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны [11].

На УПН применяются следующие средства защиты:

- Спецодежда, которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухо непроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость;
- Спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах или взрывопожароопасных участках производства, должна быть изготовлена из термостойких и антистатических материалов
- Спецобувь, предохраняющая ноги от механических повреждений и влаги;
- Головные уборы – каски (зимой с утепленными подшлемниками) и подшлемники для защиты головы от механических повреждений;
- Резиновые перчатки для защиты от поражения электрическим током;
- Противогазы для защиты органов дыхания;
- Специальные защитные крема для защиты кожных покровов от обморожения.

7.1.6 Движущиеся машины и механизмы

На УПН применяются грузоподъемные механизмы, в цехах (кран-балки), для производства регламентных и ремонтных работ. Безопасная работа с

грузоподъемными механизмами регламентируется Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов. Грузоподъемные машины и механизмы, для надежности и безопасности работ, проходят освидетельствование. В обеспечении безопасности работ с грузоподъемными механизмами важное значение имеет, также, правильный подбор грузозахватных приспособлений. Кран-балки снабжены устройствами безопасности: концевые выключатели для автоматической остановки механизмов передвижения крана, ходовой тележки и подъема грузозахватных органов; блокировкой для автоматического снятия напряжения, звонковой сигнализацией. Также механическую опасность представляют движущиеся части установок и аппаратов.

За техническим состоянием оборудования следит оперативный персонал, выполняя профилактические работы и работы, связанные с полным или частичным ремонтом.

7.1.7 Пожарная безопасность

Ответственность за пожарную безопасность объектов, обеспечение их первичными средствами пожаротушения, а также своевременное соблюдение действующих противопожарных правил и норм несут начальники цехов, участков и другие должностные лица, которые назначаются приказами руководителей предприятий и организаций. Вся территория производственных объектов добычи нефти и газа, а также производственные помещения должны постоянно содержаться в чистоте и порядке.

Не допускается замазучивание производственной территории и помещений, загрязнение легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, мусор и сухая трава, должны убираться и засыпаться сухим песком или грунтом. Дороги, подъезды, проезды к сооружениям, водоёмам, пожарным гидратам и средствам пожаротушения нельзя загромождать и использовать для складирования материалов и деталей. У пожарных гидратов необходимо устанавливать надписи указатели, позволяющие быстро определить место их расположения. Отогревать замёрзшую арматуру, трубопроводы, задвижки

разрешается только паром или горячей водой. Применение для этих целей открытого огня запрещается. Хранение смазочных материалов в производственном помещении разрешается в количестве не более суточного расхода в несгораемых шкафах, герметичной таре или в ящиках с плотнозакрывающимися крышками. Въезд на территорию пожаро- и взрывоопасных предприятий и установок допускается только по специальному пропуску [12]. Автотранспорт должен быть оборудован глушителями с искрогасителем. Возникновение пожара на газокompрессорной станции, как уже отмечалось, является одним из опасных факторов производства. Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления:

- осколки;
- движущиеся части разрушившихся аппаратов;
- электрический ток;
- взрыв.

Согласно ССБТ ГОСТ 12.1.004 – 91 допустимый уровень пожарной опасности для людей должен быть не более 10 воздействия опасных факторов пожара, превышающих допустимые значения, в год в расчете на каждого человека.

Охраняемыми объектами пожарной охраны являются цеха, здания и сооружения. Контроль за соблюдением правил пожарной безопасности при новом строительстве ведущимся на территории объекта осуществляется силами пожарной охраны объекта.

При этом каждое здание оснащено автоматической системой пожаротушения. Первичными средствами гашения огня применяются порошковых огнетушителей ОП-50, ОП-10 , ОП-5 в зависимости от мест установки. В местах связанных с присутствием электроустановок применяются углекислотные огнетушители ОУ-3, ОУ-5, ОУ-10, а также кошма и песок.

Снаружи здания находится пожарный извещатель и кнопка аварийной остановки оборудования.

7.1.8 Электробезопасность

Опасная величина тока для человека 0,05А, а смертельная 0,1А. Безопасных напряжений нет.

На промышленных предприятиях широко используют и получают в больших количествах вещества и материалы, обладающие способностью к электронизации, то есть к возникновению зарядов статического электричества. Электрические заряды часто являются причиной пожаров и взрывов. Кроме этого статическое электричество – причина нарушения технологического процесса. Снижения точности показаний приборов и автоматики. Для отвода зарядов статического электричества, используют устройство электропроводящих полов или заземленных зон. Мостов и рабочих площадок, заземление ручек дверей, поручней, лестниц, рукояток приборов, молний и аппаратов.

Защита объектов от прямых ударов молнии по классу В- 1г. Ожидаемое количество поражений в год, $N > 1$ не ограничивается. Категория устройства молние - защиты II. Здесь зоны защиты А и Б.

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по электробезопасности: - заземление металлических частей электрооборудования через контуры заземления. -защита от статического электричества во взрыво и пожароопасных производствах путем заземления технологического оборудования.

Молниезащита взрывоопасных зданий и сооружений УПН выполнена по 2 категории, пожароопасных зданий и наружных установок по 3 категории согласно РД 34.21.122-87. Защита от электростатической индукции обеспечивается путем присоединения всего оборудования к защитному заземлению электрооборудования. Защита от заноса высоких потенциалов выполняется путем присоединения на вводе в защищаемое здание или сооружение всех коммуникаций к контуру заземления. Оборудование всех

электроустановок комплектами изолирующих средств, индикаторами напряжения, переносными заземлениями, плакатами по технике безопасности [13, 14].

7.2 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу, изменение природы под их влиянием, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и нефтепроводах;
- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетне-мерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод);
- значительное изъятие земель и изменение баланса земельного фонда за счет сельскохозяйственных и лесохозяйственных предприятий.

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

- сокращение площадей пастбищ и соответственно, поголовья скота;
- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
- нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;
- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;

- сокращение численности видов диких животных из-за браконьерства и перераспределения мест обитания основных видов и т.д.

Экологические исследования района работ включают в себя: анализ «исходного состояния» района; подробное описание состояния имеющихся уровней загрязнения; экологический инвентарь района (болот, озер, рек, лесов, тундры, торфяников); гидробиологические исследования рек и водоемов; составление гидрогеологической карты и карты растительности; подготовка комплекта документации с оценкой ущерба окружающей среды.

Общими мерами по охране окружающей среды являются: сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования; высокая степень утилизации нефтяного газа; оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания. Все линии сбора нефти и магистральные нефтепроводы должны выдерживать деформации почвы во время периода таяния. Предотвращение аварийных выбросов производится ранним обнаружением притока пластовых флюидов в скважину, ликвидацией проявлений, контролем за буровым раствором, герметизацией устья скважины и др. Любой ущерб, нанесенный окружающей среде за пределами участков разработки, должен быть ликвидирован.

7.2.1 Воздействие УПН на атмосферу

Основными вредными веществами, выбрасываемыми в атмосферу при эксплуатации установки подготовки нефти, являются углеводороды, продукты сгорания газа и другого топлива (окислы углерода, оксиды азота, сажа и др.). Количественное определение содержания вредных веществ в атмосферном воздухе осуществляется с использованием методик и инструкций Госкомприроды, Госкомгидромета и Минздрава. Весь комплекс организационно-технических мероприятий должен обеспечить соблюдение предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества.

На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. По возможности факельные газы собирать в газгольдер для дальнейшего его использования, предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

Необходимо обустроить площадь герметизированной системой сбора, подготовки и транспорта нефти. Продукты стабилизации нефти необходимо утилизировать, а не сжигать на факелах.

Нефтяные резервуары необходимо оборудовать клапанами в северном исполнении типа КДС в комплексе с дисками-отражателями и ГУС. В качестве топлива рекомендуется использовать природный газ, процесс сжигания топлива следует оптимизировать.

О всех выбросах вредных веществ в случае аварии НГДУ должно сообщить в установленном порядке Комитету по охране природы по территориальной принадлежности. Контроль за состоянием воздуха ведется в местах и в сроки, установленные РД 39-0147098-014-89, РД 39-0147098-025-91.

Для предотвращения утечек транспортируемого продукта в окружающую среду необходимо следить за максимальной герметизацией оборудования трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры. Ответвления, предназначенные для аварийных сбросов, должны заканчиваться герметичными фланцевыми заглушками [15].

7.2.2 Воздействие УПН на гидросферу

В целях обеспечения охраны окружающих вод при эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов цеха необходимо:

- соблюдать действующие стандарты, нормы и правила в области охраны окружающей среды;
- рационально использовать природные ресурсы;

- систематически контролировать степень загрязнения вредными веществами (газоконденсат);
- своевременно ликвидировать последствия загрязнения окружающей среды;
- разрабатывать и планомерно осуществлять на всех уровнях управления производством мероприятия по охране окружающей среды и сокращению потерь газа при эксплуатации трубопроводов.

В соответствии с природоохранным законодательством Российской Федерации предприятия, эксплуатирующие промышленные трубопроводы, обязаны вести наблюдения (производственный контроль) за состоянием окружающей природной среды для своевременного выявления изменений, их оценки, предупреждения и устранения последствий отрицательного влияния объектов трубопроводов. Необходимо осуществлять систематический контроль воды, воздуха с целью определения степени загрязнения и своевременного принятия мер по устранению причин и последствий загрязнения.

Организация контроля за соблюдением нормируемого воздействия объекта (предприятия) на окружающую среду производится в соответствии РД 01-14-2004. Контроль за состоянием воды ведется в местах и в сроки, установленные РД 39-0147098-014-89, РД 39-0147098-025-91. На переходах через водные объекты следует поддерживать в исправном состоянии водопропускные сооружения и неизменность существующего до начала строительства природного стока, а также не допускать активизации русловых и береговых процессов рельефообразования.

Разлившийся на поверхности водного объекта нефть или газоконденсат должны быть локализованы, собраны техническими средствами и способами, безвредными для обитателей водоема и не оказывающими вредного влияния на условия санитарно-бытового водоснабжения, и отправлен на очистные сооружения. Выжигание разлитого на поверхности воды нефти или газоконденсата не допускается. Эта задача реализуется выделением и соблюдением водоохранных зон, повышением надежности магистральных

нефтепроводов на участках прохождения через водоемы, оснащением бригад по ликвидации аварийных выбросов техникой и биобакпрепараторами для обработки загрязненной поверхности. Сброс промышленных стоков с объектов необходимо закачивать в продуктивные пласты [16].

7.2.3 Воздействие УПН на литосферу

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц.

Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации). Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше $1/3$ диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.

По окончании буровых работ на кустах скважин проводятся ликвидация и рекультивация шламовых амбаров следующим образом:

- осветление, нейтрализация жидкой фазы с последующей откачкой в нефтесборный коллектор;

- засыпка шламового амбара привозным грунтом;
- устройство лежневого настила поверх территории амбара;
- укладка геотекстиля и отсыпка слоя толщиной 1 м из привозного грунта;
- планировка рекультивируемой поверхности слоем торфо-песчаной смеси толщиной 15 см и почвосемян многолетних трав.

Выбуренные породы после отвердения с помощью цемента (10%) могут использоваться в качестве материала для насыпей.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа

Технический этап рекультивации состоит из срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0.2-0.4 м и перемещение его во временные отвалы до начала строительных работ и возвращение этого слоя из отвалов и планировка рекультивируемой поверхности по окончании строительства.

Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав мехспособом.

Для обеспечения потребности объектов строительства в грунте предусматривается использование месторождений песка, разрабатываемых гидромеханизированным способом. После окончания работ производится рекультивация карьера путем восстановления почвенно-растительного слоя с посевом трав.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химреагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ;
- в случае аварии на ГКС автоматическим переключением потока нефти и газа в аварийные емкости;
- аварийным отключением насосных агрегатов на ГКС и узлах дозирования ингибиторов;

- применением химреагентов-ингибиторов коррозии, парафино-гидратоотложений;
- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву;
- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;
- контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

Ликвидация последствий аварий возлагается на аварийно-восстановительный участок, который должен быть создан в каждом НГДУ и оснащен техническими средствами согласно РД-39-0147103-376-86.

Работы проводятся согласно «Временной инструкции по ликвидации аварийных проливов нефти с водных и грунтовых поверхностей» (1989 г., НПО «Техника и технология добычи нефти»).

Рекультивация нефтезагрязненных земель выполняется в соответствии с «Лесоводственными требованиями», разработанными Тюменской лесной опытной станцией ВНИИЛМ [17].

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте или определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде. ЧС классифицируются в зависимости от количества людей, пострадавших в этих ситуациях, или людей, у которых оказались нарушены условия жизнедеятельности, размера материального ущерба, а также границы зон распространения поражающих факторов чрезвычайных ситуаций. Чрезвычайные ситуации подразделяются на локальные, местные, территориальные, региональные, федеральные и трансграничные.

Анализ возможности возникновения чрезвычайных ситуаций:

- повышенная температура воздуха, оборудования и т.д.; - открытый огонь, искры;
- ударная волна;
- шаговое напряжение;
- обрушение и повреждение оборудования, конструкций зданий, коммуникаций, установок.

Причиной пожаров и взрывов на выбранном объекте могут быть:

- нарушение правил пожарной безопасности;
- нарушение герметичности установленного оборудования и трубопроводов;
- утечки газа;
- разрывы трубопроводов;
- пробой фланцевых соединений;
- нарушение правил эксплуатации электроустановок.

7.3.1 Меры по предотвращению аварий на УПН

С целью повышения эксплуатационной надежности трубопроводов и снижения вредного воздействия на окружающую среду проектом предусматривается:

- рациональное размещение монтажных узлов отключающей аппаратуры;
- применение толстостенных труб с увеличенным запасом прочности;
- 100% контроль стыков рентгеном и гамма-лучами;
- применение устройств для приема и запуска шаровых разделителей для промывки и опорожнения газопровода;

• усиление антикоррозийной защиты за счет внедрения новых типов изоляционных материалов и покрытий.

Ремонтные работы на УПН представляют повышенную взрывопожарную опасность, так как при неудовлетворительной подготовке технологического оборудования к этим работам может образоваться взрывоопасная смесь. В связи

с этим любые ремонтные работы можно выполнять только после проведения организационно-технических мероприятий и при строгом соблюдении правил пожарной безопасности.

Подготовительные и ремонтные работы необходимо проводить в соответствии с «Инструкцией по проведению работ с повышенной опасностью». На аппарате, агрегате или коммуникации, находящихся в ремонте, на время ремонта вывешивается предупредительный плакат: «Аппарат (агрегат, трубопровод) в ремонте».

Подготовка технологического оборудования к ремонтным работам осуществляется персоналом цеха под руководством лица, ответственного за его подготовку. Ответственным за выполнение подготовительных работ может быть назначен старший инженер или технолог цеха, начальник установки или участка.

К ремонтным работам относятся все работы, производимые в закрытой аппаратуре, в том числе осмотр и чистка.

Ответственным за производство ремонтных работ назначается инженерно-технический работник из персонала цеха. Перед началом ремонтных работ ответственный за их производство работник проверяет результат анализа газовоздушной среды, наличие и исправность защитных средств, объём выполненных подготовительных работ, в том числе по схеме, приложенной к наряду-допуску, отключение аппарата от всех действующих аппаратов и установку заглушек.

Во всех случаях ремонта, требующего искусственного освещения, должны применяться аккумуляторные взрывобезопасные фонари или переносные лампы во взрывобезопасном исполнении [18].

Ремонтные работы внутри аппаратов проводятся только в светлое время суток бригадой не менее 2х человек: один производящий работу, второй наблюдающий.

При возникновении чрезвычайной ситуации действовать строго по плану ликвидации аварии.

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Порядок организации работ, регламентация обязанностей и ответственности административно-технического персонала по промышленной безопасности и охране труда на объектах предприятия определяются "Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности" и иными действующими нормативно-техническими документами, представленными в списке использованной нормативно-технической документации и иных источников. Основным направлением работ должно быть планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание здоровых и безопасных условий труда и поддержание порядка на производстве. Общее руководство организацией работ в рамках системы управления окружающей средой и промышленной безопасностью Общества и его структурных подразделений осуществляется главным инженером предприятия.

Во всех подразделениях, занимающихся эксплуатацией и ремонтом газопроводов, руководство работой по охране труда и ответственность за состояние промышленно-экологической безопасности возлагаются на руководителей этих подразделений. Начальники этих подразделений в пределах вверенных им участков должны обеспечить выполнение организационных и технических мероприятий для создания безопасных условий труда, проведение инструктажа персонала безопасным методам работы, а также контролировать выполнение правил и инструкций по промышленной безопасности и охране труда, обеспечение рабочих средствами индивидуальной защиты, а рабочие места инструкциями по профессиям и видам работ [19].

Инструкции по безопасным методам ведения работ должны пересматриваться и переутверждаться через пять лет, если другой срок не предусмотрен другими правилами. Пересмотренные и дополненные инструкции должны быть своевременно доведены до сведения работников, которые обязаны их знать и выполнять.

Технический надзор за качеством строительства, капитальным ремонтом трубопроводов, за эксплуатацией (включая текущий ремонт) ведет отдел технического надзора предприятия по существующим правилам и нормам по охране труда и промышленной безопасности.

Все работники, эксплуатирующие и обслуживающие газопроводы, обязаны твердо знать и строго выполнять в объеме возложенных на них обязанностей правила промышленной безопасности и охраны труда. Каждый рабочий и инженерно-технический работник обязан немедленно докладывать своему непосредственному руководству о замеченных им нарушениях и неисправностях оборудования, механизмов, приспособлений и инструмента, утечках нефти, газа и воды, нарушениях правил промышленной безопасности и охраны труда.

Обучение в области промышленной безопасности рабочих основных профессий проводится в специализированных учебных центрах, комбинатах, имеющих разрешение (лицензии) территориальных органов Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Рабочие основных профессий допускаются к самостоятельной работе после обучения и аттестации в соответствии с требованиями "Положения о порядке подготовки и аттестации работников организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России", утвержденным постановлением Госгортехнадзора России №21 от 30 апреля 2002 г. Теоретическое и практическое обучение вновь поступивших рабочих и служащих проводится индивидуальным методом в структурных подразделениях (цехах, участках, отделах, службах) Общества под руководством мастера или высококвалифицированного рабочего с изданием распоряжения по структурному подразделению (цеху, участку, отделу, службе) с указанием продолжительности обучения и ответственного лица (мастера), обязанного вести постоянный контроль за обучением.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе были рассмотрены: общие сведения о месторождении и его геологическая характеристика, основные способы утилизации попутного нефтяного газа в России и на Линейном нефтяном месторождении, построена модель установки подготовки нефти, подсчитан метановый индекс и свойства топливного газа, подбор параметров сепарации для улучшения работы газопоршневой электростанции.

Методы утилизации попутного нефтяного газа различаются для различных по объемам и условиям добычи месторождений, всегда следует учитывать их преимущества и недостатки, а также особенности и эффективность каждого метода. На Линейном нефтяном месторождении большое распространение получили газопоршневые электростанции, использующие в качестве топлива попутный нефтяной газ, вырабатывающие электроэнергию для нужд компании.

Опыт эксплуатации показывает, что устойчивая работа газопоршневых установок наблюдается при мощности генератора от 70 до 80% от номинальной. В этом случае исключена детонация и перегрев двигателей, не вызывая аварийную остановку и наступление более раннего капитального ремонта.

В ходе анализа полученных результатов было установлено, что для исправной работы газопоршневой электростанции необходимо установить такие значения давления и температуры, при которых значение метанового индекса будет оставаться на уровне 54-56, а мольная доля метана будет более 70%.

В этом случае, при температуре на первой ступени сепарации установки подготовки нефти от 10 до 15 °С, давление в аппарате должно быть не менее 0,6 МПа (рисунки 4, 5), что, согласно графику зависимости изменения мощности газопоршневых электростанций от метанового индекса попутного нефтяного газа, показанном на рисунке 2, будет составлять 70-80% от номинальной мощности генератора.

На Линейном нефтяном месторождении используется 95% попутного нефтяного газа, из них 87% для выработки электроэнергии, 8% для путевых подогревателей.

В части финансового менеджмента провели оценку эффективности инвестиций при строительстве и эксплуатации газопоршневой электростанции, определили:

- чистый дисконтированный доход за пять лет составит 25,55 млн.руб.;
- срок окупаемости 1,2 лет.

На основании исследования можно сделать вывод, что строительство газопоршневой электростанции является экономически выгодным предприятием. Введение газопоршневых установок благоприятно решает сразу несколько проблем: утилизацию попутного нефтяного газа, соответственно, освобождение от уплаты штрафов за его сжигание, автономное энергообеспечение позволяет получать прибыль за счет экономии на покупке электроэнергии.

В последней главе был произведен анализ вредных и опасных факторов при работе на установке подготовки нефти. Рассмотрены воздействия на экологию, а также меры по предотвращению аварий на установке подготовки нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. А.Г. Гумеров, С.Г. Бажайкин. О проблемах утилизации нефтяного газа на промыслах. 2006. – №12. – С. 235.
2. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. К проблеме поисков литолого-стратиграфических ловушек в верхнеюрских отложениях юго-востока Западной Сибири // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. – Новосибирск, 1991. – С. 217.
3. Подсчет запасов нефти и растворенного газа Линейного месторождения Томской области. Отчет по договору № 29 от 20.10.2008 г. между ООО «Стимул-Т» и ООО «Сибнефтегазинновация 21 век», Отв. исполнитель Крылов О.В. Томск, 2009.
4. Тарасов М.Ю., Иванов С.С. Подготовка нефтяного газа для питания газопоршневых электростанций // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №2. – С. 46-49.
5. Щербатюк В.М. Промысловые установки подготовки топливного газа // Сфера Нефтегаз. – 2006. – №1.
6. Andersen Paw. Algorithm for methane number determination for natural gasses. Reports Danish Gas Technology Centre. – 1999. – June. – R9907.
7. Кузнецов О. А. Основы работы в программе Aspen HYSYS: учебное пособие. — «Директ-Медиа», 2015.
8. Effect of Fuel Composition on the Operation of a Lean-Burn Natural Gas Engine/Clark, Nigel N., Mott, Gregory E., Atkinson, deJong, Remco J. and et. // Society of Automotive Engineers, Inc. – 1995.
9. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
10. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
11. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
12. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
13. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

14. ГОСТ 12.1.045–84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.

15. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.

16. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

17. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.

18. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

19. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

20. Требования к подготовке растворенного газа для питания газопоршневых двигателей/ С.С. Иванов, М.Ю. Тарасов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 1. – С. 96–99.

21. Применение попутного нефтяного газа для собственных нужд на Хохряковском месторождении/ Галикеев Р.М., Леонтьев С.А. // Наука и ТЭК. – 2011. – № 1. – С. 37-49.

22. Утилизация попутного нефтяного газа на основе электрогенерации/ Верёвкин А.П., Селезнев С.Б.// Нефтегазовое дело. – 2015. – № 1. – С. 56-62.