

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 665.612.2-047.86(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Аксёнов Никита Сергеевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицина Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Аксёнов Никита Сергеевич

Тема работы:

Анализ современных методов утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-12/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Обзор современных методов утилизации попутного нефтяного газа. Анализ физико-химических свойств попутного нефтяного газа. Обзор применения методов утилизации на примерах конкретных месторождений. Анализ причин неполной утилизации попутного нефтяного газа. Особенности подготовки и доведения до потребителя. Определение наиболее эффективных методов утилизации ПНГ применимо к фонду месторождений Западной Сибири.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Спицина Любовь Юрьевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Анализ физико-химических свойств попутного нефтяного газа, особенности его добычи и использования в процессе разработки месторождения	
Особенности существующих методов утилизации попутного нефтяного газа в России	
Выводы и рекомендации по выбору оптимального метода утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях Западной Сибири	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	31.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Аксёнов Никита Сергеевич		31.03.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ПНГ** – попутный нефтяной газ;
- ГОСТ** – государственный стандарт;
- УОГ** – установка очистки газа;
- БОК** – блок осушки компрессата;
- ШФЛУ** – широкая фракция лёгких углеводородов;
- ГТУ** – газотурбинная установка;
- НХЗ** – нефтехимический завод;
- ГПЗ** – газоперерабатывающий завод;
- НПЗ** – нефтеперерабатывающий завод;
- ГТЭС** – газотурбинная электростанция;
- ГПЭС** – газопоршневая электростанция;
- СПБТ** – смесь пропан-бутан техническая;
- ГЖС** – газожидкостная смесь;
- GTL** – gas to liquids;
- НИОКР** – научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;
- ВГВ** – водогазовое воздействие;
- ПАВ** – поверхностно активные вещества;
- СНГ** – сжиженный нефтяной газ;
- БТК** – бензол, толуол и смесь ксилолов;
- КС** – компрессорная станция;
- УКПГ** – установка комплексной подготовки газа;
- КПД** – коэффициент полезного действия;
- КП** – кустовая площадка;
- ТЭК** – топливно-энергетический комплекс;
- ЧС** – чрезвычайные ситуации;
- СИЗ** – средства индивидуальной защиты;
- ПДК** – предельно допустимые концентрации;
- ДНГ** – добыча нефти и газа.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 98 страниц, в том числе 19 рисунков, 25 таблиц. Список литературы включает 53 источника.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, утилизация, газлифтный метод, факельное сжигание, водогазовое воздействие.

Объектом исследования являются технологии утилизации попутного нефтяного газа.

Цель исследования – анализ применения современных методов утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования была подробно рассмотрена классификация попутного нефтяного газа, приведены примеры химического состава газа. Изучен международный опыт утилизации попутного нефтяного газа различными методами. Проведён анализ технологий утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях РФ с обоснованием каждой используемой технологии.

В результате исследования выявлены наиболее рентабельные, эффективные методы утилизации попутного нефтяного газа, оказывающие положительный экономический эффект, а также снижение уровня экологического воздействия на регион добычи. С помощью технологий утилизации попутного нефтяного газа возможно получение дешёвой электроэнергии, повышение нефтеотдачи, ценных углеводородных видов топлив.

Область применения: фонд скважин месторождений Западной Сибири.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 АНАЛИЗ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА, ОСОБЕННОСТИ ЕГО ДОБЫЧИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	11
1.1 Общие сведения о попутном нефтяном газе.....	14
1.2 Нормативно-правовая база по регулированию использования попутного нефтяного газа в России	18
1.3 Особенности сбора попутного нефтяного газа до пунктов его подготовки и использования потребителем	21
1.4 Причины неполной утилизации попутного нефтяного газа.....	24
1.5 Опыт утилизации попутного нефтяного газа зарубежными государствами.....	25
2 ОСОБЕННОСТИ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В РОССИИ	28
2.1 Переработка на газоперерабатывающих заводах или малых установках на промыслах.....	29
2.2 Выработка электроэнергии	33
2.2.1 Утилизация попутного нефтяного газа на газотурбинных электростанциях	33
2.2.2 Утилизация попутного нефтяного газа на газопоршневых электростанциях	36
2.2.3 Преимущества и недостатки утилизации попутного нефтяного газа на газотурбинных и газопоршневых электростанциях	37
2.3 Химическая переработка.....	38
2.4 Газохимические процессы	40
2.5 Применение для технологических нужд промысла	41

2.5.1 Закачка попутного нефтяного газа в нефтеносный пласт (сайклинг-процесс)	41
2.5.2 Утилизация попутного нефтяного газа газлифтным методом	43
2.5.3 Использование водогазового воздействия на пласт	48
2.6 Сжижение попутного нефтяного газа	54
3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО МЕТОДА УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	56
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	63
4.1 Потенциальные потребители технологии	63
4.2 Технология QuaD	65
4.3 Бюджет технологии утилизации попутного нефтяного газа газлифтным методом с помощью водогазового воздействия	66
4.3.1 Экономическая эффективность	66
4.3.2 Исходные данные для расчета чистой прибыли утилизации попутного нефтяного	69
4.3.3 Расчет и математическое обоснование эффективности проведения водогазового воздействия.....	70
4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии.....	71
4.5 SWOT-анализ.....	73
4.6 Разработка графика анализа технологии	75
4.7 Вывод по экономическому разделу	76
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	80
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	81

5.2 Производственная безопасность	83
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	84
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	87
5.3 Экологическая безопасность	88
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	91
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	93
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	94

ВВЕДЕНИЕ

Сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ), содержащегося в растворенном виде в нефти, одна из ключевых проблем нефтегазового комплекса России. Ежегодный объем добычи ПНГ составляет порядка 94 млрд. м³ или 12,7% валовой добычи газа в России. При этом фактически сжигается на факельных установках порядка 23 млрд. м³ ПНГ. Значительный объем сжигания ПНГ (более 18% от объема добычи) ставит Россию в число стран-лидеров по неэффективному использованию ПНГ.

Последствия сжигания ПНГ проявляются в прямых потерях ценного углеводородного сырья, в упущенных выгодах государства, связанных с недополучением газохимической продукции вырабатываемой на ГПЗ. Сжигание ПНГ приводит к ухудшению состояния окружающей среды в районах нефтедобычи и условий проживания там людей.

Актуальность данной работы: выявление эффективных методов утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях Западной Сибири.

Целью выпускной квалификационной работы является оптимизация применения современных методов утилизации ПНГ на месторождениях Западной Сибири.

Для достижения цели сформулированы следующие задачи:

1. Определить физико-химические свойства попутного нефтяного газа, особенности его добычи и использования в процессе разработки месторождения;
2. Применить законодательное регулирование утилизации попутного нефтяного газа в технологические процессы сбора и подготовки скважинной продукции;
3. Проанализировать традиционные и инновационные методы утилизации попутного нефтяного газа.
4. Рекомендовать показатели выбора оптимального метода утилизации попутного нефтяного газа.

1 АНАЛИЗ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА, ОСОБЕННОСТИ ЕГО ДОБЫЧИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Попутный (нефтяной) газ – растворенный газ или смесь растворенного газа и газа газовой шапки (свободного газа), добытый из нефтяных скважин совместно с нефтью и прошедший сепарацию на промысле.

Попутный нефтяной газ как побочный продукт при добыче нефти до XX века не использовался, его либо выпускали в атмосферу, либо практически полностью нерационально сжигали в факелах, тем самым уничтожалось ценное углеводородное сырье, и наносился серьезный ущерб природе, человеку и окружающей среде. Первый газолиновый завод в России был запущен в эксплуатацию в 1925 году. В 60-ые годы в СССР перерабатывалось лишь 10 - 11% извлекаемого ПНГ, в тоже время в США переработке подвергалось 78%, а в Канаде - практически весь добытый ПНГ [1].

Первая попытка высокого уровня использования ПНГ была предпринята в СССР, когда в 1986 г. было принято Постановление Миннефтепрома № 41, где было отмечено: «... обеспечить использование ресурсов нефтяного газа не менее 97 %». В начале 90-х добыча нефти сократилась, и соответственно производство ПНГ снизилось. В 2000-е годы начался новый этап решения вопроса рационального использования попутного нефтяного газа. На рисунках 1 и 2 показаны официальные данные объемов извлечения и сжигания, а также уровня использования ПНГ в СССР и России в 1980-2019 гг. [2].

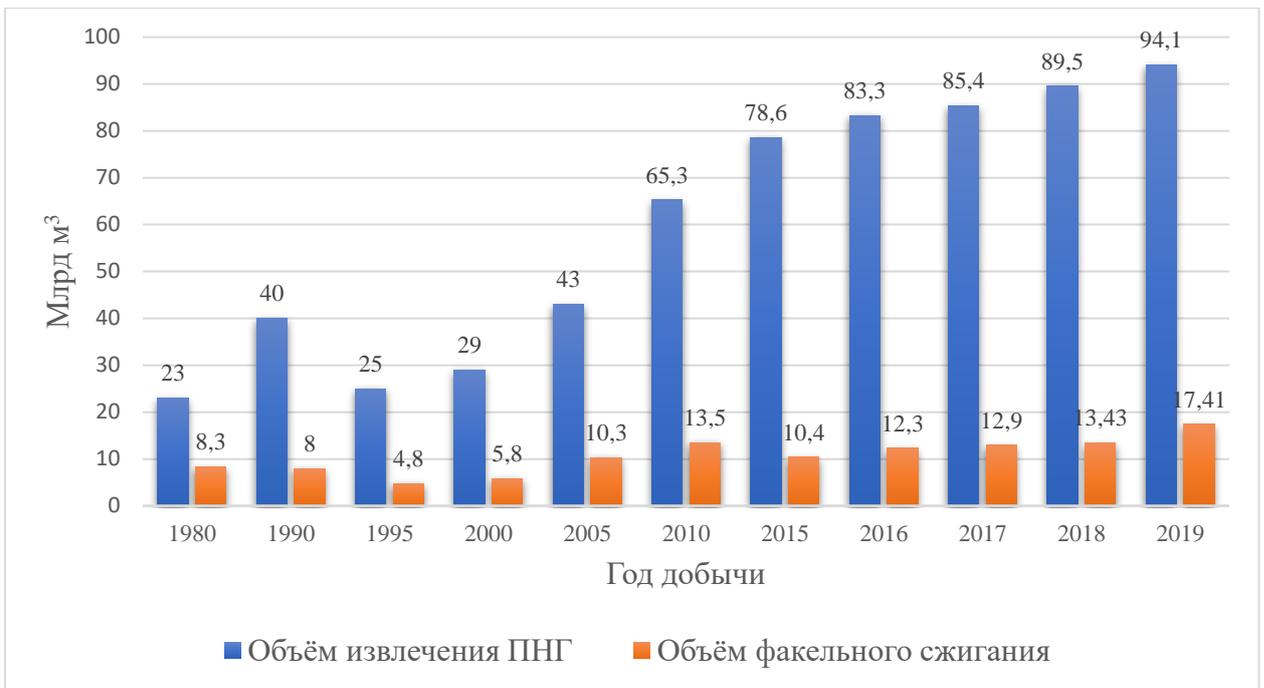


Рисунок 1 – Динамика добычи и сжигания попутного нефтяного газа в СССР и РФ в 1980-2019гг.

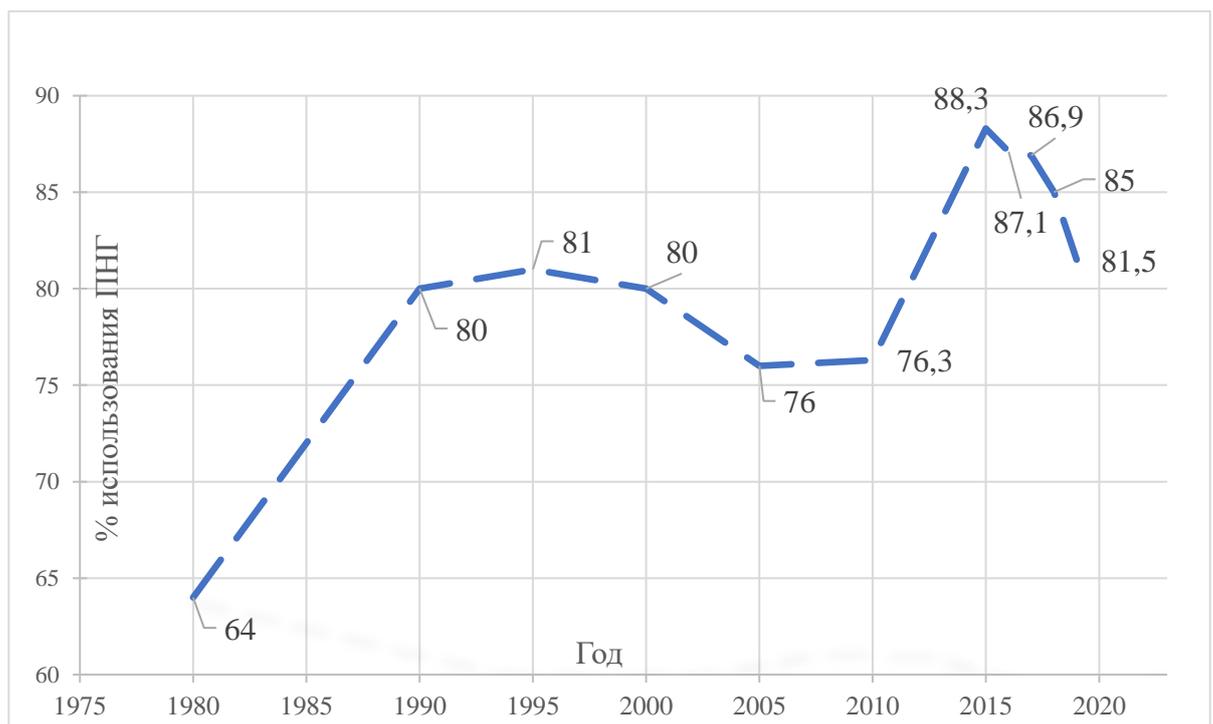


Рисунок 2 – Динамика использования попутного нефтяного газа в СССР и России в 1980-2019гг.

Проведенные на основе данных космической съемки расчеты показывают, что факельное сжигание газа на планете достигло масштабов, не наблюдавшихся более десяти лет, его объем составляет 150 млрд м³, что

эквивалентно совокупному годовому потреблению природного газа всеми странами Африки к югу от Сахары.

Рост на 3% – со 145 млрд кубометров (м³) в 2018 году до 150 млрд м³ в 2019 году – был обусловлен, прежде всего, увеличением объемов сжигания в трех странах – Соединенных Штатах (на 23%), Венесуэле (на 16%) и в России (на 9%). По сравнению с 2018 годом в 2019 году выросли масштабы факельного сжигания газа в нестабильных или затронутых конфликтами странах – в Сирии на 35%, а в Венесуэле на 16%, хотя в Сирии объемы добычи нефти не росли, а в Венесуэле снизились на 40%.

На рисунке 3 отображены первые десять стран мира по объёму сжигания попутного нефтяного газа в 2019г.

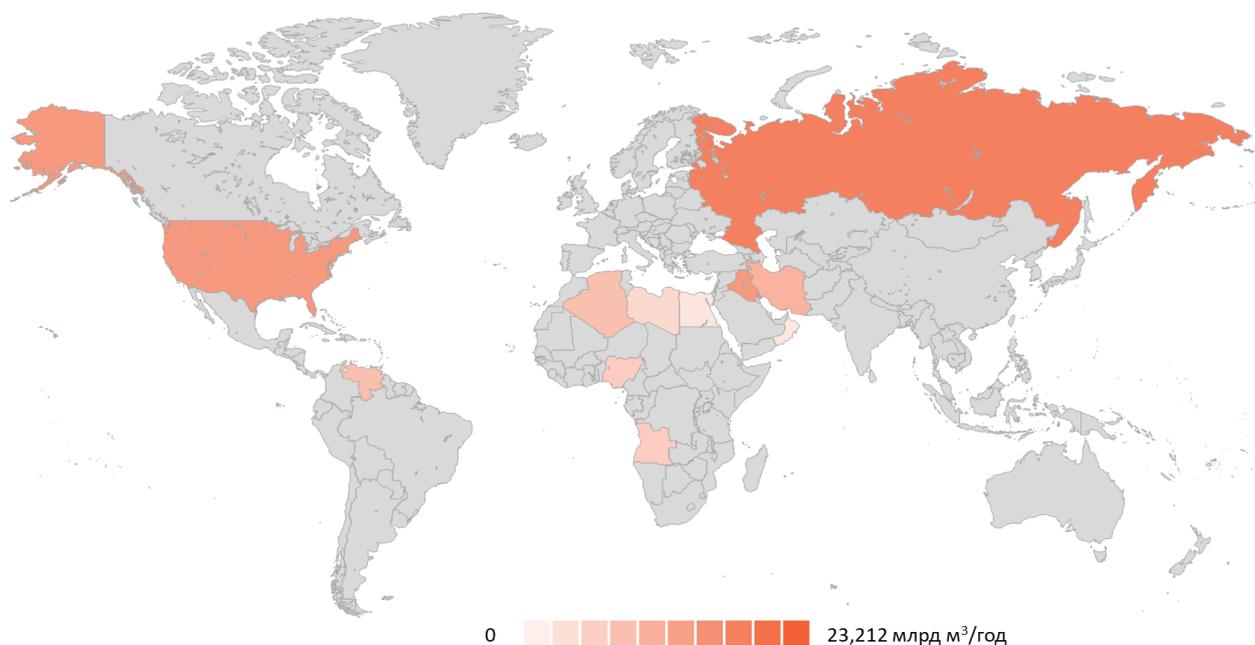


Рисунок 3 – Топ 10 стран мира по факельному сжиганию ПНГ в 2019 г.

Рисунок 4 позволяет убедиться в ранее озвученной тенденции: в последние годы общий уровень объемов сжигания ПНГ возрастает, в этом можно убедиться изучив объёмы сжигания в странах с 2015 по 2019 год

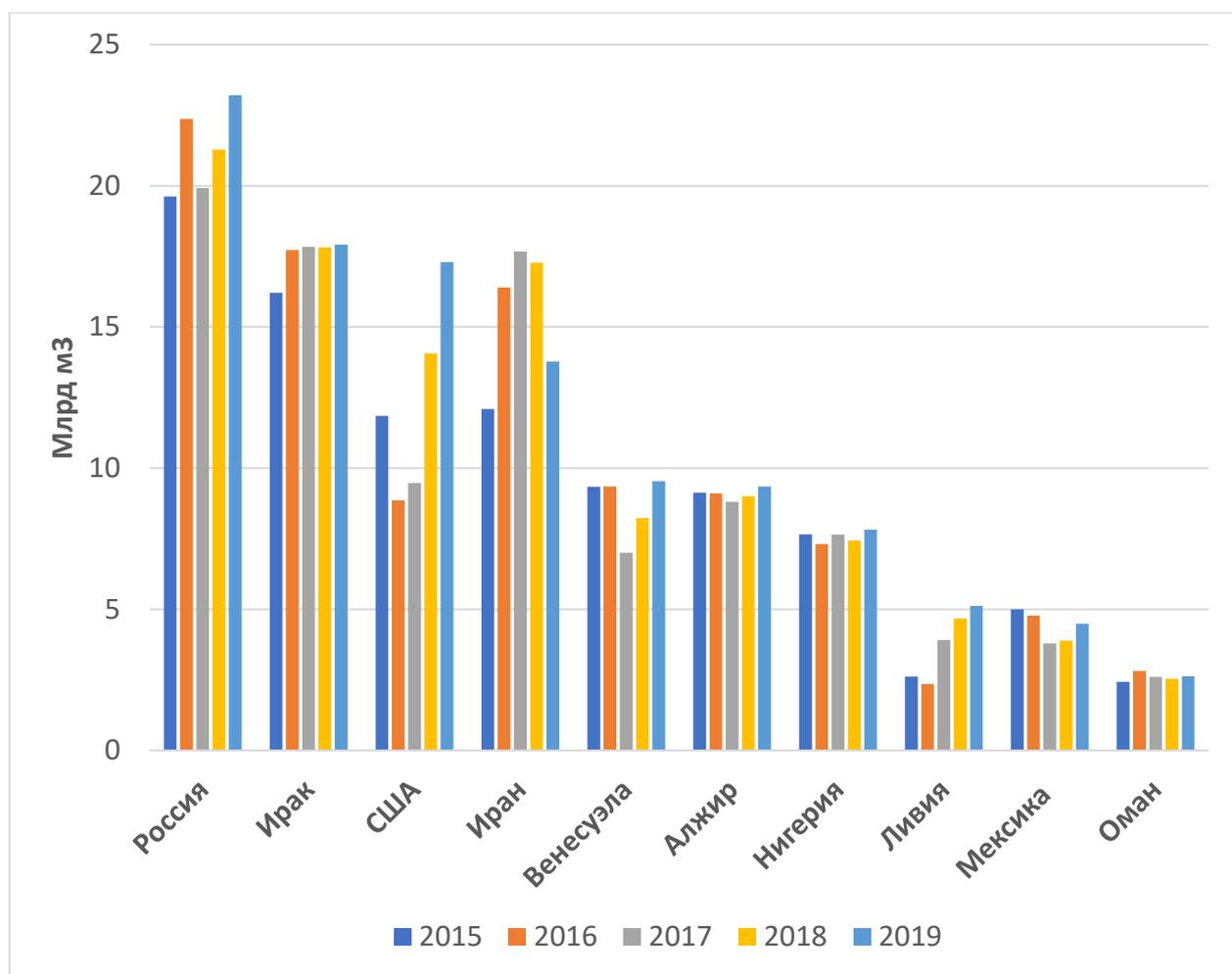


Рисунок 4 – Топ 10 стран по объёму сжигания ПНГ в период с 2015 по 2019 года

1.1 Общие сведения о попутном нефтяном газе

Попутный нефтяной газ обладает рядом особенностей, отличающих его от природного газа:

- имеет всегда низкое давление, поэтому для его сбора и переработки требуются дополнительные значительные мощности по компримированию;
- для подготовки нефтяного газа к транспорту необходимы глубокая сушка, отбензинивание с использованием сложных энергоёмких процессов;
- не имеет постоянного химического состава, обладает свойством изменения состава с течением времени.

Попутный нефтяной газ по своему составу отличается в разные времена года, также различается в зависимости от геологических и географических условий его добычи [2].

На примере Аганского и Варьёганского месторождения, рассмотрим химический состав попутного нефтяного газа, изображенный на круговых диаграммах рисунков 5 и 6.

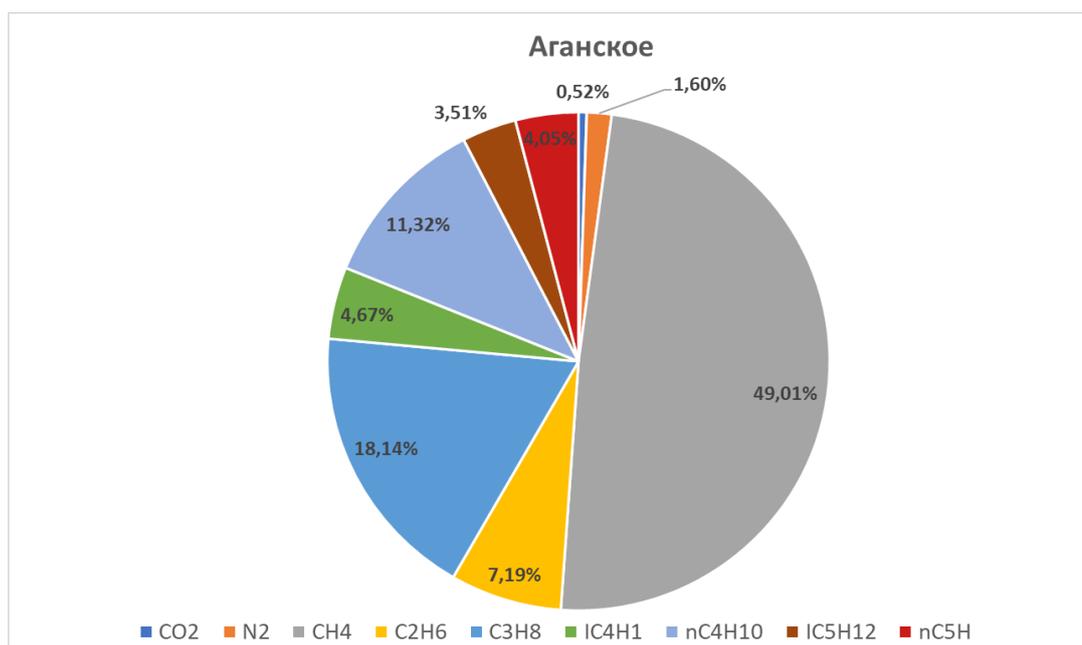


Рисунок 5 – Химический состав ПНГ на Аганском месторождении

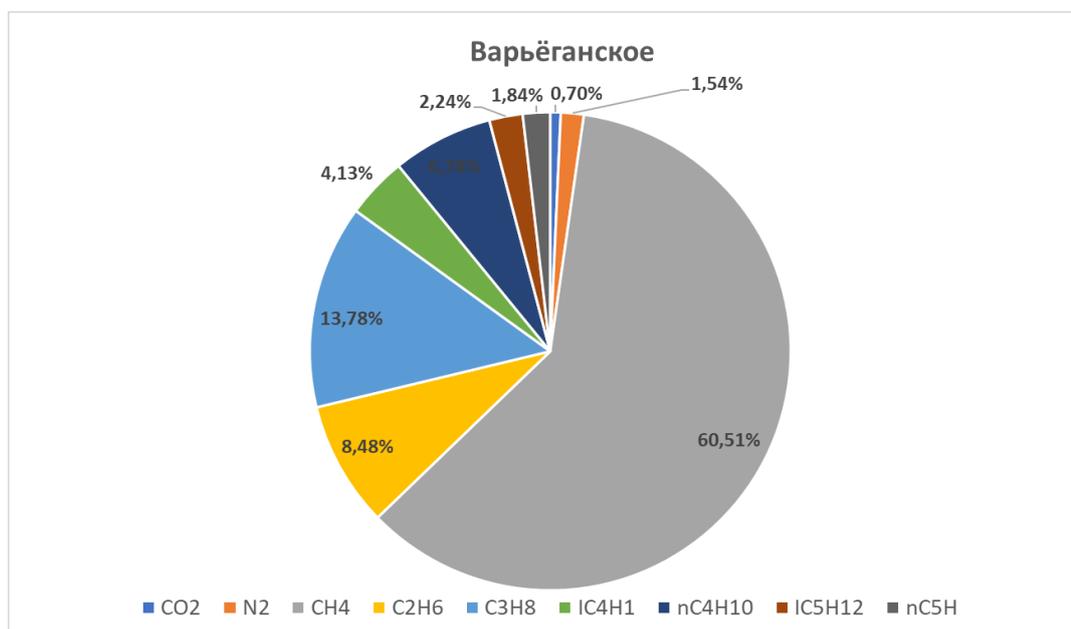


Рисунок 6 – Химический состав ПНГ на Варьёганском месторождении

Таким образом, можно убедиться в том, что попутный нефтяной газ имеет существенно разный компонентный химический состав в зависимости от конкретного месторождения, невозможно сформулировать «эталонный» состав ПНГ.

Попутный нефтяной газ подразделяется на:

- типы;
- классы;
- группы;
- виды.

Согласно ГОСТ 31371.7 [3] ПНГ следует классифицировать по типам на основе содержания целевых компонентов C_{3+} выше, данная классификация отражена в таблице 1.

Таблица 1 – Типы попутного нефтяного газа по ГОСТ 31371.7.

Тип	Наименование	Содержание C_{3+} выше, г/м ³
1	Тощий	≤100
2	Средний	101÷200
3	Жирный	201÷350
4	Особо жирный	≥351

В таблице 2 представлено разделение ПНГ по содержанию сернистых соединений, деление которых основано на ГОСТ Р 53367 [4].

Таблица 2 – Классы попутного нефтяного газа по ГОСТ Р 53367

Класс	Наименование	Массовая концентрация	
		сероводорода, мг/м ³	меркаптановой серы, мг/м ³
1	Бессернистый	< 0,0007	< 0,0016
2	Малосернистый	0,0007÷0,1*	> 0,0016
3	Сернистый	0,1÷3,00*	> 0,0016
4	Высокосернистый	≥ 3,01	> 0,0016

Попутный нефтяной газ по ГОСТ 31371.7 [5] разделяется на группы, данное разделение основано на содержании негорючих компонентов, в таблице 3 отображено данное разделение.

Таблица 3 – Группы попутного нефтяного газа по ГОСТ 31371.7

Группа	Наименование	Содержание негорючих компонентов, мол., %
1	Безбалластный	менее 0,01
2	Малобалластный	0,01 ÷ 7,0
3	Среднебалластный	7,01 ÷ 15,00
4	Высокобалластный	≥ 15,01

По ГОСТ 22387.4 [6] осуществляется разделение ПНГ на виды в зависимости от содержание механических примесей г/м³, в таблице 4 представлено это разделение.

Таблица 4 – Виды попутного нефтяного газа по ГОСТ 22387.4

Вид	Наименование	Содержание механических примесей, г/м ³
1	Чистый	< 0,0005
2	Слабозагрязненный	0,0005 ÷ 0,0010
3	Загрязненный	0,0010 ÷ 0,0025
4	Сильнозагрязненный	> 0,0025

На основании представленных ранее классификаций, принято условное обозначение классификаций попутного нефтяного газа. Условное обозначение состоит из четырёх цифр, которые разделены точкой, при этом каждое разделение имеет значение соответствующего номера типа, класса, группы и вида. На рисунке 7 представлено данное условное обозначение ПНГ.

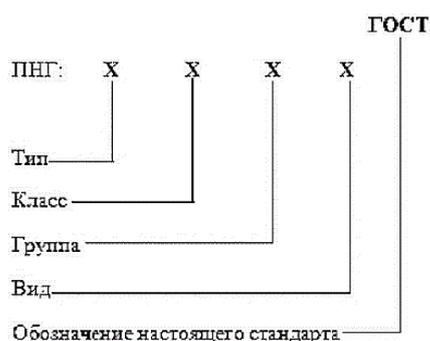


Рисунок 7 – Условное обозначение классификации ПНГ

1.2 Нормативно-правовая база по регулированию использования попутного нефтяного газа в России

История правового регулирования попутного нефтяного газа взаимосвязана и берёт своё начало в 1997 году, когда появился Киотский протокол. В декабре 1997 в Киото на 3-й Конференции Сторон было принято существенное дополнение к Конвенции — протокол, зафиксировавший юридические обязательные положения о сокращении выбросов парниковых газов. Киотский протокол определил общие правила, но не установил подробного порядка их применения.

Необходимым условием вступления Протокола в силу была его ратификация как минимум 55 странами-членами прошедшей конвенции, на долю которых приходилось не менее 55 % общих выбросов CO₂. Часть государств ратифицировали Протокол уже в 1998 г.

В 2001 году депутатами Государственной Думы РФ был принят Федеральный Закон «О государственном регулировании использования нефтяного (попутного) газа» [7], цели которого выражены в следующем:

- обеспечение максимально возможного объема использования ПНГ и сведение до минимума ущерба окружающей природной среде;
- создание условий для переработки ПНГ с целью получения стратегически важных энергоносителей и сырьевых ресурсов для нефтехимической промышленности;
- обеспечение предпосылок для развития российской нефтехимической промышленности, создания новых рабочих мест, улучшения структуры экспорта за счет сокращения доли сырья и увеличения в ней доли продуктов глубокой переработки.

Статья 6 данного закона отражает реализацию государственной политики в области использования ПНГ:

- а) осуществляется экологический мониторинг, стандартизация и сертификация при использовании ПНГ;

б) проводится государственная экологическая экспертиза проектов строительства и реконструкции объектов добычи нефти на соблюдение требований использования ПНГ;

в) устанавливается порядок формирования и утверждения перспективного баланса использования ПНГ, исходя из ресурсов газа, технических условий систем газопереработки и прогноза потребностей в топливно-энергетических ресурсах и в сырье для нефтехимической промышленности;

г) устанавливается с учетом баланса интересов организаций топливно-энергетического и нефтехимического комплексов и государственного бюджета порядок государственного регулирования цен на ПНГ, а также на продукты его переработки, предназначенные для потребления населением;

д) устанавливается порядок платы за нормативное сжигание и штрафные санкции за сверхнормативное сжигание ПНГ в промысловых и технологических факелах и выбросы продуктов сгорания в атмосферу;

е) устанавливается порядок стимулирования природоохранительной деятельности при использовании ПНГ и всех продуктов, получаемых при его подготовке и переработке.

В статье 7 сформированы принципы регулирования ПНГ.

В лицензионных соглашениях на право пользования недрами на новых и (или) реконструируемых месторождениях должны быть отражены следующие показатели:

а) уровень использования ПНГ, как правило, не ниже 95%. При невозможности осуществить уровень более 95% устанавливается дифференцированная оплата за выброс газов в атмосферу;

б) экологические нормативы вредных выбросов при разработке месторождений углеводородов;

в) оценка воздействия на окружающую среду, сроки и конкретная программа экологического оздоровления лицензионного участка от техногенного воздействия;

г) порядок и процедура контроля за соблюдением проектных решений, направленных на предотвращение экологического загрязнения природной среды и сверхнормативных потерь НППГ.

С ратификацией Протокола Российской Федерацией 18 ноября 2004 г. начался отсчет установленного 90-дневного срока, по истечении которого, 16 февраля 2005 г., Киотский протокол вступил в силу. На данный момент Киотский протокол ратифицирован 184 странами, в том числе Европейским Союзом.

После ратификации Киотского протокола у РФ появились обязательства перед другими странами по сокращению выбросов CO₂. Сжигание попутного нефтяного газа приводит к значительным выбросам углекислого газа в атмосферу. Таким образом, проблема утилизации попутного нефтяного газа стала одной из важнейших в правовом регулировании нефтегазового комплекса РФ.

Дальнейшим шагом процесса нормативно-правового регулирования ПНГ стало принятие Постановления Правительства РФ от 08.11.2012 N 1148 (ред. от 13.12.2019) «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» [8].

Смысл данного Постановления заключается в ряде пунктов:

– утвердить прилагаемое Положение об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа;

– установить, что плата за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа, добытого на участках недр, предоставленных в установленном законодательством Российской Федерации о недрах порядке в пользования,

исчисляется в соответствии с правилами исчисления и взимания платы за негативное воздействие на окружающую среду, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в соответствии с пунктом 13 статьи 16.3 Федерального закона «Об охране окружающей среды», с учетом особенностей, предусмотренных Положением, утвержденным данным постановлением;

– установить предельно допустимое значение показателя сжигания на факельных установках и (или) рассеивания попутного нефтяного газа в размере не более 5 процентов объема добытого попутного нефтяного газа. Предельно допустимое значение показателя сжигания на факельных установках и (или) рассеивания попутного нефтяного газа не применяется при освоении участков недр со степенью выработанности запасов нефти по участку недр меньше или равной 0,01, а также в течение 3 лет с момента превышения указанного показателя или до достижения степени выработанности запасов нефти по участку недр, равной 0,05, если это наступит раньше.

Постановление вступило в силу с 1 января 2013 года и совершенствуется по сей день, последняя редакция датируется 2019 годом, которая соответствует плану развития нефтегазового комплекса РФ до 2030 года.

1.3 Особенности сбора попутного нефтяного газа до пунктов его подготовки и использования потребителем

Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода, попутный нефтяной газ, твердые частицы механических примесей. Состав попутного нефтяного газа, добываемого в разных нефтегазодобывающих районах неодинаков, даже в пределах одного района и одного месторождения. Кроме углеводородов газ может содержать влагу, механические примеси, сероводород, азот и некоторые другие газы.

Присутствие в газе всех этих примесей существенно влияет на работу оборудования, на транспортировку газа. В зависимости от давления и температуры, газ может находиться в газообразном и жидком состоянии. В связи с этим к газу, подаваемому в магистральные трубопроводы и потребителям,

предъявляются определенные требования, т.е. газ необходимо предварительно подготовить, в том числе с учетом условий безопасности.

Так как ПНГ является продуктом сепарации нефти, то прежде чем его транспортировать до пунктов использования, необходимо совершить многоэтапный технологический процесс подготовки нефти. Данный процесс подразумевает подготовку нефти до товарной кондиции, для доведения до которой необходимо удалить воду, различные механические примеси, после чего извлечь попутный нефтяной газ.

Процесс разгазирования пластовой нефти, т.е. выделение из неё попутного газа, может начинаться уже в насосно-компрессорных трубах нефтяных скважин. По мере движения продукции из скважин по нефтегазопроводам также происходит выделение нефтяного газа [9].

Таким образом, поток пластовой нефти переходит из однофазного состояния в двухфазное - разгазированная нефть и попутный нефтяной газ. Это происходит в результате падения давления и изменения температуры пластовой жидкости. При этом объём газа, выделяемого из пластовой нефти, увеличивается.

Однако совместное хранение или транспортировка нефти и ПНГ экономически нецелесообразно. Как правило, объём выделяемого газа в несколько раз превышает объём жидкости. Потребовались бы огромные герметичные ёмкости и трубопроводы большого диаметра. Поэтому на объектах добычи и подготовки нефтегазовый поток разделяют на два – нефтяной и газовый. Разделение потока происходит в специальных аппаратах – сепараторах, в которых создаются условия для более полного отделения ПНГ от нефти. Разгазирование нефти при определённых регулируемых давлениях и температурах называется сепарацией.

Для извлечения ПНГ используются сепараторы различных типов (в основном горизонтальные цилиндрические). На объектах подготовки нефти и газа сепарация нефти, как правило, осуществляется в несколько этапов (ступеней). Ступенью сепарации называется отделение газа от нефти при

определённом давлении и температуре. Многоступенчатая сепарация позволяет получить более стабильную нефть, нежели одноступенчатая. Количество ступеней сепарации зависит от физико-химических свойств добываемой нефти, пластового давления, обводнённости и температуры флюида, а также требований, предъявляемых к товарной нефти.

Эффективность многоступенчатой сепарации особенно ощутима для месторождений лёгкой нефти с высокими газовыми факторами и давлениями на головках скважин. Регулируемые давление и температура создают условия для более полного отделения газа от нефти. Давление на сепараторе 1-й ступени всегда больше, чем на сепараторах 2-й и последующих ступеней. Показатели давления на ступенях сепарации зависят от многих факторов, которые учитываются при разработке месторождения и вносятся в технологическую схему. Количество сепараторов зависит от объёма добываемой нефти [9].

В результате рассмотренного процесса подготовки ПНГ от добычи до использования конечным потребителем, была построена графическая схема типичного процесса подготовки ПНГ, которая изображена на рисунке 8.

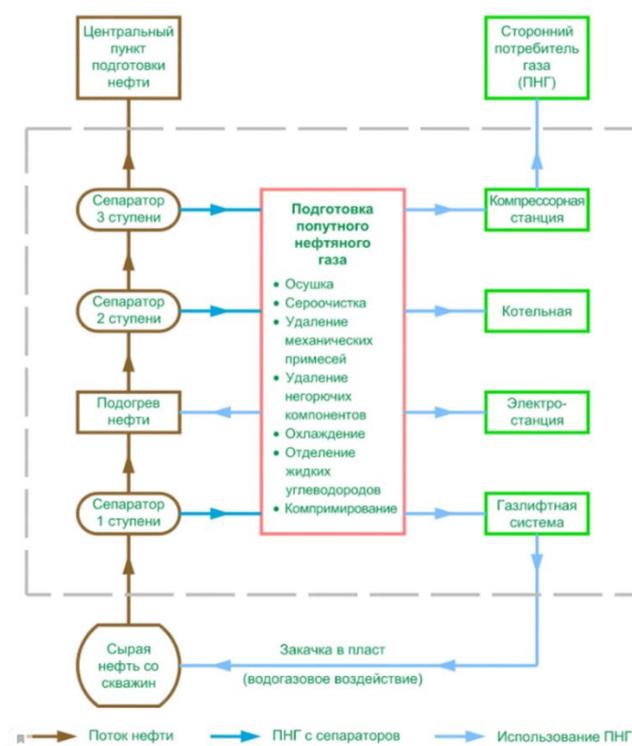


Рисунок 8 – Схема сбора попутного нефтяного газа до пунктов подготовки и последующего использования

1.4 Причины неполной утилизации попутного нефтяного газа

Проблема утилизации ПНГ в России зависит от многих исторически сложившихся причин, которые до сих пор не позволяют решить ее простыми и быстрыми способами. Основные причины сжигания ПНГ можно очертить следующим образом — отсутствуют дешевые технологии, которые позволят утилизировать газ, обогащенный тяжелыми углеводородами. Нет достаточных мощностей для переработки. Различные составы ПНГ ограничивают доступ нефтяникам к Единой системе газоснабжения, которая заполнена природным газом. Отсутствуют инструкции по выбору метода утилизации ПНГ в зависимости от характеристик действующего месторождения.

Строительство необходимых газопроводов многократно повышает цену добываемого газа по сравнению с природным. Несовершенна и существующая в России система контроля по выполнению лицензионных соглашений. Штрафы за выбросы вредных веществ в атмосферу гораздо меньше затрат на утилизацию ПНГ. На российском рынке практически отсутствуют технологии, которые бы занимались сбором и переработкой этого газа [10].

Подобные решения есть за рубежом, но их использование осложнено тем, что подобные технологии имеют высокую цену, а также необходимой адаптацией к российским условиям, как климатическим, так и законодательным. Например, требования к промышленной безопасности у нас более жесткие. Возможны ситуации, когда заказчики вкладывают огромные суммы и в итоге получают оборудование, которое невозможно законодательно эксплуатировать.

Основная причина неполного использования ПНГ заключается в его себестоимости. Однако почти на всех месторождениях, не имеющих достаточно развитой инфраструктуры, подготовка и сама транспортировка ПНГ связаны с высокими затратами на строительство объектов сбора, транспорт и переработку. Также нужно учитывать технологические особенности добычи ПНГ (многократно меньше дебит по газу нефтяных скважин, низкое давление по сравнению со скважинами природного газа, высокое содержание жидких углеводородов, воды и сернистых соединений) [11].

1.5 Опыт утилизации попутного нефтяного газа зарубежными государствами

Уровень утилизации ПНГ во многом определяет эффективность развития всего нефтегазового комплекса той или иной страны.

Использование ПНГ – маркер квалификации государства и бизнеса в вопросе комплексного освоения недр, использования сырья и экологической безопасности.

В США, Канаде, Норвегии полезное использование ПНГ на многих месторождениях достигает 99–100%. При разработке новых месторождений запускаются обязательные процедуры принятия решений об утилизации газа — дерево альтернатив. Государственные регуляторы требуют рассматривать различные варианты, и только в том случае, если ни один из вариантов рациональной утилизации не отвечает критериям эффективности, разрешается сжигать часть нефтяного газа [12].

В США и Канаде работает примерно 80% газоперерабатывающих заводов мира, эти мощности для Северной Америки сейчас даже избыточны. Дело в том, что большое число малых ГПЗ строилось в середине прошлого века для производства бытового газа. Однако сейчас основой газоперерабатывающей отрасли США стали крупные заводы, связанные с химическими предприятиями. По данным Химического совета США, сейчас в стране строятся или планируются нефтехимические проекты на \$185 млрд. В 2018 инвестиции в химические заводы составили половину всех капиталовложений в производственном секторе США. Причина – изобилие дешевых побочных продуктов сланцевой добычи нефти, в частности попутного нефтяного газа.

Де-факто сжигать ПНГ в Канаде и США запрещено, в Техасе такой запрет был введен еще в 1946 году. Там, где мощностей по переработке нет, например на Аляске, ПНГ полностью закачивается обратно в пласт. В Северной Дакоте быстро развивается бизнес по сжижению ПНГ, который используется как автомобильное топливо. В ряде регионов США существует сеть специальных

трубопроводов, куда частные компании могут сдавать ПНГ практически без подготовки, существуют лишь ограничения по содержанию влаги. Далее сырье направляется на газоперерабатывающие и химические предприятия. В Канаде построена развитая инфраструктура для газовой энергогенерации.

Одной из передовых европейских стран в плане рационального использования ПНГ является Норвегия. Местное правительство не устанавливает специальных нормативов по сжиганию ПНГ, но предоставляет разрешение на сжигание в основном для обеспечения безопасности нефтедобычи. Сжигать ПНГ в тех объемах, которые выше необходимых, для обеспечения безопасности без одобрения Министерства нефти и энергетики Норвегии нельзя. Государственная компания Equinor, после подготовки направляет попутный нефтяной газ по трубопроводу к системе экспорта газа. На факелы газ может быть сброшен только тогда, когда давление в системе превышает нормативное.

На китайском супергигантском месторождении Дацин построено 14 промышленных установок по переработке ПНГ, а также оборудование для обработки нефтяного газа для дальнейшей продажи. Власти страны намерены построить семь новых крупных прибрежных нефтехимических производств, в том числе завод стоимостью \$15 млрд в порту Нинбо и перерабатывающий центр в провинции Хэбэй. Кроме того, экономика Китая нуждается в использовании ПНГ для снижения доли угля в энергетическом балансе и улучшения экологических показателей национальной энергетики [12].

В Саудовской Аравии, пятой в мире по запасам газа, порядка 60% этих запасов – попутный нефтяной газ. Мощности по его переработке в целом соответствуют уровню добычи, на сухой газ приходится 40% энергобаланса страны. В качестве побочного продукта саудовцы получают этан, который по регулируемым и очень низким тарифам предоставляется на переработку нефтехимикам. Такая конструкция привела и продолжает приводить огромные инвестиции в нефтехимию Саудовской Аравии, сейчас эта страна — мировой нефтехимический лидер вместе с США и Китаем.

В Иране ежедневно транспортируется почти 40 млн кубометров ПНГ с нефтяных месторождений в провинции Хузестан на перерабатывающие предприятия. За последние годы здесь было построено и запущено множество небольших частных химических заводов, использующих в основном европейское оборудование и достаточно современные технологии. Благодаря дешевому местному сырью они имеют высокую конкурентоспособность.

Большой проект сбора попутного нефтяного газа с морских платформ на Каспии ведет государственная нефтяная компания Азербайджана SOCAR в партнерстве с ВР и международной организацией по ограничению сжигания ПНГ. Ежегодно с морских месторождений компании собирается и передается в газотранспортную систему около 1 млрд м³ попутного нефтяного газа.

Законодательное регулирование не всегда единственный фактор влияния на нефтяников. Так, в Индонезии нет развитой трубопроводной инфраструктуры или законов, запрещающих факельное сжигание. При этом страна — четвертый в мире экспортер сжиженного нефтяного газа, а интерес местного бизнеса к монетизации ПНГ растет [12].

Таким образом, на сегодняшний день главными игроками мирового нефтяного рынка уделяется большое внимание утилизации ПНГ, зарубежные государства комплексно подходят к проблеме утилизации ПНГ, наиболее рационально используют ПНГ для своих нужд. России следует обратиться к иностранному опыту, так как в такой стране как Канада, например, месторождения нефти имеют схожее географическое положение, климатические условия добычи, Канада успешно справляется с высокими темпами утилизации ПНГ.

2 ОСОБЕННОСТИ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В РОССИИ

Сжигание попутного нефтяного газа на факельных установках связано с большими экономическими потерями и экологическими рисками. Найти эффективные решения использования ПНГ — задача любого нефтедобывающего государства.

Существует масса вариантов использования ПНГ, которые определяются в зависимости от следующих факторов:

- параметров ПНГ (производительность, состав, давление);
- развитости инфраструктуры;
- удаленности от ГПЗ;
- возможности транспорта попутного нефтяного газа или продуктов его переработки к потребителю.

Исходя из этих факторов, проведём обзор действующих методов утилизации ПНГ в России, которые представлены в виде схемы на рисунке 9.

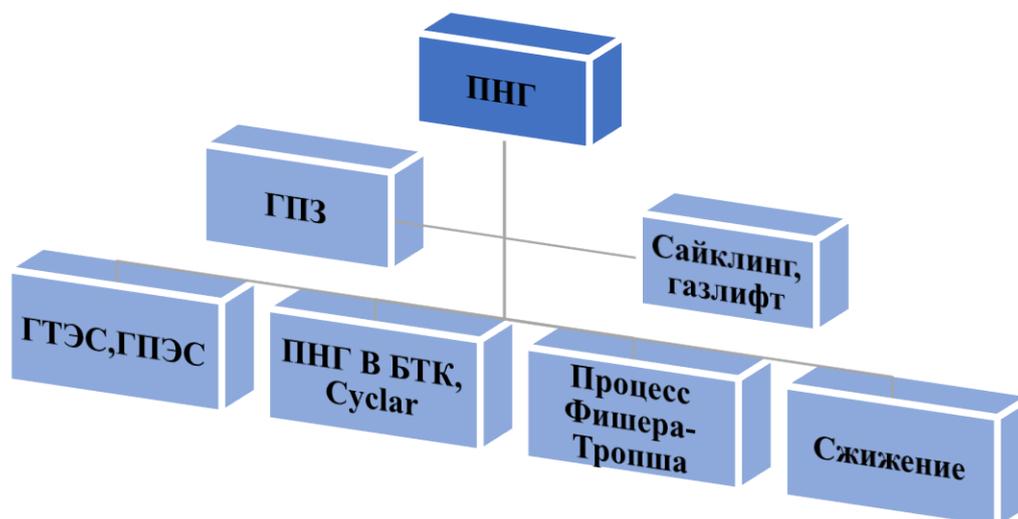


Рисунок 9 – Методы утилизации ПНГ

2.1 Переработка на газоперерабатывающих заводах или малых установках на промыслах

Поступивший на газоперерабатывающий завод попутный нефтяной газ, а также головка стабилизации нефти (нестабильный бензин) или ШФЛУ подвергается первичной переработке, которая заключается в проведении следующих технологических процессов: сепарации, очистки, компримирования, осушки, отбензинивания, фракционирования, производства серы и гелия.

Большинство из этих процессов – физические, основанные на различных свойствах компонентов, из которых состоит попутный нефтяной газ или ШФЛУ: температура кипения, растворимость, плотность и т.д. Только очистка газа и производство серы основаны на химических процессах с превращением одних веществ и другие.

Поступивший на завод газ проходит сепарацию, где отделяется от выпавшей влаги, углеводородного конденсата и механических примесей. Вода вместе с механическими примесями – песком, продуктами коррозии из сепарационной установки дренируется в канализацию. Выпавший конденсат направляется в ёмкость или на установку очистки, или на установку отбензинивания, или на установку фракционирования. Если отсепарированный газ не содержит кислых компонентов, то он подвергается компримированию [13].

В том случае, если в газе содержится и диоксид углерода, он непосредственно после сепарации подвергается под небольшим избыточным давлением процессу очистки от кислых компонентов, а затем компримированию.

Очистка газов от кислых компонентов на ГПЗ производится в основном абсорбционным способом. Абсорбент – раствор монодиэтаноламина, контактируя с газом в тарельчатой колонне, растворяет все кислые компоненты, вступает с ними в обратимые химические реакции и затем при нагревании насыщенного раствора реакции идут в обратном направлении: кислые

компоненты восстанавливаются, выпариваются из адсорбента. Отделившийся кислый газ поступает на установку производства элементарной серы.

Очищенный газ или нефтяной газ, не содержащий сероводорода, поступает на компрессорные станции (установки) завода, где сжимаются до заданного давления, необходимого для процесса отбензинивания и дальнейшего транспорта товарного газа по трубопроводу.

Компримирование производят в несколько ступеней (до трех). После каждой ступени газ подвергается охлаждению в водяных или воздушных холодильниках. Выделившийся при сепарации газа углеводородный конденсат отводится на фракционирование.

Осушка газа. В последние годы отбензинивание газа (процесс извлечения из газа фракции C_{3+} и выше) и выработка этана производится на установках низкотемпературной абсорбции или низкотемпературной конденсации. Для предупреждения гидратообразования при низких температурах и высоких давлениях газ должен быть осушен до точки росы от -30 до -100 °С.

Способы отбензинивания газа. На заводах газопереработки с полным (законченным) технологическим циклом существуют 5 основных технологических процессов:

- приём, замер и подготовка нефтяного газа к переработке, т.е. сепарация, очистка, осушка;
- компримирование газа до давления, которое необходимо для переработки и транспортирования по магистральным газопроводам к потребителям;
- отбензинивание газа, т. е. извлечение из него нестабильного газового бензина;
- разделение нестабильного бензина, который вырабатывается на заводе и поступающий извне, например, с промысловых нефтестабиллизационных установок либо с других ГПЗ, на газовый бензин и индивидуальные технически

чистые углеводороды пропан, бутан, изобутан (а в некоторых случаях, кроме того, этан, изопентан, н-пентан и м-гексан);

– прием, хранение и отгрузка жидкой продукции завода железнодорожным транспортом или по трубопроводам.

Основной технологический процесс газоперерабатывающего завода – процесс отбензинивания [13].

В зависимости от объемов перерабатываемого нефтяного газа, содержания в этом газе целевых компонентов, заданной глубины извлечения целевых компонентов и от местных промысловых условий и других факторов применяют четыре способа отбензинивания:

- компрессионный;
- низкотемпературные конденсация и ректификация;
- абсорбционный;
- адсорбционный.

Ранее описанный технологический процесс по переработке ПНГ на ГПЗ можно проиллюстрировать в виде принципиальной технологической схемы ГПЗ, которая изображена на рисунке 10.

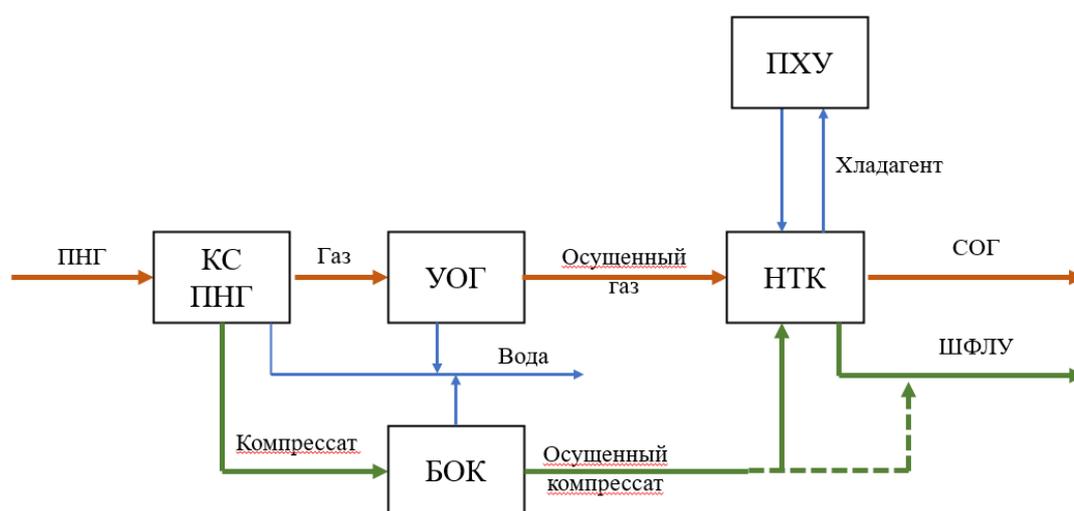


Рисунок 10 – Принципиальная схема ГПЗ по переработке ПНГ

Метод переработки на ГПЗ имеет широкое применение на территории РФ, что выражается в действующих 39 ГПЗ, которые отличаются по своей

мощности и спецификации получаемой конечной продукции. В таблице 5 приведены наибольшие по мощности ГПЗ РФ.

Таблица 5 – Крупнейшие ГПЗ России по переработке ПНГ

ГПЗ	Регион	Компания	Мощность, млрд. м³/год
Амурский	Свободный, Амурская область	ООО«Газпром переработка Благовещенск»	42
Оренбургский	Оренбург, Оренбургская область	ООО «Газпром переработка»	37,5
Астраханский	Астрахань, Астраханская область	ООО«Газпром переработка»	12
Сургутский	Сургут, ХМАО	ПАО «Сургутнефтегаз»	7,50
НВГПЗ	Нижневартовск, ХМАО	АО «СибурТюменьГаз»	6,20
Вынгапуровский	Ноябрьск, ЯНАО	АО «СибурТюменьГаз»	4,20
Сосногорский	Сосногорск, Республика Коми	ООО «Газпром переработка»	3

Достоинства данного метода заключаются в том, что отправка ПНГ на переработку на ГПЗ требует меньше всего капитальных затрат в случае наличия развитой инфраструктуры по транспортировке газа. Также стоит отметить, что для промыслов с большим устойчивым дебетом ПНГ, расположенным поблизости от магистрального газопровода и сети транспортных коммуникаций актуально строительство мини-ГПЗ, на котором возможно получение пропан-бутановых фракций (СПБТ), подготовка остаточного газа до кондиций ПАО «Газпром» с выдачей в магистральный газопровод [14].

Недостатком этого направления для удаленных промыслов является возможная необходимость строительства дополнительных газоперекачивающих станций.

В качестве примера успешного применения данного метода можно привести опыт компании ООО «РН-Юганскнефтегаз», в которой наглядно по

показателям утилизации ПНГ отображается эффективность использования Южно-Балыкского ГПЗ для рационального использования ПНГ. Южно-Балыкский ГПЗ, входит в состав АО «СибурТюменьГаз» и обладает мощностью в 2,9 млрд. м³/год первичной переработки природного газа и ПНГ.

С помощью ввода в эксплуатацию ГПЗ и подведения к нему необходимой инфраструктуры, выражающейся 15-ю объектами сбора и подготовки ПНГ, удалось рационально использовать свыше 40 миллиардов кубических метров ПНГ.

ООО «РН-Юганскнефтегаз» с помощью Южно-Балыкского ГПЗ планирует добыть более 5,4 миллиона кубометров ПНГ, из которых утилизируется не менее 4,6 миллиона. С учетом растущей добычи нефти, компания планирует удержать уровень утилизации попутного нефтяного газа на отметке почти 84 процента.

2.2 Выработка электроэнергии

2.2.1 Утилизация попутного нефтяного газа на газотурбинных электростанциях

Газотурбинная электростанция (ГТЭС) представляет собой сложный комплекс силовых агрегатов, генерирующих электричество и тепловую энергию. В качестве основного привода электрогенератора используется газовая турбина, которая приводится в действие газозвоздушной смесью, подаваемой под высоким давлением. При этом вырабатывается не только электричество, но и тепловая энергия, что является выгодной экономической моделью [15].

Современная ГТЭС является высокотехнологичным сооружением для выработки и подачи электричества. Система распределения и фильтрации попутного нефтяного газа позволяет свести к минимуму поломку ответственных деталей и узлов. Автоматика и электроника позволяют персоналу станции эффективно контролировать все процессы, происходящие как в самом генераторе, так и во всех вспомогательных сооружениях.

В настоящее время для покрытия потребности в электроэнергии при добыче нефти на месторождениях в отдаленных от центров энергоснабжения районах начали применять газотурбинные установки, с помощью которых решают проблемы как энергоснабжения, так и утилизации попутного нефтяного газа.

На рисунке 11 показана газотурбинная установка [16]. Компрессор 1, камеры сгорания 2 и газовая турбина 3 расположены в едином сборном корпусе. Роторы 6 и 5 компрессора и турбины жестко соединены друг с другом и опираются на три подшипника. Четырнадцать камер сгорания располагаются вокруг компрессора каждая в своем корпусе. Воздух поступает в компрессор через входной патрубок и уходит из газовой турбины через выхлопной патрубок. Корпус газотурбинной установки опирается на четыре опоры 4 и 8, которые расположены на единой раме 7.

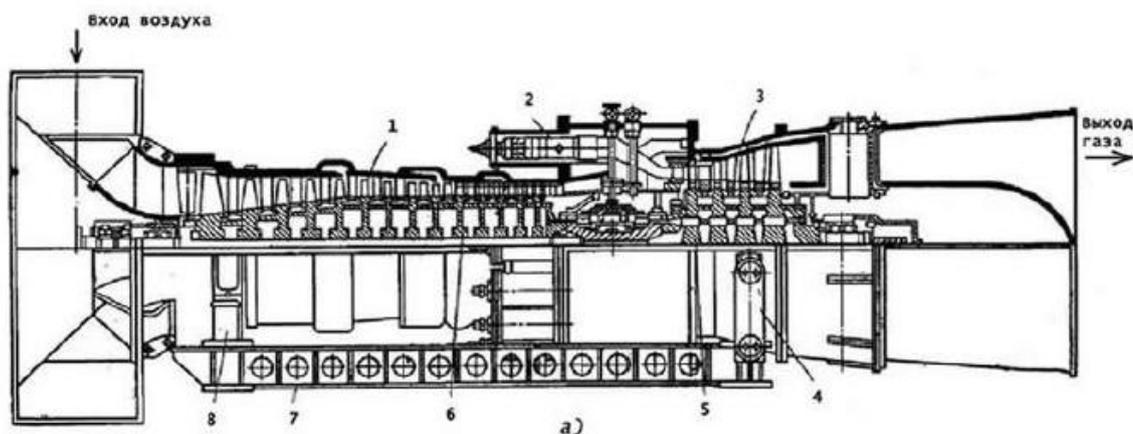


Рисунок 11 – Устройство газотурбинной установки

1-компрессор; 2-камера сгорания; 3-газовая турбина; 4,8-опоры, 5-роторы турбины; 6-ротор компрессора; 7-рама.

Принцип действия газотурбинной установки можно рассмотреть на схеме представленной на рисунке 12.

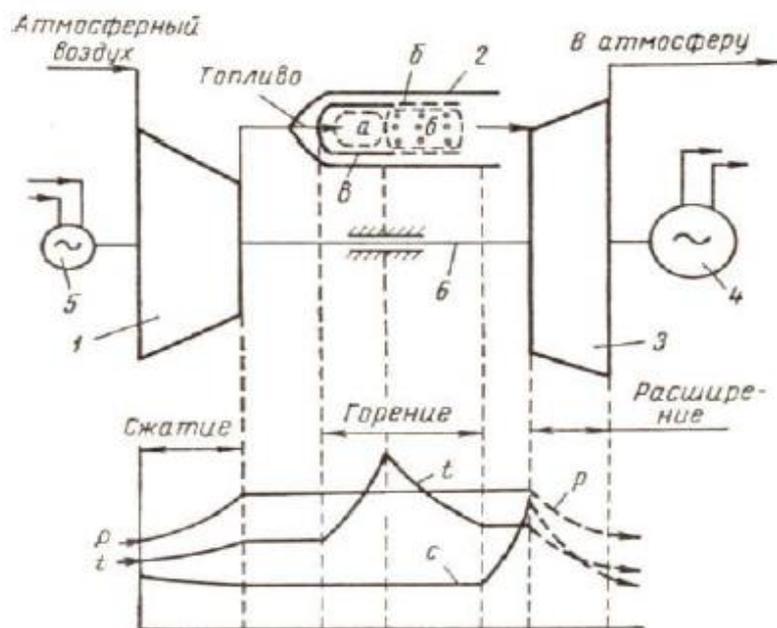


Рисунок 12 – Схема газотурбинной установки. 1-воздушный компрессор, 2-камера сгорания (а- зона эффективного горения, б- зона подвода вторичного воздуха, в- жаровая труба), 3-газовая турбина, 4-электрогенератор или другой потребитель мощности турбины, 5-пусковой двигатель, б-вал турбины, р-давление, t-температура, С-абсолютная скорость газа.

Так как в камеру сгорания топливо (предварительно подготовленный ПНГ) и воздух попадают непрерывно, то после первоначального воспламенения горючей смеси от постороннего источника тепла процесс горения осуществляется на весь период работы ГТУ. Давление газа перед камерой сгорания и после нее автоматически поддерживается неизменным. Из камеры сгорания газы направляются в газовую турбину, где они расширяются [16].

Процесс расширения сопровождается падением давления и температуры, увеличением скорости и повышением кинетической энергии движущегося потока газа, используемой для вращения ротора турбины. И использованный в турбине газ выходит с пониженной скоростью через выхлопной патрубков в окружающую среду.

Полученная на валу турбины механическая работа частично используется на приведение в действие воздушного компрессора 1 и других вспомогательных

устройств (регулятор, масляные насосы) и частично передается потребителю 4. Мощность, потребляемая воздушным компрессором, составляет 60-75% мощности, развиваемой газовой турбиной. ГТУ может работать при наличии сжатого воздуха, получаемого от компрессора, приводимого во вращение газовой турбиной, допуск осуществляется от постороннего источника энергии 5 (пускового электродвигателя или турбогенератора).

Современные технологии газоподготовки предоставляют возможность полностью использовать ПНГ в качестве основного вида топлива для получения электроэнергии на ГТЭС, которая в дальнейшем используется для нужд месторождения и подачи в местные электросети [17].

Положительный опыт строительства и эксплуатации электростанций, работающих на попутном нефтяном газе имеется в ПАО «Сургутнефтегаз», на данный момент в компании эксплуатируются 19 ГТЭС. Более 35% от потребляемой объектами общества электроэнергии вырабатывается собственными генерирующими мощностями. Суммарная установленная мощность 64 энергоблоков газотурбинных электростанций компании составляет 631 МВт. С начала работы ГТЭС в ПАО «Сургутнефтегазе» выработано уже более 20 млрд кВтч электроэнергии.

2.2.2 Утилизация попутного нефтяного газа на газопоршневых электростанциях

ГПЭС по принципу своего действия напоминает, то как работает двигатель внутреннего сгорания в автомобиле. После предварительной очистки и осушения ПНГ подается в двигатель. Различные модификации оборудования для электростанций на ПНГ работают на топливе, имеющим метановое число выше 52, степень сжатия от 10,5 до 12,0. Чем сильнее сжимается газ, тем выше КПД двигателя и ниже расход топлива [18].

Газовая смесь, поступающая в камеру сгорания, после воспламенения вырабатывает механическую энергию, толкающую поршни. Поэтому такие станции называют газопоршневыми. Получившаяся механическая энергия

поступает на генератор, где с помощью электромагнитной индукции преобразуется в электрическую.

Специальные устройства адаптируют вырабатываемый ток под нормы, принятые для розеток и электроприборов. Полученное электричество направляется в сеть нефтедобывающего предприятия или используется для реализации. Тепло, получающееся при сжигании ПНГ, подогревает воду, направляемую в отопительную или водопроводную систему.

Электростанции на попутном нефтяном газе, часто соединяют в энергетические блоки, способные вырабатывать большой объём электрического тока. Их слаженная работа обеспечивается специальными системами контроля, вводящими и выводящими нужные агрегаты и распределяющие между ними силовую нагрузку. Такой контроль минимизирует человеческий фактор, позволяет свести к нулю количество аварийных ситуаций [18].

Компания АО «Томскнефть» демонстрирует высокие показатели по переработке ПНГ в электроэнергию. Ежедневно объекты газовой генерации АО «Томскнефть» (ГТЭС, ГПЭС) на Игольско-Таловом, Двуреченском, Герасимовском, Южно-Черемшанском месторождениях вырабатывают порядка 1 миллиона кВт*час. ГТЭС и ГПЭС потребляют ПНГ с Крапивинского, Двуреченского и Западно-Моисеевского нефтяных месторождений, расположенных в Томской области.

Несмотря на удаленность и разбросанность объектов нефтедобычи, нормативный уровень полезного использования попутного газа был увеличен с 25,6 % до 95 % на основной группе месторождений, главной предпосылкой данного достижения стало введение в эксплуатацию ГТЭС и ГПЭС.

2.2.3 Преимущества и недостатки утилизации попутного нефтяного газа на газотурбинных и газопоршневых электростанциях

Преимущества утилизации ПНГ на ГТЭС и ГПЭС:

– возможность получения дешевой электроэнергии. В условиях растущих тарифов на электричество, использование ПНГ для производства

электроэнергии становится выгодным. Себестоимость вырабатываемого света в несколько раз ниже, чем у подаваемого из центральных электросетей;

- короткий срок окупаемости. Поскольку КПД электростанций, использующих в качестве топлива ПНГ, составляет 80% и выше, их окупаемость составляет примерно два-три года;

- отсутствие необходимости проведения электрических линий на нефтяные месторождения. Нефть, как правило, добывается в удаленных районах, куда сложно доставлять электричество. Установка станции, работающей на ПНГ, позволяет обеспечивать электроэнергией не только само месторождение, но и расположенную рядом инфраструктуру;

- надежность. ГТЭС и ГПЭС на ПНГ неприхотливы, не боятся перепадов температур и пыли, поэтому могут устанавливаться на открытом воздухе. Они отлично работают в тяжелых климатических условиях Крайнего Севера.

Недостатки утилизации ПНГ на ГТЭС и ГПЭС:

- необходимость предварительной очистки ПНГ от примесей. В отличие от природного газа, ПНГ содержит побочные компоненты, которые приходится удалять. Иначе возникает эффект детонации выводящий из строя двигатели и турбины;

- усложнённая работа агрегатов. Несмотря на предварительную подготовку, состав ПНГ, в отличие от природного, постоянно колеблется, поэтому работающие на нем двигатели и турбины приходится оснащать системой автоматической подстройки;

- дорогостоящее и затруднительное сервисное обслуживание, вызванное удаленностью электростанций.

2.3 Химическая переработка

Другим методом утилизации ПНГ является его химическая переработка, которая на сегодняшний день представлена процессом «ПНГ в БТК» и процессом «Cyclar».

Процесс «ПНГ в БТК» разработан АО «НИПИгазпереработка» и позволяет каталитически перерабатывать ПНГ в смесь ароматических углеводородов (преимущественно бензол, толуол и смесь ксилолов) [19].

Особенности процесса выражаются в следующем:

- специальный катализатор, регенерируется в окислительной среде, длительность цикла регенерации составит не более 80 час;
- наличие циркуляции углеводородных газов C_1-C_4 ;
- использование мембранной техники для выделения водорода, образующегося в реакции;
- широкий диапазон по производительности.

Применение смеси ароматических углеводородов БТК:

- направление в нефтепровод;
- использование на промысле для обработки скважин;
- переработка на НПЗ с получением индивидуальных C_6-C_8 и компонентов дизельных топлив;
- закачка в пласт для повышения нефтеотдачи (приоритетный путь);
- переработка на НХЗ с получением бензола (приоритетный путь).

Процесс «Cyclar» разработан компаниями UOP и British Petroleum и предполагает получение смеси ароматических углеводородов (во многом аналогичных процессу «ПНГ в БТК») из пропан-пентановой фракции ПНГ.

Слабое звено процесса «Cyclar» по сравнению с процессом «ПНГ в БТК» является необходимость предварительной подготовки ПНГ для выделения пропан-пентановой фракции.

Недостатком метода химической переработки ПНГ является значительная величина капитальных затрат на расширение инфраструктуры промысла.

На сегодняшний день на территории РФ активного применения данный метод не нашёл. Работы по данному методу имеют исследовательский характер, отсутствует заинтересованность использования метода недропользователями,

ввиду больших капитальных вложений для реализации данного процесса, недостаточной конкурентной способностью метода по сравнению с другими методами утилизации.

2.4 Газохимические процессы

Утилизация ПНГ с помощью газохимических процессов основана на методе Фишера-Тропша, который получил своё название от фамилий немецких химиков, целью исследования которых являлось промышленное производство углеводородов из синтез – газа.

На сегодняшний день, метод Фишера-Тропша используется для получения СЖТ (синтетических жидких топлив). Важнейшим фактором процессов получения СЖТ является вид используемого сырья. Принято следующее разделение процессов по этому фактору:

- GTL (Gas to liquids) — сырьем является газ (природный, попутный нефтяной газ, сланцевый и т.д.);
- CTL (Coal to liquids) — уголь и другие твердые горючие ископаемые;
- BTL (Biomass to liquids) — биомасса.

В общем виде технология GTL включает в себя следующие этапы [20]:

- подготовка воздуха и углеводородного газа (осушка, сероочистка газа);
- производство синтез-газа путем взаимодействия газа с кислородом;
- превращение синтез-газа в синтез-нефть;
- облагораживание продукта в целях получения конечной продукции высокого качества.

Работами по разработке, исследованию и применению GTL технологий занимается ряд зарубежных компаний. Так, сотрудники фирмы Mossgas являются специалистами в области производства бензиновых и легких олефиновых фракций; Shell - керосина, газойля; Exxon Mobil - дизельного топлива; Syntroleum - смеси, в состав которой входят нефтяная, дизельная и керосиновая фракции и др.

Малое распространение GTL технологии в России связано со многими значимыми факторами: необходимость получения лицензии у зарубежных компаний на применение технологий GTL, значительные стоимость и сроки подготовки малотоннажных установок к промышленной стадии, а также непредсказуемость результатов НИОКР и высокий риск отказа от промышленной реализации проекта [20].

Существенным недостатком также является то, что эффективность представленного способа обеспечивается только при использовании установок с большой мощностью.

В России GTL-технологии используются пока лишь в сфере получения метанола, примерно половина которого сразу отправляется на экспорт. Оставшаяся часть метанола используется в качестве сырья для получения продуктов, часть из которых также уходит на экспорт. В связи с этим, широкого коммерческого применения метанола для получения бензина или олефинов вряд ли стоит ждать в обозримом будущем, соответственно данный метод утилизации ПНГ также не является приоритетным методом утилизации для недропользователей Западной Сибири.

2.5 Применение для технологических нужд промысла

2.5.1 Закачка попутного нефтяного газа в нефтеносный пласт (сайклинг-процесс)

Одним из существующих методов утилизации ПНГ, применяемым для технологических нужд промысла является процесс закачки ПНГ в нефтеносный пласт (сайклинг-процесс) [21].

Применение данного метода возможно на нефтегазоконденсатных месторождения ввиду того, что технология сайклинг-процесса основана на отделении конденсата и части сухого газа из ПНГ.

Технология сайклинг-процесса заключается в следующем:

Из пласта извлекается нефть вместе с растворенными и попутными газами. Из газа отделяется конденсат, и часть осушенного газа сжигается на

электростанции для получения электроэнергии и выхлопных газов. Выхлопные газы закачиваются в газоконденсатную шапку («сайклинг-процесс») для повышения конденсатоотдачи.

Из пласта извлекается нефть вместе с растворенными и попутными газами. Из газа отделяется конденсат и часть осушенного газа сжигается на электростанции для получения электроэнергии и отходящих газов. Отходящие газы закачиваются в газоконденсатную шапку («сайклинг-процесс») [22] для повышения конденсатоотдачи, после чего нефть частично испаряется в газ и далее, добывается газовыми скважинами совместно с газом газовой шапки и конденсатом. Сайклинг-процесс способствует добыче нефти из нефтяной оторочки, принципиальная схема данной технологии утилизации ПНГ представлена на рисунке 13.

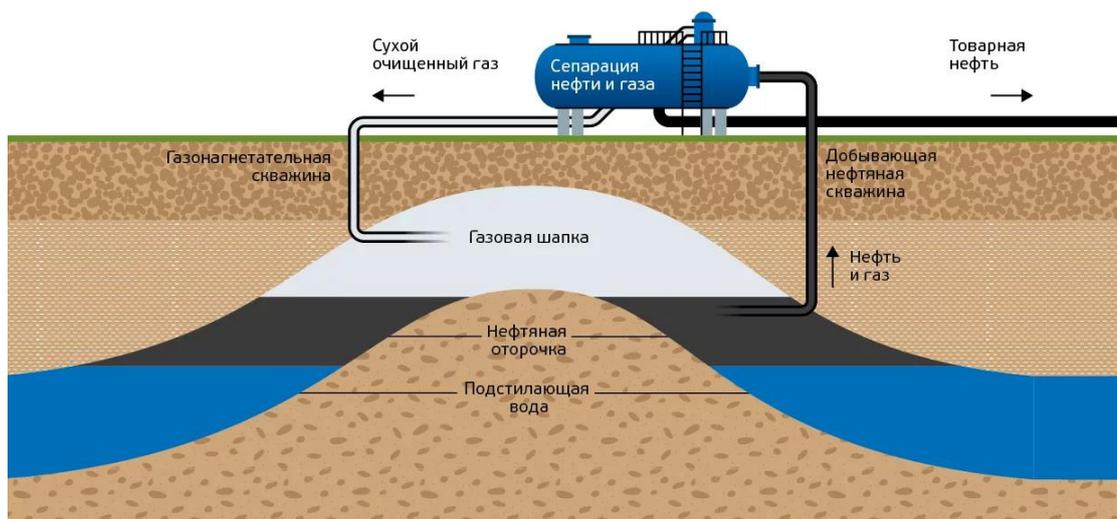


Рисунок 13 – Принципиальная схема сайклинг-процесса в нефтяной оторочке

Не смотря на эффективность данного метода, на сегодняшний день на территории России отсутствует применение данной технологии утилизации ПНГ, ввиду того, что отсутствует опыт применения метода, имеется сложность согласования проектов, отсутствует фактическая утилизации ПНГ, так как фактически закачка ПНГ в «газовую шапку» позволяет лишь отсрочить проблему утилизации ПНГ.

2.5.2 Утилизация попутного нефтяного газа газлифтным методом

Газлифтная добыча – способ подъема жидкости из скважины, применяемый для добычи нефти и пластовых вод за счет энергии газа, находящегося под избыточным давлением. В качестве рабочего агента применяется сжатый компрессором ПНГ [23].

Задача газлифта – газирование жидкости. При этом плотность газожидкостной смеси (а следовательно, давление ее столба в скважине) с ростом газосодержания уменьшается, забойное давление скважины снижается. Приток продукции зависит от расхода газа.

Газлифт используют при наличии факторов, которые значительно усложняют работу насосов:

- высокое газосодержание или температура жидкости;
- наличие песка;
- отложения парафина и солей;
- добыча в кустовых и наклонно-направленных скважинах.

Эффективность газлифта зависит от вязкости, скорости движения смеси, устьевого и рабочего давлений [24].

Газлифтная скважина – фонтанная скважина, в которой недостающий для необходимого разгазирования жидкости газ подводится с поверхности по специальному каналу, принципиальная схема газлифтной скважины отображена на рисунке 14.

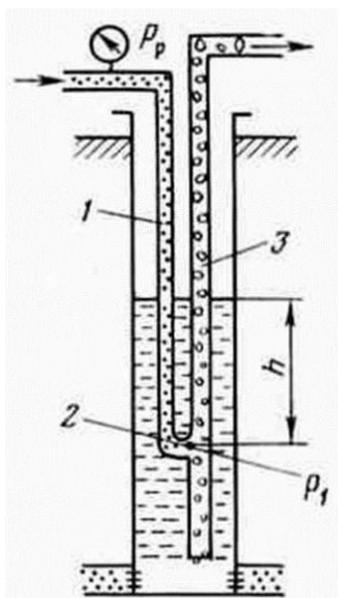


Рисунок 14 – Принципиальная схема газлифта. 1-колонна труб подачи газа; 2- башмак; 3-ГЖС; P_1 -давление газа; P_p -рабочее давление; h -уровень жидкости.

Принцип действия газлифтной скважины

С поверхности подается газ через колонну труб 1 к башмаку 2, где смешивается с жидкостью, образуя ГЖС, которая поднимается на поверхность по подъемным трубами 3. Закачиваемый газ добавляется к газу, который выделяется из пластовой жидкости в следствии чего образуется ГЖС такой плотности, при которой имеющегося давления на забое скважины достаточно, чтобы поднять жидкость на поверхность [25].

Точка ввода газа в подъемные трубы (башмак) погружена под уровень жидкости на величину h ; давление газа P_1 в точке его ввода в трубы пропорционально погружению h и связано с ним соотношением $P_1 = h\rho g$. Давление закачиваемого газа, измеренное на устье скважины, называется рабочим давлением P_p . Оно практически равно давлению у башмака P_1 и отличается от него только на величину гидростатического давления газового столба ΔP_1 и потери давления на трение газа в трубе ΔP_2 , причем ΔP_1 увеличивает давление внизу P_1 , а ΔP_2 уменьшает.

Таким образом,

$$P_1 = P_p + \Delta P_1 - \Delta P_2 \quad (1)$$

или

$$P_p = P_1 - \Delta P_1 + \Delta P_2 \quad (2)$$

В реальных скважинах ΔP_1 составляет несколько процентов от P_1 , а ΔP_2 еще меньше. Поэтому рабочее давление P_p и давление у башмака P_1 мало отличаются друг от друга и не сложно определить давление на забое работающей газлифтной скважины по ее рабочему давлению на устье, что значительно облегчает процесс исследования скважины, регулировку ее работы и установление оптимального режима.

Применение ПНГ, хотя и способствует образованию эмульсии, но такая эмульсия нестойкая и разрушается (расслаивается) часто простым отстаем без применения дорогостоящей обработки для получения чистой кондиционной нефти. Это объясняется отсутствием кислорода или его незначительным содержанием в используемом углеводородном газе и химическим родством газа и нефти, имеющих общую углеводородную основу. Вследствие своей относительной взрывобезопасности отработанный газ после сепарации собирается в систему газосбора и утилизируется.

Причем отсепарированный газ газлифтной скважины при бурном перемешивании его с нефтью при движении по НКТ обогащается бензиновыми фракциями. При физической переработке такого газа на газобензиновых заводах получают нестабильный бензин и другие ценные продукты. Что касается нефти, то она стабилизируется, что уменьшает ее испарение при транспортировке и хранении [25].

Переработанный (осушенный) на газобензиновых заводах газ снова используется для работы газлифтных скважин после его предварительного сжатия до необходимого давления на компрессорных станциях промысла.

Таким образом, газлифт позволяет утилизировать ПНГ и эксплуатировать месторождение более рационально по сравнению с эрлифтом (закачка воздуха аналогично ПНГ).

Реальные газлифтные скважины не оборудуются по схеме, отображенной на рисунке 14, так как спуск в скважину двух параллельных рядов труб, жестко

связанных внизу башмаком, практически осуществить нельзя. Эта схема приведена только лишь для пояснения принципа работы газлифта. Однако ее использование вполне возможно и в ряде случаев целесообразно для откачки больших объемов жидкости, например, из шахт или других емкостей с широким проходным сечением.

Для работы газлифтных скважин используется ПНГ, сжатый до давления 4-10 МПа. Источниками сжатого газа обычно бывают либо специальные компрессорные станции, либо компрессорные газоперерабатывающих заводов, развивающие необходимое давление и обеспечивающие нужную подачу. Такую систему газлифтной эксплуатации называют компрессорным газлифтом.

Область применения газлифта

Газлифтный метод утилизации ПНГ применим к высокодебитным скважинам с большими забойными давлениями, скважинам с высокими газовыми факторами и забойными давлениями ниже давления насыщения, песочные скважины, а также скважины в труднодоступных условиях (например, затопляемость, паводки, болота, отсутствие дорог и др.) Газлифтный способ эффективен при эксплуатации искривленных скважин, разработке многопластовых месторождений.

Примером активного применения газлифтного метода утилизации ПНГ с применением последних разработок и технологий в сфере оборудования нефтегазовой отрасли является Новопортовская группа месторождений принадлежащих ПАО «Газпром» [26].

Новопортовское месторождение — самое крупное из всех имеющихся на сегодня открытых нефтегазовых месторождений на полуострове Ямал. Одна из его особенностей в сравнении с другими активами компании ПАО «Газпром нефть» – высокий газовый фактор. Компания прогнозирует, что со временем с каждой тонной извлекаемых жидких углеводородов на Новопортовском месторождении одновременно будет добываться до пяти тысяч кубометров ПНГ.

Так как Новопортовское месторождение находится в условиях автономии, удалённости Крайнего Севера, поэтому было принято решение об

утилизации ПНГ газлифтным методом с помощью строительства Новопортовской УКПГ.

Компрессорная станция (КС) с установкой комплексной подготовки газа (УКПГ) Новопортовского месторождения — один из крупнейших проектов компании. Общие инвестиции в него составляют более 40 млрд рублей.

Проектная производительность установки — 7,2 млрд м³ газа в год. Из них 3,6 млрд м³ приходится на первую очередь. Начало пусконаладочных работ и запуск второй очереди был осуществлён в конце 2018 года. КС включает 5 компрессорных агрегатов низкого и среднего давления и 3 — высокого давления. Их общая мощность — 256 МВт.

Попутный газ с месторождения поступает в установку под давлением 3,5–6 атмосфер, а выходит под давлением до 275 атмосфер, подготовленным и осушенным от воды. Сегодня установка уже используется для закачки газа в газовую шапку Новопортовского месторождения.

К преимуществам газлифтного метода утилизации ПНГ относятся:

- высокая технико-экономическая эффективность;
- надежность наземного оборудования;
- отсутствие отрицательного влияния пластового газа, высоких забойных температур;

Недостатками являются:

- большие капитальные вложения на строительство компрессорной станции и газопроводов;
- большие энергетические затраты на компримирование газа;

Таким образом, утилизация ПНГ с помощью газлифтного метода имеет высокую экономическую рентабельность, позволяет снизить вредное воздействие на экологическую обстановку региона добычи, данный метод зарекомендовал себя в качестве эффективного способа повышения нефтеотдачи пласта, способствующий дополнительным объёмам добычи нефти. В современных реалиях, когда происходит активная разработка нефтяных

месторождений арктической зоны России, утилизация ПНГ газлифтным методом применяется всё чаще и чаще.

2.5.3 Использование водогазового воздействия на пласт

Водогазовое воздействие (ВГВ) представляет собой метод увеличения нефтеотдачи, при котором системами ППД нагнетается ПНГ смешанный с водой, при этом используемый ПНГ добывается на этом же месторождении.

ВГВ является эффективным методом увеличения нефтеотдачи и конденсатоотдачи пластов, позволяет осуществлять утилизацию ПНГ с получением положительного экономического эффекта [27].

Технологии ВГВ классифицируются следующим образом:

1. Попеременная закачка воды и газа:

- компрессорная технология реализации ВГВ;
- бескомпрессорная технология реализации ВГВ.

2. Совместная закачка воды и газа:

- бустерная технология реализации ВГВ;
- эжекторные технологии реализации ВГВ;
- насосно-эжекторные технологии реализации ВГВ;
- насосно-компрессорные технологии реализации ВГВ.

Более распространенной технологией является технология закачки в пласт попеременно, но совместная закачка хоть и используется реже в настоящее время имеет ряд преимуществ, доказанных опытным путем [28].

Рассмотрим совместную закачку воды и газа с использованием насосно-эжекторных технологий реализации ВГВ ввиду того, что данная технология является наиболее эффективной, надежной и простой в обслуживании при подготовке, закачке водогазовой смеси в нагнетательные скважин.

Насосно-эжекторные системы позволяют готовить на поверхности водогазовую смесь и закачивать ее в пласт оборудованием, которое может успешно эксплуатироваться в промышленных условиях российских месторождений. Немаловажным обстоятельством является то, что все

оборудование для насосно-эжекторного ВГВ может быть изготовлено на отечественных машиностроительных заводах [29].

На рисунке 15 представлена одна из возможных принципиальных технологических схем насосно-эжекторных систем для ВГВ.

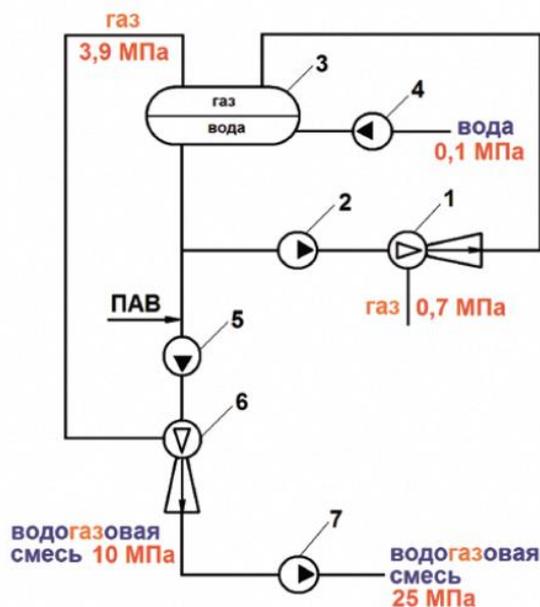


Рисунок 15 – Принципиальная схема насосно-эжекторной системы для нагнетания водогазовой смеси в пласт на месторождении. 1 – эжектор первой ступени сжатия газа, 2, 4, 5, 7 – многоступенчатые лопастные насосы, 3 – сепаратор, 6 – эжектор второй ступени сжатия газа.

Принцип работы насосно-эжекторной системы, изображенной на рисунке 15, заключается в следующем:

При работе системы насос 2 нагнетает воду в рабочее сопло эжектора 1 первой ступени сжатия, который откачивает газ низкого давления и нагнетает водогазовую смесь в сепаратор 3 под некоторым повышенным давлением. Туда же, в сепаратор 3, подается вода насосом 4 [29].

В сепараторе 3 происходит разделение газа и воды. Жидкость поступает далее на прием насосов 2 и 5, а газ идет на прием эжектора 6 второй ступени сжатия. В первой ступени сжатия газа жидкость циркулирует по замкнутому контуру с расходом, равным подаче насоса 2. При этом циркулирующая вода существенно нагревается за счет перехода потерь энергии в насосе 2 и эжекторе 1 в тепло. Охлаждение циркулирующей жидкости и соответственно нагрев воды,

подаваемой насосом 4 для закачки в нагнетательную скважину, осуществляется путем теплообмена при смешивании двух потоков воды в сепараторе 3. Этот нагрев полностью предотвращает выпадение гидратов при последующем повышении давления водогазовой смеси.

Вода поступает из сепаратора 3 на прием насоса 5. Туда же подается пенообразующее ПАВ дозировочным плунжерным насосом (на схеме не показан). Насос 5 нагнетает воду с ПАВ в сопло эжектора 6 второй ступени сжатия, откачивающего газ из сепаратора 3. После эжектора 6 мелкодисперсная водогазовая смесь с повышенным давлением направляется на вход насоса 7, который дожимает смесь до требуемой величины давления нагнетания, не испытывая при этом вредного влияния свободного газа, нагретая водогазовая смесь, пройдя третью ступень сжатия в насосе 7, нагнетается под необходимым давлением в скважину

С целью подтверждения работоспособности насосно-эжекторной схемы водогазового воздействия были проведены стендовые исследования, результаты которых показали потенциальные возможности и перспективы насосно-эжекторной технологии.

На рисунке 16 приведены полученные в экспериментах зависимости $P_c = f(R)$ давления нагнетания смеси на выходе из струйного аппарата P_c от газодляного фактора R , приведенного к стандартным условиям, при одноступенчатом и двухступенчатом насосно-эжекторном сжатии.

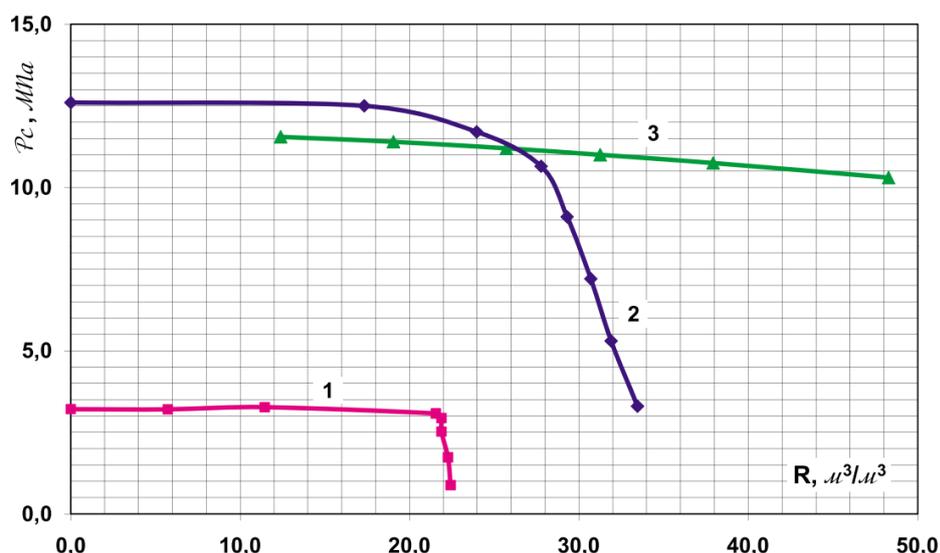


Рисунок 16 – Зависимости давления нагнетания смеси от газ-водяного фактора $P_c=f(R)$ при одноступенчатом (1) и двухступенчатом насосно-эжекторном сжатии (2 – с низкопроизводительным, 3 – с высокопроизводительным эжектором)

Газо-водяной фактор определяется по формуле:

$$R = \frac{Q_{г.ст}}{Q_p}, \quad (3)$$

где $Q_{г.ст}$ – расход газа, приведенный к стандартным условиям, Q_p – расход рабочей жидкости через первый эжектор (при одноступенчатом сжатии) или через второй эжектор (при двухступенчатом сжатии).

Полученные результаты стендовых экспериментов свидетельствуют, что с помощью двухступенчатого насосно-эжекторного сжатия можно достигать существенно более высоких параметров газ-водяного фактора и давления нагнетания водогазовой смеси по сравнению с одноступенчатым [29].

Кроме того, результаты опытов доказывают, что вполне реально создать условия, когда значения КПД высоконапорного струйного аппарата второй ступени достигают величин более 40%, соизмеримых с максимальным КПД низконапорного высокопроизводительного эжектора первой ступени сжатия. Максимальный КПД эжектора в экспериментах составил 45,9%. Высокие значения КПД эжекторов позволяют вести процесс формирования и закачки водогазовой смеси в нагнетательные скважины с наименьшими затратами.

Рассмотрим использование насосно-эжекторных систем на примере конкретных месторождений, относящихся к наиболее перспективным для применения ВГВ.

На Восточно-Толумской и Западно-Толумской площадях Толумского месторождения, а также на Южно-Тарасовском месторождении Западной Сибири имеется опыт применения технологий ВГВ [30].

В попутном нефтяном газе Восточно-Толумской площади содержится 28,9% углекислого газа, а попутный газ Западно-Толумской площади на 67,6% состоит из CO_2 . Уникальный по своему составу попутный газ Толума можно успешно использовать для повышения нефтеотдачи, используя эффекты увеличения КИН от водогазового воздействия. Предварительные расчеты, выполненные в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина по исходным данным ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», показали принципиальную осуществимость водогазового воздействия на Толумском и Южно-Тарасовском месторождениях с помощью насосно-эжекторных систем.

Расчеты показали, что весь расход газа на Восточно-Толумской площади, составляющий в стандартных условиях $47769 \text{ м}^3/\text{сут}$, можно закачать вместе с водой в одну нагнетательную скважину с приёмистостью около $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$ при размещении системы на территории КНС.

Для Западно-Толумской площади расход газа существенно больше – $220088 \text{ м}^3/\text{сут}$. Поэтому предпочтительным вариантом является закачка газа вместе с водой во все (или в большинство) нагнетательных скважин залежи. Учитывая высокую коррозионную активность углекислоты, на Западно-Толумской площади были размещены насосно-эжекторные установки для закачки водогазовой смеси непосредственно на кустах скважин, чтобы избежать повышенной коррозии водоводов высокого давления от КНС до кустов.

Подводя итог о ВГВ, рассмотрим достоинства и недостатки данного метода утилизации ПНГ.

Достоинства:

- повышает нефтеотдачу пласта за счет достижения в присутствии попутного нефтяного газа - более высокого коэффициента вытеснения; воды - более высокого коэффициента охвата;
- ограничивает темпы прорыва воды в добывающие скважины;
- возможно применение технологии в составе действующей системы ППД;
- возможно проведение ВГВ как на отдельных скважинах, так и на месторождении в целом;
- рациональное решение проблемы утилизации попутного газа на промыслах.

Недостатки:

- требования к наличию источников газа в требуемых объемах;
- необходимость использования газа повышенного давления;
- усложнение конструкции скважины в связи с повышенными требованиями к герметичности эксплуатационной колонны и НКТ, возможной необходимости применения пакера;
- сравнительно высокие единовременные капитальные вложения по созданию системы газоснабжения в оптимальных объемах.

Основную техническую сложность при внедрении ВГВ составляет подбор насосного (компрессорного) оборудования и установления параметров его бесперебойной устойчивой работы [31].

Таким образом, ВГВ с применением насосно-эжекторных систем, является перспективной технологией утилизации ПНГ и повышения нефтеотдачи пласта. КПД насосно-эжекторных систем в целом достигает практически 40%, все потери энергии идут на нагрев смеси, предотвращающий гидратообразование, к тому же при этом утилизируются добываемые объёмы ПНГ, что позволяет избежать штрафных санкций за его сжигание на факельных установках.

Можно заключить, что такая техника и технология в будущем имеет все основания стать базовой для широкого применения водогазового воздействия на месторождениях России.

2.6 Сжижение попутного нефтяного газа

Данный метод утилизации основан на криогенном процессе сжатия с использованием однопоточного холодильного цикла. Сжижение подготовленного ПНГ происходит через его взаимодействие с азотом в искусственно созданных условиях.

Рассмотрим принципиальную технологическую схему данного процесса, которая изображена на рисунке 17.

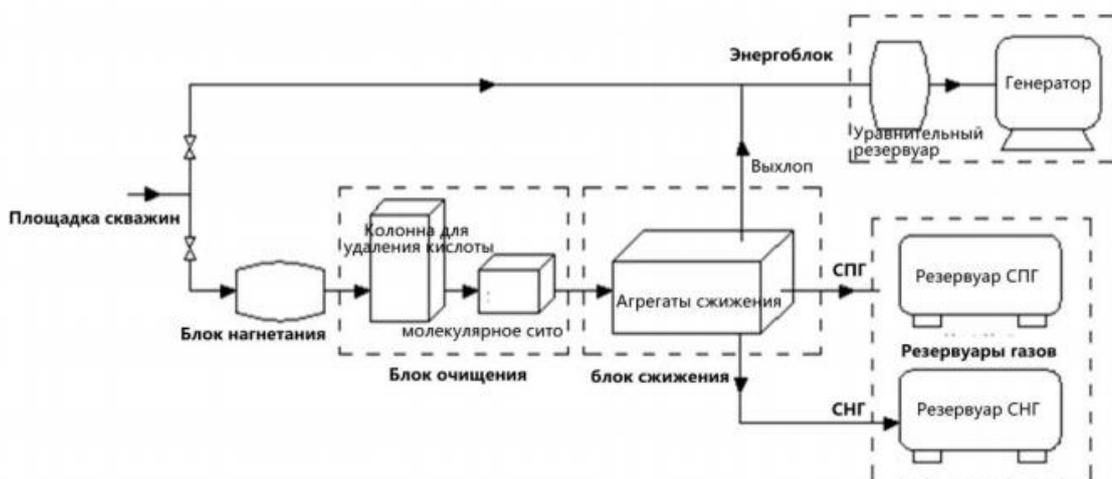


Рисунок 17 – Схема технологического процесса сжижения ПНГ

Принцип технологического процесса заключается в следующем:

В связи с низким давлением подаваемого ПНГ, блок нагнетания оснащен многоступенчатым компрессором сырьевого газа и охладителем, которые создают давление в подаваемом газе до 4.0-4.2 МПа, удаляют легкие масла в охладителе, основной состав которых является C_{5+} [33].

Далее ПНГ проходит стадию очистки от содержащихся в нём примесей в очистительном блоке, очистка проходит в несколько этапов:

- удаление кислотного газа, включающая в себя абсорбцию и регенерацию MDEA (N-метилдиэтаноламин);
- обезвоживание и удаление ртути;

- блок сжижения, продуктом которого является СНГ.

После прохождения СНГ поступает в резервуары блока хранения и транспортировки. Транспортировка СНГ осуществляется с помощью транспортных цистерн для вывоза, в момент транспортировки СНГ имеет товарные кондиции, готов к использованию конечным потребителем.

Потенциал рассматриваемого метода зависит от целого ряда условий:

- производительность установки;
- давление исходного газа;
- запас газа;
- содержание тяжелых углеводородов, этана и сернистых соединений;

К преимуществам метода утилизации ПНГ методом сжижения относится:

- Короткий срок окупаемости установки сжижения;
- Высокая реализация конечного продукта на международном рынке;
- Надёжность системы автоматики, надзора за технологическим процессом.

Недостатками данного метода является:

- Высокие капитальные вложения на начальном этапе;
- Необходимость наличия инфраструктуры транспортировки СНГ до потребителя.

На сегодняшний день рынок сжиженных газов развивается стремительными темпами, существует высокий спрос на продукцию установок сжижения ПНГ, таким образом, метод утилизации ПНГ с помощью установок сжижения имеет потенциал, но он ограничен зависимостью от конкретных географических условий, состава ПНГ, сложностью проектной реализации.

Данный метод не получил широкого применения на территории России, так как основу рынка сжиженных газов представляет СПГ, получаемый из природного газа., СНГ обладает на текущий момент недостаточной конкурентоспособностью, как и сам метод по его сжижению по сравнению с другими методами утилизации ПНГ.

3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО МЕТОДА УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В последние годы обострился интерес мирового сообщества к экологическим проблемам, в том числе к утилизации ПНГ. Сжигание в факельных установках попутного нефтяного газа причиняет серьезный ущерб окружающей среде в районах нефтедобычи, население подвергается воздействию вредных продуктов сгорания, а последствия загрязнения устраняются с трудом.

Кроме того, неэффективное сжигание ПНГ несет в себе ряд экономических факторов: безвозвратные потери ценного химического и энергетического сырья (этана, пропана, бутанов, метана); сокращение доли добавляемой стоимости продукции и, в долгосрочной перспективе, снижение коммерческой эффективности и устойчивости бизнеса. Непопулярность утилизации ПНГ связана с рядом причин, в том числе ввиду отсутствия рыночных стимулов внедрять ресурсосберегающие технологий в процессы добычи и переработки нефти и ПНГ.

В энергетической стратегии России на период до 2030 года предусматривается увеличение добычи нефти до 530–535 млн т и обеспечение коэффициента утилизации попутного нефтяного газа на уровне не ниже 95%. Также предусматривается снижение удельных потерь на предприятиях ТЭК до 2,5%. Однако к числу основных проблем развития нефтяного комплекса относятся нерациональное недропользование и отсутствие комплексных технологий добычи и экономически эффективной утилизации ПНГ. По минимальным оценкам в России на факелах ежегодно сжигается более 20 млрд м³ ПНГ ежегодно

Для достижения стратегических целей развития нефтяного комплекса необходимо решение задач по ресурсо- и энергосбережению, сокращению потерь на всех стадиях технологических процессов при подготовке запасов, добыче, транспортировке и переработке углеводородного сырья, что достигается

путем внедрения новых технологий в нефтегазовую промышленность. Развитие рынка технологий и комплексных подходов в утилизации попутного нефтяного газа привело к созданию большого количества различных способов.

Для того, чтобы определить какой метод утилизации ПНГ наиболее эффективен для конкретного месторождения Западной Сибири, необходимо построить таблицы критериев сравнения способов утилизации. Данные таблицы позволяют произвести объективное и комплексное сравнение методов утилизации ПНГ.

Таблица 6 – Критерии сравнения методов утилизации ПНГ

№ критерия	Наименование критерия	Ед. изм.	Описание критерия
1	Объем переработанного ПНГ	млн м ³ /год	Объем утилизируемого ПНГ в млн м ³ в год.
2	Временные затраты на строительство	мес.	Сколько времени необходимо на строительство и запуск данного метода утилизации ПНГ.
3	Количество потребляемой энергии	МВт	Количество энергии, потребляемое за год работы оборудования данного метода.
4	Капиталозатраты на строительство выбранного способа утилизации	руб./м ³	Количество денежных средств на строительство установки по утилизации ПНГ на м ³ газа.
5	Количество технологических процессов	шт.	Количество технологических процессов в составе метода утилизации исчисляемого в штуках.
6	Количество продукта на выходе	т.у.т.	Количество продукта на выходе выраженного в тоннах условного топлива для облегчения сравнения различных видов исходящих продуктов.
7	Количество выбрасываемого CO ₂	млн т/млрд м ³	Количество выбросов CO ₂ в атмосферу. Учет количества выбросов CO ₂ необходим для уменьшения выбросов в атмосферу вредных веществ.

Продолжение таблицы 6

8	Количество вырабатываемой тепловой энергии	ГКал	Количество тепловой энергии выделяемой приработке каждого из методов в ГКал. Учет количества тепловой энергии необходим для контроля теплового загрязнения окружающей среды.
---	--	------	--

В ходе главы 2 были проанализированы современные методы утилизации ПНГ применяемые на месторождениях Западной Сибири:

- переработка на ГПЗ или малых установках промысла;
- выработка электроэнергии;
- химическая переработка;
- газохимические процессы;
- применение для технологических нужд промысла (газлифт, ВГВ);
- сжижение ПНГ.

Проведя анализ данных методов утилизации с учётом использования таблицы критериев сравнения методов утилизации, можно сделать вывод о том, какие из перечисленных методов обладают наибольшей эффективностью на фонде месторождений Западной Сибири.

Методы утилизации ПНГ располагаются по эффективности, то есть от самого эффективного к самому неэффективному, данная сортировка представлена в виде гистограммы на рисунке 18.

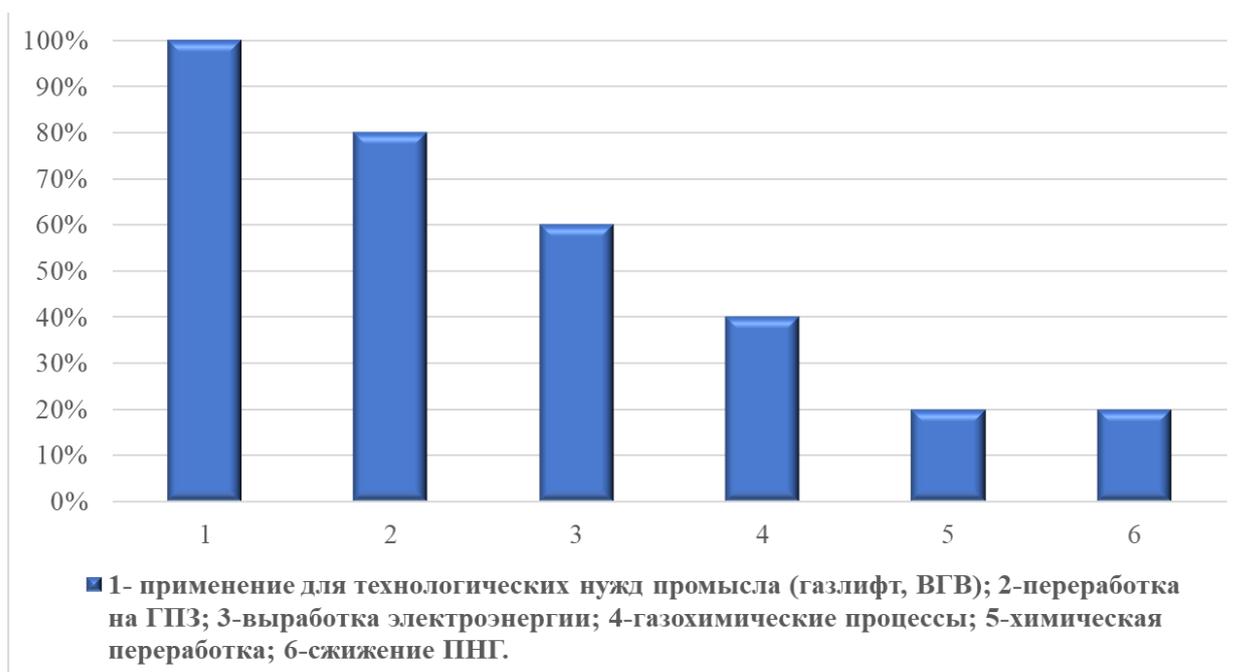


Рисунок 18 – Эффективность методов утилизации ПНГ

Таким образом, наиболее эффективными методами утилизации ПНГ на фонде месторождений Западной Сибири являются методы: применение для технологических нужд промысла (газлифт, ВГВ); переработка на ГПЗ. С помощью использования данных методов возможно достижение показателя утилизации ПНГ в 95%, установленное стратегией государственного развития нефтегазовой отрасли.

Подводя итог, отметим критерии применимости газлифтного метода эксплуатации нефтяных скважин как наиболее эффективного по степени утилизации для месторождений Западной Сибири.

В таблице 7 отображены параметры ПНГ, закачиваемого в пласт для повышения нефтеотдачи

Таблица 7 – Допустимые параметры закачиваемого в пласт ПНГ

Показатель ПНГ	Значение		Метод испытания
	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04	
Точка росы газа по влаге, °С, не выше	-10	-20	По ГОСТ 20060
Точка росы газа по углеводородам, °С, не выше	-5	-10	По ГОСТ 20061

Продолжение таблицы 7

Температура газа, °С	устанавливается проектом		По ГОСТ 22387.2
Масса сероводорода, г/м ³ , не более	0,007 (0,02)	0,007 (0,02)	По ГОСТ 22387.2
Масса меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,016 (0,036)	0,016 (0,036)	По ГОСТ 22387.2
Объемная доля кислорода, %, не более	1,0	1,0	По ГОСТ 23781
Теплота сгорания низшая, МДж/м ³ , при 20 °С и 101,325 кПа, не менее	32,5	32,5	По ГОСТ 22667
Масса механических примесей и труднолетучих жидкостей	устанавливается проектом		

Также при проведении газлифта, необходимо учитывать баланс объёмных расходов отбора и закачки, имеющий следующий вид:

$$V_{\text{ГН}} = V_{\text{Н}} + V_{\text{В}} + V_{\text{Г}}, \quad (4)$$

Где $V_{\text{ГН}}$ – объёмный расход нагнетаемого в пласт газа, приведённый к пластовым условиям, м³/сут;

$V_{\text{Н}}$ – объёмный расход добытой нефти при пластовых условиях, м³/сут;

$V_{\text{В}}$ – объёмный расход добытой воды при пластовых условиях, м³/сут;

$V_{\text{Г}}$ – объёмный расход свободно добытого ПНГ при пластовых условиях, м³/сут.

Оптимальный вариант использования ПНГ зависит от размера месторождения. Необходимо использовать системный подход по отношению к каждому месторождению: технико-технологические решения должны формироваться для конкретного объекта с учетом обустроенности, географического расположения, системы трубопроводов, дорог, физико-химических параметров продукции скважин, компонентного состава нефти и попутного газа, давления, температуры и других параметров.

Для малых месторождений наиболее эффективным методом утилизации является выработка электроэнергии в малых масштабах для собственных промысловых нужд и нужд других местных потребителей.

Для средних месторождений наиболее экономически целесообразным вариантом утилизации попутного нефтяного газа является извлечение сжиженного нефтяного газа на газоперерабатывающем заводе и продажа сжиженного нефтяного газа или нефтехимической продукции и сухого газа, а также при отсутствии транспортной инфраструктуры возможно использование газлифтного метода.

Для крупных месторождений привлекательными вариантами утилизации является генерирование электроэнергии на крупной электростанции для последующей оптовой продажи в энергосистему и закачка попутного нефтяного газа в пласт с помощью газлифта или водогазового воздействия на пласт для последующего повышения нефтеотдачи.

Важное место занимает участие государства в решении данного вопроса, которое должно установить действенный контроль всех процессов, в которых присутствует ПНГ: добыча, сжигание, утилизация. Несоблюдение установленных норм использования ПНГ должно сопровождаться штрафами, но необходимо рационально сбалансировать систему поощрения и принуждения, предусмотреть варианты смягчения требования 95 % утилизации на малых и отдаленных месторождениях, где экономически невыгодно внедрять методы утилизации, используемые при объемах свыше 1 млрд м³, до апробации новых разрабатываемых путей использования ПНГ.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Аксёнову Никите Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами не более 9,05 млн. руб
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, инструмента, норма амортизации и т.д.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения Налог на прибыль – 20 % НДС – 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения техники или технологии выполнения работ. Проведение SWOT- анализа
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчёт мероприятий по водогазовому воздействию на пласт в скважину для повышения уровня утилизации ПНГ, интенсификации нефти.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологи

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Карта сегментирования рынка услуг;
2. Матрица SWOT;
3. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии;
4. Диаграмма Ганта;
5. Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.03.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Аксёнов Никита Сергеевич		31.03.2021

помощью газонагнетательных скважин, применение технологий основанных на нагнетании в пласт смеси воды и различных газов (водогазовое воздействие).

Сегментирование производим на примере двух организаций:

- Бизнес-единица «ГМС Компрессоры» (Группа ГМС), группа ГМС является одним из крупнейших в России и СНГ производителей насосного, компрессорного оборудования для нефтегазового комплекса, энергетики, жилищно-коммунального и водного хозяйства, одним из ведущих производителей блочно-комплектного нефтепромыслового оборудования. Бизнес-единица «ГМС Компрессоры» разрабатывает, производит и поставляет компрессорное оборудование, используемое в технологических процессах различных отраслей: компрессорные установки для широкого спектра технологических газов; газоперекачивающие агрегаты; полнокомплектные компрессорные станции; холодильные машины и агрегаты [33];

- НПК «Грасис» — ведущий разработчик, производитель и ЕРСМ-подрядчик в области воздухо- и газоразделения выполнил комплексный проект «под ключ» по производству комплекса по закачке попутного нефтяного газа в пласт для ведущей топливно-энергетической компании. В состав комплекса НПК «Грасис», по утилизации ПНГ посредством закачки его в пласт входит следующее основное оборудование: блочная компрессорная станция с поршневым компрессором и площадкой АВО (аппарат воздушного охлаждения газа); газопровод высокого давления на скважину; блочная воздушная компрессорная КИПиА; система энергоснабжения — участок ВЛ, КТП, кабельные эстакады, ДЭС, блок-бокс щитовой, система электрообогрева трубопроводов; ёмкость сбора и откачки газового конденсата с полупогружным насосом; система промливнёвой канализации [34].

Таким образом составим карту сегментации рынка услуг по увеличению нефтеотдачи пласта, изображённую на рисунке 19.

		Вид услуги по увеличению утилизации ПНГ		
		БКМ	ГПА	КС
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			
	Группа ГМС			
	НПК «Грасис»			

Рисунок 19 – Карта сегментации рынка услуг по увеличению утилизации ПНГ газлифтным методом

Из карты сегментирования можно сделать вывод о том, что Группе ГМС имеет высокую долю влияния на рынке оборудования, необходимого для утилизации ПНГ газлифтным методом. НПК «Грасис» следует уделить внимание производству ГПА для получения большей экономической прибыли, дальнейшего роста компании, а также увеличения присутствия на рынке нефтегазопромыслового оборудования.

4.2 Технология QuaD

Построена оценочная карта сравнения конкурентных технических решений в таблице 8.

Таблица 8 – Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневешенное значение
Показатели оценки качества проведения технологии					
1. Энергоэффективность	0,02	70	100	0,7	1,4
2. Помехоустойчивость	0,03	64	100	0,64	1,92
3. Надежность	0,15	80	100	0,8	12
4. Унифицированность	0,01	75	100	0,75	0,75
5. Уровень материалоемкости разработки	0,01	85	100	0,85	0,85
6. Уровень шума	0,03	65	100	0,65	1,95
7. Безопасность	0,05	95	100	0,95	4,75
8. Потребность в ресурсах памяти	0,04	50	100	0,5	2
9. Функциональная мощность	0,15	65	100	0,65	9,75
10. Простота эксплуатации	0,02	60	100	0,6	1,2

11. Качество интеллектуального интерфейса	0,04	65	100	0,65	2,6
---	------	----	-----	------	-----

Продолжение таблицы 8

12. Ремонтпригодность	0,08	60	100	0,6	4,8
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
13. Конкурентоспособность технологии	0,1	90	100	0,9	9
14. Уровень проникновения на рынок	0,03	65	100	0,65	1,95
15. Перспективность рынка	0,05	85	100	0,85	4,25
16. Цена	0,04	70	100	0,7	2,8
17. Послепродажное обслуживание	0,03	70	100	0,7	2,1
18. Финансовая эффективность технологии	0,06	90	100	0,9	4,5
19. Срок выхода на рынок	0,02	85	100	0,85	1,7
20. Наличие сертификации разработки	0,04	90	100	0,9	3,6
Итого	1				

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i, \quad (5)$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности технологии;

B_i – вес показателя; B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

$P_{cp} = 73.95$, данное значение позволяет сделать вывод о том, что технология имеет перспективность выше среднего, что соответствует необходимым требованиям.

4.3 Бюджет технологии утилизации попутного нефтяного газа газлифтным методом с помощью водогазового воздействия

4.3.1 Экономическая эффективность

Методика расчёта экономической эффективности от проведения водогазового воздействия, заключается в следующем:

Основными показателями по принятию проекта водогазового воздействия к реализации являются такие показатели, как годовой экономический эффект, затраты на проведение мероприятий, себестоимость

добычи одной тонны нефти до проведения мероприятия, прирост балансовой прибыли, увеличение фондоотдачи [35]. Для расчета воспользуемся следующими формулами:

1. Годовой экономический эффект рассчитывают по формуле:

$$\mathcal{E}_T = P_T - Z_T, \quad (6)$$

где P_T – стоимостная оценка дополнительной добычи нефти, тыс.р.

Z_T – стоимость оценки затрат на дополнительную добычу нефти и расходы на проведение мероприятий, тыс.р.

2. Расчёт капитальных затрат производится по формуле:

$$P_T = Q_{\text{доп}} \cdot Ц, \quad (7)$$

где $Q_{\text{доп}}$ – дополнительная добыча нефти, тыс.т; $Ц$ – цена реализаций одной тонны нефти, р.

Затраты на проведение мероприятий определяются по формуле:

$$Z_T = Z_{\text{общ}} + Z_{\mathcal{E}}, \quad (8)$$

где $Z_{\text{общ}}$ – затраты на проведение водогазового воздействия, тыс. р;

$Z_{\mathcal{E}}$ – затраты на добычу дополнительной нефти, тыс. р;

Затраты на проведение водогазового воздействия рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{общ}} = (Z_{\text{зп}} + Z_{\text{мат}} + Z_{\text{транс}}), \quad (9)$$

где $Z_{\text{зп}}$ – затраты на выплату зарплаты рабочим, $Z_{\text{мат}}$ – затраты на материалы, $Z_{\text{транс}}$ – затраты на использование спецтехники.

Расчёт затрат на выплату зарплаты рабочим производится по следующей формуле:

$$Z_{\text{зп}} = \sum C_{\text{гi}} \cdot t \cdot k_{\text{пр}} \cdot k_{\text{рк}} \cdot k_{\text{соц.от}}, \quad (10)$$

где $C_{\text{гi}}$ – часовая тарифная ставка i-го рабочего n-го разряда t – норма времени, час; $k_{\text{пр}}$ – размер премии, дол. ед; $k_{\text{рк}}$ – районный коэффициент, дол. ед; $k_{\text{соц.от}}$ – социальные отчисления, дол. ед.

$$Z_{\text{мат}} = (\sum V_k \cdot C_k), \quad (11)$$

где V_k – объём k -го материала, m^3 ; C_k – стоимость 1 m^3 k -го материала, руб./ m^3 ;

$$Z_{\text{спец.тех}} = \sum(T_{\text{исп.т}} \cdot C_{\text{с.т.т}}), \quad (12)$$

где $T_{\text{исп.т}}$ – время использования t -ого транспорта, час;

$C_{\text{с.т.т}}$ – стоимость одного часа работы t -ого транспорта, руб/час.

$$Z_{\text{э}} = Q_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{уп}}, \quad (13)$$

где $Z_{\text{уп}}$ – эксплуатационные условно-переменные затраты на одну тонну добычи нефти, руб/т.

3. Себестоимость добычи одной тонны нефти до проведения мероприятия определяется по формуле:

$$C_1 = \frac{C_2 \cdot (Q_1 + \Delta Q_{\text{доп}}) - Z_{\text{т}}}{Q_1}, \quad (14)$$

где C_1 – себестоимость добычи одной тонны нефти до проведения мероприятия, руб./т; Q_1 – добыча нефти до проведения мероприятия, т.

Снижение себестоимости добычи одной тонны нефти определяется по формуле:

$$\Delta C = C_1 - C_2, \quad (15)$$

4. Прирост балансовой прибыли определяется по формуле:

$$\Delta \Pi = (\Pi - C_2) \cdot (Q_1 + Q_{\text{доп}}) - (\Pi - C_1) \cdot Q_1 \quad (16)$$

Чистая прибыль, полученная в результате проведения мероприятия, определяется по формуле:

$$\Delta \Pi_{\text{ч}} = \Delta \Pi \cdot (1 - H), \quad (17)$$

где H – ставка налога на прибыль, доли ед.

Повышение производительности труда:

$$\Delta \Pi_{\text{тр}} = \left(\frac{\Pi_{\text{тр1}}}{\Pi_{\text{тр2}}} \right) \cdot 100 - 100, \quad (18)$$

где $\Pi_{\text{тр1}}$ и $\Pi_{\text{тр2}}$ – соответственно производительность труда после и до мероприятия, т/чел;

$$\Delta \Pi_{\text{тр } i} = \left(\frac{Q_i}{\text{Ч}} \right), \quad (19)$$

5. Увеличение фондоотдачи определяется как:

$$\Delta\Phi_0 = \Phi_{02} - \Phi_{01} \quad (20)$$

где Φ_{01} и Φ_{02} – фондоотдача соответственно после и до мероприятия, т/тыс. р.

$$\Phi = \frac{Q_i}{C_{o.ф}}, \quad (21)$$

Где $C_{o.ф}$ – среднегодовая стоимость основных фондов, тыс. р.

4.3.2 Исходные данные для расчета чистой прибыли утилизации попутного нефтяного

Таблица 9 – Исходные данные для расчета показателей проведения мероприятия по водогазовому воздействию на пласт

Показатель	Значения
Годовая добыча нефти, т	2103910
Дополнительная добыча за счёт проведения обработки, тонн	6955,8
Себестоимость добычи нефти после ремонта, руб./т.	1479,68
Планово-расчетная цена товарной нефти для расчета экономической эффективности по НГДУ «Воргенское» на 2018 год, руб.	12364
Ставка налога на прибыль, %	20
Эксплуатационные условно переменные затраты на одну тоннудобычи нефти от полной себестоимости, %	34
Стоимость основных фондов, тыс. р.	6270772

Таблица 10 – Исходные данные для расчёта затрат на заработанную плату

Рабочая бригада	Разряд	Тарифная ставка, руб./час	Норма времени, ч	Премия, %	Районный коэф., %	Отчисления на соц. нужды, %
Мастер		197,03	1920	33	15	34
Машинист насосных станций	5	122,64				
Машинист насосных станций	4	106,00				

Таблица 11 – Исходные данные для расчета затрат на используемый транспорт

Вид спецтехники	Время работы, час	Стоимость одного часа работы, руб/час
Автобус КАВЗ-3271	640	238,94
ГАЗ-51	976	224,39

Таблица 12 – Исходные данные для расчета затрат на материалы

Материал	Количество	Стоимость, руб.
Попутный нефтяной газ, м ³	127400	1,814
Нейтрализатор сероводорода Дарсан-Н, т	0,66	34054,50
Ингибитор коррозии Викор-А, т	1,33	33330,31
Смазочный материал, кг	0,25	120,00
Краска, кг	0,50	26,00
Электроэнергия, кВт	152034,16	1,91

4.3.3 Расчет и математическое обоснование эффективности проведения водогазового воздействия

Используя формулы раздела 4.3.1 и исходные данные раздела 4.3.2, был произведён расчёт расходов на мероприятие по утилизации попутного нефтяного газа газлифтным методом с помощью проведения водогазового воздействия на пласт. Расчёты были произведены в программе MS Excel, результаты отображены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчёта экономической эффективности

Показатель	Значение
Дополнительная добыча нефти, т	6955,8
Затраты на проведение мероприятия, тыс. р	6134,718
Экономический эффект, тыс. р	60237,525
Снижение себестоимости добычи 1т нефти, руб/т	1,98
Прирост балансовой прибыли, тыс. р	60231,854
Чистая прибыль от мероприятия, тыс.р.	48185,483
Повышение производительности труда, %	0,33
Повышение фондоотдачи, тыс. т/тыс. р	1,11

Таким образом, за счет применения водогазового воздействия получено 6955,8 т дополнительной нефти или 0,33% от годовой добычи всего НГДУ «Лугинецкнефть», за счет реализации выручена чистая прибыль в размере 48185,483 тыс. р., себестоимость добычи одной тонны нефти снижена на 1 рубль 98 копеек. С начала воздействия дополнительно добыто порядка 413 тыс. т нефти [36].

В результате вышеперечисленных математических расчетов можно отметить, что применение данного метода в НГДУ «Лугинецкнефть», приносит существенный экономический эффект, и, не смотря на капиталлоёмкость данного мероприятия, рекомендуется к дальнейшему внедрению на предприятиях нефтедобывающей отрасли [37].

4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии

Рассчитаем интегральный финансовый показатель по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (22)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}}$ – интегральный финансовый показатель технологии;

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения технологии.

Сравниваются две подрядные организации, обеспечивающие проведение технологии водогазового воздействия на пласт с одинаковым исполнением, отличаются лишь суммы затрат, где 8300000 рублей – затраты на проведение водогазового воздействия на пласт, 8710000 – затраты на проведение водогазового воздействия на пласт другой подрядной организации со схожим исполнением, 9050000 – максимальное найденное значение затрат на проведение водогазового воздействия.

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{8.3}{9.05} = 0.92, \quad I_{\text{исп.2}} = \frac{8.71}{9.05} = 0.96$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{pi}} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (23)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го вариант исполнения технологии;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения технологии;

b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения технологии.

Для расчета построим сравнительную оценку характеристик вариантов исполнения технологии в таблице 14.

Таблица 14 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения технологии

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,3	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	2
3. Энергосбережение	0,15	2	3
4. Надежность	0,2	3	3
5. Материалоемкость	0,2	3	2
ИТОГО	1		

$$I_{p-исп1} = 5 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,15 + 2 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,2 = 3,6.$$

$$I_{p-исп2} = 4 \cdot 0,3 + 2 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,2 + 2 \cdot 0,2 = 2,95;$$

Рассчитаем интегральный финансовый показатель по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр.1}}; \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп.2}}{I_{финр.2}} \quad (24)$$

$$I_{исп.1} = 3,6 / 0,92 = 3,92.$$

$$I_{исп.2} = 2,95 / 0,96 = 3,07;$$

Сравнительная эффективность проекта вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (25)$$

$$\mathcal{E}_{ср} = 3,92 / 3,07 = 1,28.$$

Составим таблицу 15 сравнительной эффективности технологий.

Таблица 15 – Сравнительная эффективность технологий

№	Показатели	Исп. 1	Исп. 2
1	Интегральный финансовый показатель технологии	0,92	0,96
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности технологии	3,6	2,95
3	Интегральный показатель эффективности	3,92	3,07

Исходя из результатов, приведенных в таблице, можно сделать вывод о том, что изначально рассматриваемый вариант проведения водогазового воздействия на пласт с целью повышения интенсификации нефти и утилизации

ПНГ, оказался наиболее эффективным по 2 двум из 3 рассмотренных показателей.

4.5 SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта проведен SWOT-анализ. Он проводится в несколько этапов.

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

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны технологии (С)	Слабые стороны технологии (Сл)
1. Применение технологий утилизации ПНГ газлифтным методом позволяет повысить интенсификацию нефти; 2. Технология газлифта позволяют достичь сокращения сжигания ПНГ на факельных установках, избежать убытков от штрафных санкций за превышения допустимых уровней сжигания ПНГ; 3. Использование технологии для нужд промысла, в удалённых районах добычи без наличия инфраструктуры для транспортировки ПНГ.	1. Большие капитальные затраты на начальном этапе; 2. Необходимость подготовки оборудования для конкретных физическо-химических параметров ПНГ; 3. Отсутствие фактической утилизации при использовании технологии ПНГ в газовую «шапку».
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Повышение уровня утилизации ПНГ; 2. Увеличение объёма добычи нефти;	1. Развитие инфраструктуры района нефтедобычи, отсутствие экономической рентабельности в дальнейшем. 2. Развивающаяся конкуренция методов утилизации ПНГ.

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

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Её использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора.

Факторы помечаются либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивные матрицы проекта представлены в таблицах 17, 18, 19, 20.

Таблица 17 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	V1	+	0	-
	V2	0	+	+
	V3	+	0	+

При анализе интерактивной таблицы 17 определены сильные коррелирующие стороны и возможности: V1C1; V2C2C3; V3C1C3.

Таблица 18 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны				
Возможности проекта		СЛ1	СЛ2	СЛ3
	V1	+	+	-
	V2	+	0	-
	V3	0	+	-

При анализе интерактивной таблицы 18 обнаружены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: V1Сл1Сл2; V2Сл1; V3СЛ2.

Таблица 19 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	+	+	0
	У2	0	-	+

При анализе интерактивной таблицы 19 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С1С2; У2С3.

Таблица 20 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны				
Угрозы проекта		СЛ1	СЛ2	СЛ3
	У1	+	0	+
	У2	0	+	-

При анализе интерактивной таблицы 20 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1СЛ1СЛ3; У2СЛ2.

Заявленная технология имеет большой потенциал, высокую актуальность и эффективность. Из недостатков стоит выделить большую стоимость и отсутствие фактической утилизации ПНГ при закачке в газовую «шапку».

4.6 Разработка графика анализа технологии

В рамках планирования выпускной квалификационной работы необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 21.

Таблица 21 – Календарный план выполнения работы

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
Ознакомление с темой работы	4	1.02.2021	4.02.2021	
Описание общей теоретической части по теме	13	5.02.2021	17.02.2021	Аксёнов Н.С. Максимова Ю.А. (научный руководитель ВКР)
Изучение нормативно – технической базы	14	18.02.2021	3.03.2021	Аксёнов Н.С.
Изучение методов утилизации попутного нефтяного газа	23	04.03.2021	26.03.2021	Аксёнов Н.С. Максимова Ю.А. (научный руководитель ВКР)
Финансовый менеджмент	19	27.03.2021	14.04.2021	Аксёнов Н.С.
Социальная ответственность	21	15.04.2021	5.05.2021	Аксёнов Н.С.
Заключение	22	06.05.2021	27.05.2021	Аксёнов Н.С. Максимова Ю.А. (научный руководитель ВКР)
Презентация	16	28.05.2021	12.06.2021	Аксёнов Н.С.

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады, таблица 22.

Таблица 22 – Календарный план-график проведения анализа по теме

Вид работ	Исполнители	Рабочие дни	Продолжительность работ														
			Фев.			Март			Апр.			Май			Июн.		
			1-10	11-20	21-28	1-10	11-20	21-31	1-10	11-20	21-30	1-10	11-20	21-31	1-10	11-20	21-30
Ознакомление с темой работы	Бакалавр	4	■														
Описание общей теоретической части по теме	Бакалавр Руководитель	13		■	■												
Изучение нормативно – технической базы	Бакалавр	14			■	■											
Изучение методов утилизации попутного нефтяного газа	Бакалавр Руководитель	23				■	■	■									
Финансовый менеджмент	Бакалавр	19						■	■								
Социальная ответственность	Бакалавр	21								■	■						
Заключение	Бакалавр Руководитель	22										■	■	■			
Презентация	Бакалавр	16														■	■

■ - бакалавр;

■ - руководитель.

4.7 Вывод по экономическому разделу

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что проведение водогазового воздействия приводит к увеличению интенсификации нефти, также оказывает положительный экономический эффект для нефтегазового предприятия, позволяет снизить уровень сжигания ПНГ на факельных установках, повысить процент утилизации ПНГ, избежать штрафных санкций за его сжигание.

Анализируя стоимость проведения мероприятий по водогазовому воздействию, можно сделать вывод, что на повышение стоимости в основном влияет стоимость необходимого оборудования и материалов.

Для снижения стоимости необходимо:

– Использовать импортозамещающие компрессорные станции, БМК (блочно-комлектные модули), газоперекачивающие агрегаты, которые не уступают своим зарубежным аналогам по качеству и цене;

– Усовершенствовать технологию проведения водогазового воздействия, сократить время её проведения;

– Заключить взаимовыгодные договоры с подрядными организациями, получить государственные субсидии и налоговые льготы, направленные на повышение уровня утилизации ПНГ.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Аксёнов Никита Сергеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело, «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

Анализ современных методов утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: методы утилизации попутного нефтяного газа Область применения: фонд месторождений Западной Сибири
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования лиц, работающих вахтовым методом; ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя; ГОСТ 23000-78. Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования; СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - неблагоприятные метеорологические условия; - недостаточная вентиляция и загазованность воздушной среды; - воздействие шума, вибраций; Опасные факторы: - содержание опасных веществ в воздухе; - движущиеся машины и механизмы.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выделение в атмосферу CO ₂ и других вредных веществ.

	Гидросфера: загрязнение водных объектов. Литосфера: поражение почвы химическими веществами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: - взрывы, пожары; - загазованность объектов и окружающей среды; - нарушение герметичности трубопроводов ; - нарушение электроснабжения. Наиболее типичная ЧС: загазованность объектов и окружающей среды.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.03.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Аксёнов Никита Сергеевич		31.03.2021

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Во время выполнения трудовой деятельности сотрудник любой компании подвергает свою жизнь воздействию вредных и опасных производственных факторов. Деление этих факторов можно назвать условным, имеется существенное различие только при длительном времени воздействия того или иного фактора. Сегодня нефтегазовые компании используют слоган: «Здоровье сотрудников – важный фактор успешности бизнеса», который подразумевает отношение компании к понятию социальная ответственность, заключающееся в прозрачном, этическом поведении к окружающей среде и работающему персоналу.

Утилизация попутного нефтяного газа является одной из наиболее важных проблем современного нефтегазового комплекса России. Государственная политика направлена на увеличение объёмов рационального использования ПНГ, снижения объёмов сжигание на факельных установках. Наиболее эффективными методами утилизации является использование для нужд промысла — газлифт, а также транспортировка ПНГ на ГПЗ.

Газлифтный способ утилизации осуществляется на кустовой площадке с использованием подземного оборудования, которое контролируется с помощью станций управления на кустовых площадках и пультов управления в специально отведённых помещениях.

Транспортировка ПНГ на ГПЗ осуществляется на кустовой площадке по трубопроводным линиям на первоначальной стадии и заканчивается в помещениях машинных залов ГПЗ.

Таким образом, рассматриваемыми объектами данной выпускной квалификационной работы является кустовая площадка, а также различные производственные помещения.

Сущность газлифта заключается в использовании попутного нефтяного газа в качестве инструмента поддержание пластового давления при добычи нефти из скважины. Для закачки в пласт ПНГ проходит стадию подготовки, где

он очищается от сероводорода, меркаптанов, кислорода. Все строительные, пусконаладочные, эксплуатационные работы осуществляется непосредственно на месторождении и выполняются в течении всего года.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

Выполнение трудовой профессиональной деятельности в нефтегазовой отрасли относится к сфере повышенной опасности, обусловленными факторами которой являются: суровые климатические условия; риск получения травмы, вахтовый метод работы, осуществление работы в условиях воздействия вредных и опасных факторов.

Утилизация попутного нефтяного газа осуществляется на кустовых площадках, географически расположенных далеко от каких-либо населённых пунктов с постоянным проживанием в них.

В ТК РФ вахтовый метод регулируется в главе 47, рассмотрим основные положения данного документа [38]:

- работники во время прохождения вахты проживают в специально создаваемых вахтовых посёлках, обеспечивающих жизнедеятельность;
- до 18 лет запрещается трудоустройство на вахту, а также беременным женщинам, имеющим детей в возрасте до 3-х лет;
- продолжительность вахты не более одного месяца, с учётом выполнения работ и междуменного отдыха;
- установлен суммированный учёт рабочего времени.

Также важным является то, что работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях; предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые

предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

Работник выполняет должностные обязанности по утилизации ПНГ на кустовой площадке преимущественно стоя, поэтому необходимо соблюдать меры безопасности описанные в ГОСТ 12.2.033-78 [39]. Рабочее место при выполнении работ стоя. Согласно данному документу рабочее место для выполнения работ стоя организуют при физической работе средней тяжести и тяжелой, а также при технологически обусловленной величине рабочей зоны, превышающей ее параметры при работе сидя. Категория работ — по ГОСТ 12.1.005–76 [40].

Конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т. д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы.

Утилизация ПНГ газлифтным способом осуществляется с пункта управления, соблюдение безопасности на котором трактуется по ГОСТ 23000-78 [41]. Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования.

Рассмотрим несколько важных пунктов данного документа:

– Поверхности пультов управления должны обладать диффузным или направлено-рассеянным отражением светового потока, исключающим появления бликов в поле зрения оператора;

– Панели пультов управления не должны иметь посторонних элементов, затрудняющих работу оператора;

– Взаимное расположение средств отражения информации на панелях пунктов управления должно соответствовать ГОСТ 22269–76.

Помимо работ проводимых на кустовых площадках, работники при проведении мероприятий по утилизации ПНГ используют компьютеры для

контроля за всеми процессами. Безопасность при работе за компьютером регулируется СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».

Согласно п. 13.1 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 лица, работающие за компьютером более 50 % рабочего времени (профессионально связанные с эксплуатацией электронно-вычислительных машин), должны проходить медосмотры.

Для предупреждения преждевременной утомляемости пользователей компьютеров рекомендуется организовывать рабочую смену путем чередования работы с использованием компьютера и без него (п. 1.3 приложения 7 к СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03).

5.2 Производственная безопасность

При утилизации попутного нефтяного газа всеми доступными методами оператор добычи нефти и газа ДНГ подвержен воздействию ряда вредных и опасных факторов, сопровождающих его в процессе трудовой деятельности. Местом воздействия является кустовая площадка, производственные помещения. Вредные и опасные факторы по действующему законодательству принято классифицировать по ГОСТ 12.0.003-2015.

Таблица 23 – Основные факторы, воздействующие на персонал при утилизации попутного нефтяного газа согласно ГОСТ 12.0.003-2015

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы
	Разработка	Приготовление	Эксплуатация	
1. Неблагоприятные метеорологические условия	+		+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [42]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность [43]. Общие Требования; ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация [44];
2. Недостаточная вентиляция и загазованность воздушной среды		+	+	
3. Воздействие шума, вибраций	+	+	+	

Продолжение таблицы 23

4. Содержание опасных веществ в воздухе	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование Производственное. Общие требования Безопасности [45] ;
5. Движущиеся машины и механизмы	+	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [46]. ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [47]; ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения [48].

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Неблагоприятные метеорологические условия

В процессе утилизации попутного нефтяного газа, например, при закачке попутного нефтяного газа в пласт работа осуществляется на открытом воздухе. Неблагоприятные метеорологические (погодные) условия оказывают негативное воздействие на организм человека, его производственную деятельность, в результате которого возможно нанесение ущерба здоровью, существует вероятность того, что произойдёт несчастный случай.

Чаще всего районы добычи нефти и соответственно переработки попутного нефтяного газа сосредоточены в северной части России, в условиях крайне низких температур воздуха. При длительном нахождении на открытом воздухе под воздействием холода, дыхание человека становится неритмичным, при этом частота и объём вдоха увеличиваются. Также проблемой связанной с неблагоприятными метеорологическими условиями является развитие гипотермии у персонала месторождения. Причинами возникновения данной проблемы заключаются в проведении производственных процессов в условиях

низкой температуры, большой подвижности, а также при высокой влажности воздуха.

Скорость ветра оказывает негативное воздействие на производственный процессы. В зависимости от географического положения конкретного месторождения параметры скорости ветра для приостановки работ устанавливаются различные. Рассмотрим данные параметры в Томской области, регулируемые Постановлением № 370 от 16.12.02 г. «Об организации работ в холодное время года на открытом воздухе и закрытых необогреваемых помещениях на территории Томской области» [49].

Таблица 24 – Параметры скорости ветра для приостановки работ согласно Постановления № 370 от 16.12.02 г. в Томской области.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5

Недостаточная вентиляция и загазованность воздушной среды

Попутный нефтяной газ имеет плотность более высокую чем воздух, вследствие этого он скапливается в заглоблённых местах. При неправильной проектировки вентиляции в помещениях, отсутствии ветра в период нарушения герметизации трубопровода и проведении работ в непосредственной близости от него, происходит отравление персонала, попутный нефтяной газ действует удушающе. Если месторождение использует факельные установки как основной способ утилизации ПНГ, тогда персонал через воздух или продукты питания получает вред от веществ, выделяемых при его сгорании.

Для снижения воздействия данного вредного фактора, персоналу месторождения необходимо осуществить создание системы рациональной вентиляции в помещениях с применением естественной вентиляции, использование средств индивидуальной защиты (СИЗ) — противогазы и респираторы.

Воздействие шума, вибраций

При утилизации попутного нефтяного газа газлифтным способом возможно создание шума спецтехникой

При утилизации попутного нефтяного газа на ГПЗ и ГПЭС, ГТЭС возникают источники интенсивного шума, который распространяется в воздушной среде близлежащих территорий, помещений. Для транспортировки необходимо провести процесс компримирования ПНГ, сопровождающийся значительными шумами, в некоторых случаях при установке мощных компрессорных станций (КС) уровень звука достигает 128 дБА на звукоактивной поверхности технологического оборудования, а также до 92 дБА в производственных помещениях.

Во время сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках возникает шум при механических колебаниях, которые происходят во всех средах. В среднем принято считать, что фоновый шум у основания пламени факельной установки составляет 78 дБ. Было проведено испытание, результатами которого стал замер уровня звук в направлении ветра, при том что расстояние от трубы составляло 4-9 м.

Таблица 25 – Уровень звука в направлении ветра

Длина пламени, м	Расход газа, м ³ /с	Уровень звука, дБ
27	0,5	89-94
31	18,4	95-99
43	25,9	108-112

Осуществление производственной деятельности в условиях высокой интенсивности уровня шума отрицательно воздействует на организм человека, после 6-7 ч рабочей смены происходят нарушения функции вегетативной нервной системы и деятельности головного мозга.

Защитой от шума на кустовых площадках, утилизирующих попутный нефтяной газ факельным методом, применяется увеличение диаметра трубы, использование СИЗ, а именно средства защиты органов слуха (противошумные шлемы, противошумные вкладыши, противошумные наушники).

Производственную деятельность оператора ДНГ сопровождают вибрации, норма которых по действующему законодательству составляет 92 дБ и соответственно 63 Гц согласно ГОСТ 12.1.012-90 [42]. При утилизации попутного нефтяного газа источниками попутного нефтяного газа являются различные технологические агрегаты, используемые для повышения давления газа, его транспортировки.

Вибрация оказывает негативное влияние на работоспособность, стрессоустойчивость, эмоциональное состояние, увеличивает вероятность несчастного случая.

Для защиты от вибраций применяют виброгасители, виброизоляцию производственных агрегатов, их жёсткое присоединение к фундаменту большой массы. Также эффективным средством защиты являются СИЗ, а именно рукавицы с прокладкой на ладонной поверхности и обувь на толстой мягкой подошве, согласно ГОСТ 12.4.002-84 «Средства индивидуальной защиты рук от вибрации» [50]; ГОСТ 12.4.024-8 «Обувь специальная виброзащитная» [51].

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Содержание опасных веществ в воздухе

Токсичные соединения выделяемые при сжигании ПНГ аккумулируются в источниках питьевой воды, в почве, растениях и животных, при низкой скорости ветра возможно формирование высоких концентраций в воздухе.

Через пищевые цепочки токсические вещества накапливаются в организме человека и вызывают поражение жизненно важных органов, наиболее опасной является смесь ароматических углеводородов и сероводорода. Длительное воздействие данных веществ вызывает повреждение центральной нервной системы рабочего персонала, в некоторых случаях при больших концентрациях возможен паралич дыхательного и сосудистого отделов мозга.

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны регулируются ГН 2.2.5.3532–18 [47].

Для защиты от данного опасного фактора провидится ряд следующих мероприятий: осуществление контроля за состоянием воздушной среды, использование СИЗ, рациональное устройство рабочих мест с выполнением требований и норм по расстановке оборудования, обеспечение здоровых и безопасных условий труда.

Движущиеся машины и механизмы

При выполнении газлифтных работ, попутный нефтяной газ закачивает в пласт высоконапорными насосами, в устройство которых входит множество вращающихся частей, в случае чрезвычайной ситуации (ЧС) они могут представлять угрозу жизни персонала кустовой площадки. Также насосы используются при подготовке ПНГ к транспортировке на ГПЗ, при переработке на ГПЭС, ГТЭС. Таким образом, необходимо принимать меры во избежание летальных исходов на производстве,

Превентивными мерами во избежание ЧС, возникающих из-за движущихся машин и механизмов является: мониторинг целостности защитных ограждений, плановая и неплановая проверка состояния оборудования, тормозных и пусковых устройств осуществляется по ГОСТ 12.2.003-91 [45]. Во время проведения работ необходимо строго соблюдать технику безопасности, форму одежды.

5.3 Экологическая безопасность

В процессе утилизации попутного нефтяного газа методом факельного сжигания, закачкой попутного нефтяного газа обратно в пласт, переработкой на ГПЗ, выработкой электроэнергии на ГТЭС, ГТЭС происходит техногенное воздействие на окружающую среду. Данные мероприятия становятся причинами отрицательных процессов, формирующихся в атмосфере, литосфере, гидросфере. Для минимизации ущерба от утилизации попутного нефтяного газа, необходимо осуществлять комплекс мер по защите экологии.

Защита атмосферы

В результате сжигание попутного нефтяного газа на факельных установках происходит значительное загрязнение воздушного пространства близлежащих территорий. В воздух выделяются оксиды азота, бензол, тяжёлые металлы, сернистый ангидрид, сероводород, парниковые и другие газы, оказывающие отрицательное воздействие на атмосферу. Данная информация основана на исследованиях Всемирного фонда дикой природы (WWF) по состоянию на 2017 год.

Защита атмосферы от загрязнения при утилизации ПНГ осуществляется согласно ГН 2.2.5.3532–18 [47]. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. С помощью данного нормативного акта производится анализ отрицательного воздействия и принимается дальнейшее решение по его устранению либо снижению.

Мерами защиты по снижению ущерба от утилизации ПНГ является:

- снижение объёмов сжигания попутного нефтяного газа, переход к процессам глубокой «безотходной» переработки;
- мониторинг герметичности трубопроводов;
- контроль уровня выхлопных газов транспортных средств;
- увеличение штрафных санкций за превышение допустимых норм по сжиганию попутного нефтяного газа.

Защита гидросферы

Во время выпадения осадков в районах сжигания попутного нефтяного газа, в водную среду выпадают загрязняющие вещества из воздуха, которые оседают на дне водоёмов в виде осадки или распространяются по водной поверхности в виде плёнки. При попадании в водоёмы тяжёлых фракций нефти приводит к изменению состава донных отложений, что способствует замедлению процессов самоочищения водной среды. Выпадение ароматических соединений способствует повышению концентраций канцерогенных веществ в воде [53].

Попутный нефтяной газ сепарируется из нефти, поэтому возможны риски разлива нефти, которые могут привести к загрязнению гидросферы. Защита гидросферы при утилизации попутного нефтяного газа основана на ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. Также используется ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. Данные стандарты позволяют осуществить наиболее эффективную защиту гидросферы от загрязнения нефтепродуктами при утилизации ПНГ.

Мерами защиты гидросферы является:

- контроль за герметичностью трубопроводов;
- внедрение безотходных и безводных технологий;
- обеззараживание и очистка вод для водоснабжения.

Защиты литосферы

В радиусе 20-200 м от сжигания попутного нефтяного газа из-за воздействия высоких температур образуется «мёртвая зона» характеризуемая полным выжиганием гумусово-аккумулятивных горизонтов почв. Также происходит деградация верхних слоёв, изменение гранулометрического состава, формирование геохимических аномалий, вызванных длительным накоплением токсикантов в почвах. В регионах с высокими объёмами сжигания попутного нефтяного газа значительно снижается плодородность почв, данная информация основывается на исследованиях Всемирного фонда дикой природы (WWF) по состоянию на 2017 год [1].

Утилизация ПНГ неразрывно связано с нефтью, поэтому всегда существуют риски разлива нефти, которые наносят значительный и даже непоправимый ущерб почвам нефтедобывающих регионов [53].

Защита литосферы основывается на ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.

Мерами защиты литосферы является:

- контроль за герметичностью трубопроводов;

- сокращение объёмов сжигания ПНГ;
- рекультивация повреждённых земель.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Рассмотрим чрезвычайные ситуации (ЧС), которые могут возникнуть в процессе утилизации ПНГ на нефтяном месторождении:

- взрывы, пожары;
- загазованность объектов и окружающей среды;
- нарушение герметичности трубопроводов;
- нарушение электроснабжения.

При проведении работ по утилизации ПНГ необходимо использовать СИЗОД, проводить газовый анализ ГВС с помощью газового анализатора, при выполнении всех работ использовать методику «5 шагов безопасности».

Утилизация ПНГ неразрывно связана с эксплуатацией установок комплексной подготовки газа (УКПГ), в ходе которой возможно проявление нарушения герметичности в виде пропусков фланцевых соединений, а также нарушение изоляции кабельной линии, выражающейся в разрыве кабеля, отсутствии изоляции.

Меры предотвращения ЧС на УКПГ:

- УКПГ должны иметь системы очистки, осушки, подогрева и ингибирования газа;
- Запрещается пуск установки при неисправных системах контроля опасных параметров процесса и системах защиты;
- Предупредительная и аварийная сигнализации должны быть постоянно включены в работу.

Самым опасным видом ЧС являются взрывы и пожары, которые могут произойти стихийно, привести к жертвам среди персонала месторождения, значительным финансовым убыткам нефтедобывающей компании. Факельные установки характеризуются повышенной степенью опасности по сравнению с другим технологическим оборудованием.

В момент возникновения ЧС работник обязан покинуть зону пожара или взрыва, позвонить в пожарную охрану, сообщить о случившемся вышестоящему по должности руководству, провести мероприятия по защите людей от опасности, в случае необходимости осуществить спасение людей и их эвакуацию.

В любой обстановке необходимо использовать СИЗ, сделать всё возможное для снижения губительных последствий аварии, руководствоваться «Планом возможных аварий».

Основные меры по предотвращению ЧС, включают в себя: соблюдение норм и правил пожарной безопасности; применение средств пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре; изоляция горючей среды; применение конструкции объектов регламентированных пределами огнестойкости. Регулирование ЧС осуществляется по ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.

Вывод

В главе «Социальная ответственность» были проанализированы вредные и опасные факторы, которым подвержен персонал кустовой площадки при утилизации попутного нефтяного газа газлифтным метод, также методом транспортировки на ГПЗ и методом факельного сжигания. Для уменьшения вредных последствий данных факторов, необходимо осуществлять политику рационального использования трудовых ресурсов, соблюдения действующих отраслевых правил безопасности на предприятиях нефтегазового промысла. Сжигание попутного нефтяного газа приводит к выбросам в атмосферу миллионов тонн загрязняющих веществ, которые усиливают парниковый эффект, оказывают пагубное воздействие на окружающую среду. Таким образом, следует использовать технологии глубокой переработки ПНГ, значительно сократить объёмы сжигания ПНГ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены современные методы утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях Западной Сибири, выявлены причины неполной утилизации, произведена оптимизация методов утилизации, выявлена их применимость относительно фонда скважин Западной Сибири.

Для эффективной разработки месторождений необходимо уделять особое внимание утилизации ПНГ, так как в результате его факельного сжигания происходит значительное ухудшение экологической обстановки, накопление экономических потерь из-за отсутствия реализации продуктов переработки ПНГ, получение штрафных санкций от органов государственного регулирования.

Наиболее эффективными методами утилизации ПНГ на сегодняшний день являются: переработка на ГПЗ, газлифтный, метод ВГВ и выработка электроэнергии. Данные методы продемонстрировали свою эффективность при применении к фонду скважин месторождений Западной Сибири. Выбор метода по утилизации ПНГ осуществляется согласно конкретным геологическим, географическим условиям, количеству добываемой нефти, удалённости от ГПЗ, наличию развитой системы трубопроводов.

Всё большей актуальностью обладает проблема решения утилизации ПНГ на территории России, так как Россия занимает лидирующие позиции по объёмам факельного сжигания в мире, на государственном уровне обсуждаются пути решения, вводятся дополнительные льготы недропользователям, демонстрирующим высокие показатели утилизации ПНГ.

Проведение водогазового воздействия на пласт с использованием ПНГ показывает экономическую эффективность.

Меры производственной безопасности при утилизации попутного нефтяного газа газлифтным методом на кустовой площадке месторождения, позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов. Были рекомендованы мероприятия по их устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Попутный нефтяной газ в России: «Сжигать нельзя, перерабатывать!» Аналитический доклад об экономических и экологических издержках сжигания попутного нефтяного газа в России. — М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2013.— 88 с.
2. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России – 2017» А.Ю. Книжников, А.М. Ильин, Всемирный фонд дикой природы (WWF), Москва, 2017 год, 32 с.
3. ГОСТ 31371.7. Определение состава ПНГ методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности.
4. ГОСТ Р 53367. Определение серосодержащих компонентов хроматографическим методом.
5. ГОСТ 31371.7. Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности.
6. ГОСТ 22387.4. Газ для коммунально-бытового потребления. Метод определения содержания смолы и пыли.
7. Федеральный Закон «О государственном регулировании использования нефтяного (попутного) газа».
8. Постановления Правительства РФ от 08.11.2012 N 1148 (ред. от 13.12.2019) «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа».
9. Власова Г.В. Оборудование Процессов Переработки Нефти И Газа / Власова Г.В. М.: Москва, Издательство «Ленанд» – 2018. – 223 с.
10. Кутепова Е.А., Книжников А.Ю., Кочи К.В. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России: ежегодный обзор. Вып. 4. М.: WWF-России, КПМГ, 2012. 35 с.
11. Г. Выгон, А. Рубцов, С. Ежов. Утилизация попутного нефтяного газа: проблема 2012. Энергетический центр «Сколково», 2012

12. Шмелёв П. Попутная прибыль. Использование попутного нефтяного газа: мировой опыт / Шмелёв П.// Сибирская нефть. – 2018. – №5 (152). – С. 16-23.
13. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов / А.И. Скобло, Ю.К. Молоканов, АИ. Владимиров, В.А. Щелкунов. —3-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 2000.
14. Брагинский О.Б. Утилизация попутного нефтяного газа – фактор рационального использования углеводородного сырья/ О.Б. Брагинский// Текст научной статьи по специальности «Экономика и бизнес». 2014г.
15. Газотурбинные установки в нефтяной и газовой промышленности. Могильницкий И.П., Стешенко В.Н. Изд-во «Недра», М., 1971, стр.160.
16. А. Б. Бзаров – ОАО «Доминанта-Энерджи». Статья Особенности подготовки ПНГ для использования в ГТУ. [Электронный ресурс].-URL: <http://www.turbine-diesel.ru/rus/node/2721>
17. Статья о ГТЭС [Электронный ресурс].-URL: <https://mks-group.ru/a/gazoturbinnaya-elektrostantsiya>
18. Статья НПО «Газовые электростанции» об утилизации ПНГ на ГПЭС [Электронный ресурс].-URL: <https://npo-ges.ru/stantsii-na-poputnom-gaze/>
19. Статья о процессе « ПНГ в БТК» [Электронный ресурс].-URL: <https://en.ppt-online.org/50564>
20. Статья о GTL-технологиях [Электронный ресурс].-URL: <https://neftegaz.ru/science/petrochemistry/332134-gtl-tekhnologii-po-perevodu-gaza-v-zhidkoe-sostoyanie/>
21. Кокорев В.И. Газовые методы-новая технология увеличения нефтеотдачи пластов//Нефтепромысловое дело, 2009, №11.С.24-27
22. Алексеев А. Газовый фактор. Технология обратной закачки газа в нефтяной пласт/ Алексеев А.// Сибирская нефть – 2018 – №5 (152) – С. 30-37.
23. Кортаев Ю. П., Закиров С. Н., Переработка попутного нефтяного газа на сложных месторождениях, М., 1988

24. Афанасьева А.В., Зиновьева Л.А. Опыт разработки нефтегазовых залежей. Москва : Недра, 1980. 225с
25. Статья о газлифтном способе эксплуатации нефтяных скважин. [Электронный ресурс].-URL: <https://asuneft.ru/transportirovka/gazliftnaya-ekspluatatsiya-neftyanyh-skvazhin-ispolzovanie-gazlifta.html>
26. Статья о применение газлифтного метода утилизации ПНГ на Новопортовском месторождении. [Электронный ресурс].-URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2018-june/1715823/#vrez1>
27. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Часть 1 / Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П. и др. – Территория НЕФТЕГАЗ. – 2006, № 2, с.54-59
28. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Часть 2. Исследование довытеснения модели нефти водогазовыми смесями после заводнения / Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П. и др. – Территория НЕФТЕГАЗ. – 2006, № 3, с. 48-51.
29. Исследование характеристик насосно-эжекторных систем для водогазового воздействия на пласт / Дроздов А.Н., Красильников И.А., Вербицкий В.С. и др. – Территория НЕФТЕГАЗ. – 2008, № 2, с. 60-63.
30. Егоров Ю.А. Разработка технологии водогазового воздействия с использованием насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов: Автореферат. Дис. канд. тех. Наук. — Москва, 2006г.–28 с.
31. Лысенко В.Д. Проблемы разработки залежей нефти при газовом заводнении и чередующейся закачке воды и газа. - Нефтепромысловое дело, 2017, №2, с. 4
32. Статья компании «Криогастех» о сжижении ПНГ [Электронный ресурс].-URL: <http://www.cryogastech.ru/upload/iblock/85a/paper1.pdf>
33. Сайт компании «ГМС Компрессоры» [Электронный ресурс].-URL: <http://www.hms-compressors.ru/>

34. Статья компании "ГРАСИС" об оборудовании по закачке ПНГ в пласт. [Электронный ресурс].-URL: <https://www.grasys.ru/proekty-podkljuch/zakachka-poputnogo-neftyanogo-gaza-v-plast/>
35. Статья – оборудование для систем ППД, водогазового воздействия на пласт и утилизации попутного нефтяного газа [Электронный ресурс].-URL: https://www.novometgroup.com/assets/files/conferences/media/IP-7-2017_kotelnikov-p.pdf
36. Гутман И.С., Нефть. Газ. Новации./ Качкина Е.А., Шалупина А.В./ РГУ нефти и газа им. Губкина И.М., г. Москва/ Семянов А.А. /ОАО "ЛУКОЙЛ", г. Москва/ Скачек К.Г./ ООО "Лукойл-Западная Сибирь", г. Когалым/ – 2013 г. - №2. – с.15-22.
37. Дроздов А.Н., Агеев Ш.Р., Рабинович А.И., Ковригин А.Г., Дроздов Н.А. Совершенствование насосно-эжекторных систем для водогазового воздействия на пласт. - Бурение и нефть, 2008, №07-08, с. 45-48.
38. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)
39. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
40. ГОСТ 12.1.005-76 Система стандартов безопасности труда. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования.
41. ГОСТ 23000-78. Система «Человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования.
42. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
43. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
44. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
45. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование Производственное. Общие требования Безопасности.

46. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
47. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
48. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.
49. Постановление № 370 от 16.12.02 г. «Об организации работ в холодное время года на открытом воздухе и закрытых необогреваемых помещениях на территории Томской области».
50. ГОСТ 12.4.002-84 «Средства индивидуальной защиты рук от вибрации».
51. ГОСТ 12.4.024-8 «Обувь специальная виброзащитная».
52. Статья о мерах защиты гидросферы от воздействия факельного сжигания ПНГ [Электронный ресурс]. - URL: https://spravochnick.ru/bezopasnost_zhiznedeyatelности/obespechenie_chistoty_okruzhayuschey_sredy_i_prirodnih_resursov/zaschita_gidrosfery/
53. Ишанова О.С. Оценка экологического состояния почвы в зоне влияния добывающей промышленности / О.С. Ишанова, О.В. Чекмарева. // Вестник ОГУ, 2013. № 10. С. 261 - 263.