

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»
(ПНИПУ)**

Факультет: Горно-нефтяной (ГНФ)

Кафедра: Инновационные технологии добычи нефти и газа (ИДНГ)

Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело

Образовательная программа: Технология разработки интеллектуальных месторождений

Допускается к защите

Зав. кафедрой ИДНГ

_____ О.В. Третьяков

«07» июня 2021 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

Магистерская диссертация

на тему

«Разработка рекомендаций по использованию попутного нефтяного газа

Студент: _____  И.А. КАЗАКОВ

Группа: ТРИМ-19-1м

Состав ВКР:

1. Пояснительная записка на _____ стр.
2. Графические приложения на _____ листах.

Научный
руководитель:

_____ канд. экон. наук, зав. каф. ИДНГ
О.В. Третьяков

Руководитель
образовательной
программы:

_____ канд. экон. наук, зав. каф. ИДНГ
О.В. Третьяков

Проверено на
наличие
заимствования:

_____ ассистент каф. ИГТ
Н.А. Корякова

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»
(ПНИПУ)**

Факультет: Горно-нефтяной (ГНФ)

Кафедра: Инновационные технологии добычи нефти и газа (ИДНГ)

Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело

Образовательная программа: Технология разработки интеллектуальных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ИДНГ
О.В. Третьяков
«12» февраля 2020 г.

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
(магистерской диссертации)**

Фамилия И.О.: Козаков Иван Александрович

Группа: ТРИМ-19-1м

Начало выполнения работы: 12.02.2020

Сроки представления работы на рецензию: 13.06.2021

Защита работы на заседании ГЭК _____

1. Наименование темы:

Разработка рекомендаций по использованию попутного
нефтяного газа

2. Исходные данные к работе:

РД 39-0147103-344-86 Правила технической эксплуата-
ции систем сбора и внутрипромыслового транспорта
нефти и газа

РД 153-39.0-047-00 Регламент по созданию постоянно
действующих геолого-технологических моделей нефтяных
и газонефтяных месторождений

3. Содержание пояснительной записки:

1. Литературный обзор
2. Подбор объектов для внедрения технологии
3. Варианты применения методов утилизации ПНГ на объектах ЦДНГ-7
4. Технико-экономическое обоснование

4. Дополнительные указания:

5. Основная литература:

1. Дуб Н.Я. Экономическая эффективность проектов полезного использования ПНГ. – Научный альманах 2019.
2. Утилизация и рациональное использование ПНГ. Шагилов А.Н. Радеев В.Г. – Уфа: ИИХП РБ, 2015

Научный
руководитель:

О.В. Третьяков

Руководитель
образовательной
программы:

канд. экон. наук, зав. каф. ИДНГ
О.В. Третьяков

Задание получил:



Казачков И.А.

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	1
ВВЕДЕНИЕ.....	6
ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР МЕТОДОВ УТИЛИЗАЦИИ ПНГ	8
1.1. Общие сведения о ПНГ	8
1.2. Обзор отечественного и зарубежного опыта по использованию ПНГ ...	9
1.3. Варианты использования ПНГ с высоким содержанием азота	12
1.4. Выводы по главе	16
ГЛАВА 2. ПОДБОР ОБЪЕКТА ДЛЯ ВЫРАБОТКИ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ПНГ	17
2.1. Определение типовых критериев для подбора объекта	17
2.2. Газовый фактор.....	17
2.3. Расход газа на ДНС	18
2.4. Компонентный состав газа	22
2.5 . Эксплуатационное бурение и ввод новых скважин.....	26
2.9. Анализ системы сбора, транспорта и подготовки Западного месторождения	27
2.7. Анализ системы сбора, транспорта и подготовки Ножовского месторождения	31
2.8. Анализ текущего состояния разработки объекта.	33
2.9. Выводы по главе	46
ГЛАВА 3. ВАРИАНТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УТИЛИЗАЦИИ ПНГ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЦДНГ	47
3.1. Использование путевых подогревателей на Ножовском месторождении	47
3.2. Использование теплогенератора на Ножовском месторождении	50
3.3. Применение газотурбинных и газопоршневых установок	54
3.4. Применение технологии водогазового воздействия	60
3.5 Очистка азота от ПНГ.....	66
3.6. Выводы по главе	68
ГЛАВА 4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УТИЛИЗАЦИИ ПНГ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЦДНГ-7.....	69

4.1. Технология водогазового воздействия	69
4.2. Использование газопоршневой установки	74
4.3. Использование теплогенератора	74
4.4. Выводы по главе	77
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	79

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследования. Проблема сжигания попутного нефтяного газа в России и мире является актуальной и широко обсуждаемой все последние годы. Непродуктивное сжигание ПНГ обусловлено рядом причин экологического, технического и экономического характера, а также особенностями правового регулирования нефтедобывающей отрасли в Российской Федерации. Альтернативой сжиганию ПНГ является его рациональное использование. Нефтяная компания занимает около 15% рынка ПНГ в России. На данный момент компания активно внедряет и поддерживает существующие технологии для рационального использования ПНГ. Помимо месторождений, с составом и количеством ПНГ, удовлетворительными, для его рационального использования, существует ряд месторождений, где классические методы утилизации ПНГ не могут быть реализованы, в связи с компонентным составом, количеством выделяемого газа и текущей инфраструктурой промысла.

Предмет исследования. В качестве объекта исследования был выбран ЦЕХ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА . Сложность использования ПНГ с месторождений ЦДНГ-7 заключается в высоком содержании азота, и низком газовом факторе. Массовая концентрация азота в попутном нефтяном газе может достигать 70%, при этом газовый фактор не превышает 20 м³/т.

Цель диссертационной работы - поиск вариантов использования ПНГ с высоким содержанием азота и оценка возможности применения данных вариантов в ЦДНГ-7.

Основные задачи исследования:

1. Анализ существующих методов использования ПНГ на промысле
2. Подбор потенциальных объектов для использования ПНГ в ЦЕХ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.
3. Теоретические расчеты и математическое моделирование возможных вариантов использования ПНГ.

4. Оценка технологической и экономической эффективности рассматриваемых вариантов.

ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР МЕТОДОВ УТИЛИЗАЦИИ ПНГ

1.1. Общие сведения о ПНГ

Попутный нефтяной газ – смесь углеводородов, получаемых при добыче и сепарации нефти. Это побочный продукт нефтедобычи. Специфика добычи попутного нефтяного газа (ПНГ) состоит в том, что он является побочным продуктом нефтедобычи. По геологическим характеристикам различают газ газовых шапок и газ, растворенный в нефти. ПНГ представляет собой смесь газо- и парообразных углеводородных и неуглеводородных компонентов, выделяющихся из нефтяных скважин и из пластовой нефти при ее разгазировании.

Основными компонентами попутных нефтяных газов являются углеводороды от метана до гексана, включая изомеры С₄ – С₆. Неуглеводородные компоненты попутных нефтяных газов могут быть представлены азотом, углекислым газом, гелием, аргоном, а также сероводородом, количество которого достигает иногда нескольких процентов, в ряде случаев встречается водород.

Существует несколько альтернатив сжиганию попутного газа. Среди них выделяется поставка ПНГ на химические и газоперерабатывающие производства, что требует создания инфраструктуры подготовки и транспортировки. Все шире распространяется использование ПНГ в качестве топлива при производстве электрической энергии (ГТЭС, ГПЭС) непосредственно в районах нефтедобычи. Электроэнергия, получаемая на основе попутного газа, позволяет значительно повысить обеспеченность этих регионов собственными мощностями и сократить энергопоставки из единой энергетической системы страны. Устойчивый рост тарифов на электроэнергию делает такое использование ПНГ перспективным и экономически выгодным [1].

Возможности применения ПНГ значительно шире, чем природного газа, так как химический состав его богаче. В ПНГ содержится меньше метана, чем в природном газе, но значительно больше гомологов метана. Чтобы

использовать ПНГ более рационально, его разделяют на фракции узкого состава. После разделения получают газовый бензин и этан, которые используются в нефтехимии, пропан-бутановую фракцию и сухой газ (метан) [2].

1.2. Обзор отечественного и зарубежного опыта по использованию ПНГ

В настоящее время доля утилизации ПНГ в развитых странах – США, Канаде, Норвегии – составляет 99 – 100%, тогда как в России, странах Ближнего Востока и Африки значительная часть попутного газа сжигается в факелах. Основные направления квалифицированного использования попутного нефтяного газа представлены на рисунке 1.1.

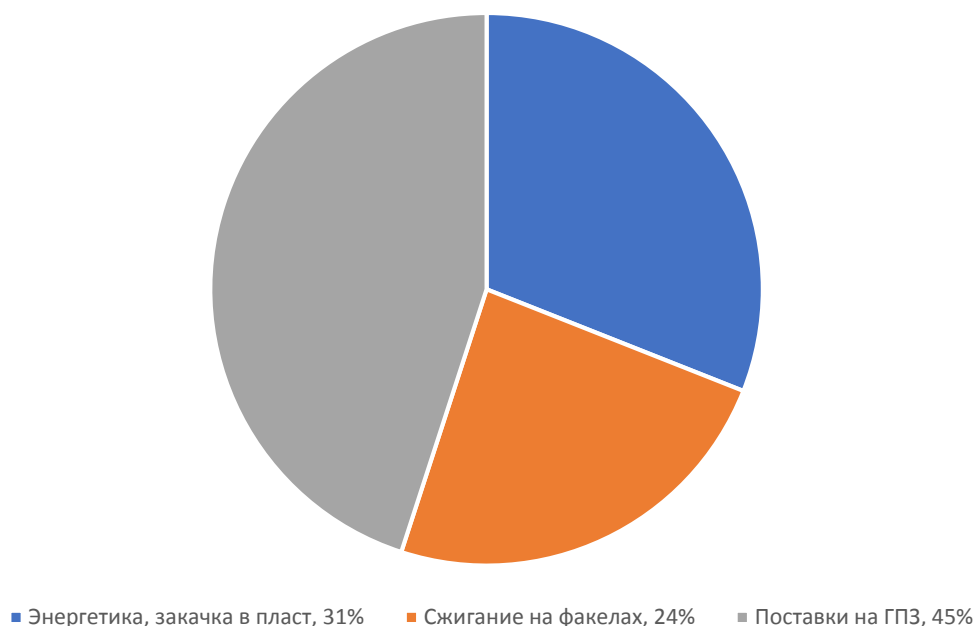


Рисунок 1.1. - Использование ПНГ в России, %

- Переработка на ГПЗ. Процесс переработки включает выделение гомологов метана и производство на их базе нефтехимической продукции, выделенный сухой отбензиненный газ поставляется далее в энергетику. Кроме того, из отбензиненного газа могут быть получены СПГ, а также жидкое топливо;
 - Сайклинг-процесс и закачка в пласт;
 - Энергетика. Сжигание в энергетических установках для производства электрической и тепловой энергии.

Получение и рациональное использование ПНГ в России становится в ряд приоритетных направлений развития нефтегазовой отрасли. Эта тенденция наметилась в 2012 году. Правительство РФ ввело тогда в действие жесткий целевой показатель, допускающий сжигание попутного газа на факелах в размере до 5% от объема добытого ПНГ. Подготовка к исполнению этого норматива, принятого в январе 2009 года, заняла у российских нефтяников четыре года. Однако уже по итогам 2012 года доля попутного нефтяного газа в общем объеме газа, добываемого нефтяными компаниями России, составила 76,4%. В абсолютных цифрах — 71,84 млрд м³ (по отношению к 2011 году прирост 5%). Значительным стимулом для рационального использования ПНГ стало также повышение платы за загрязнение окружающей среды при сжигании попутного газа. С 1 января 2013 года при расчете размера платежа начал применяться повышающий коэффициент 12, с 2014 года он удвоен до 25, тогда как в 2012 году был лишь 4,5. Если месторождение не оборудовано приборами учета объемов ПНГ, повышающий коэффициент увеличивается до 120 (в 2012 году такой коэффициент равнялся 6). Помимо значительного ужесточения финансовых санкций, российские нефтяники получили и «пряник» — возможность учёта понесенных затрат при расчете платежей. Тогда, в 2013 году, выявилась пятерка лидеров по отбору ПНГ при добыче нефти: Роснефть (с объемом 15,5 млрд м³) и теперь уже составная ее часть ТНК-ВР (14,8 млрд м³); Сургутнефтегаз (12,31 млрд м³); ЛУКОЙЛ (9,42 млрд м³); Газпром нефть (6,36 млрд м³). В остальных нефтедобывающих компаниях уровень получения попутного газа гораздо ниже — от 0,5 до 1,7 млрд м³. Эксперты определили еще одну призовую номинацию — снижение количества газа, сжигаемого на факелах. Здесь пальму первенства получил ЛУКОЙЛ, который в 2013 году сумел на 40% сократить объемы уничтоженного ПНГ. Однако в тот год общероссийский газовый факел все-таки «добавил жару» на 2% и увеличил количество сгоревшего газа до 17,07 млрд м³. Свой «вклад» внесли отдаленные месторождения Восточной Сибири, где в 2013 году было сожжено

7,55 млрд м³ ПНГ. Другой важный критерий, по которому определяются лучшие, это доля попутного газа, направленного в энергетику — в качестве топлива, и на газохимическую переработку — как особо ценное углеводородное сырье. Среднеотраслевой уровень утилизации ПНГ в стране составляет порядка 80%. По итогам 2014 года нефтедобывающие лидеры приближаются к показателю 95% или даже превышают его. Поэтому так важен опыт ведущих компаний по использованию попутного газа [3].

Потребность в пропан-бутановой фракции как автомобильном топливе на внутреннем рынке с каждым годом растет. За последние 15 лет среднегодовой темп роста достиг 3,6 % в год. К тому же с экологической точки зрения использование газомоторного топлива предпочтительнее, так как снижает выброс загрязняющих веществ в атмосферу. Стоит отметить, что проблема утилизации попутного нефтяного газа для России является давней проблемой. Еще в СССР была создана сеть трубопроводного транспорта по сбору и транспортировке ПНГ на газоперерабатывающие заводы. Однако эта мера эффективна лишь при большом уровне добычи ПНГ; для маленьких месторождений строительство и поддержание трубопроводной системы не рентабельны. При системе, существовавшей в СССР, ПНГ транспортировался на нефтехимические комбинаты (НХК) и перерабатывался. Сегодня НХК в среднем по России загружены не более 65 %, а сырье для переработки сжигается на факелах/ [2].

Для выбора оптимального варианта использования ПНГ необходимо учесть большое количество факторов, влияющих на рентабельность рассматриваемых направлений и технологий утилизации газа:

1. Геолого-технические:

- объем запасов ПНГ, динамика его добычи;
- территориальное разделение запасов;
- компонентный состав ПНГ;
- существующая инфраструктура и расстояние до объектов его использования;

- технические возможности оборудования и уровень технологий.

2. Экономические:

- стоимость ПНГ, продуктов его переработки, электроэнергии и тепла;
- налоговая составляющая;
- размер штрафных санкций за сжигание ПНГ;
- величина капитальных вложений на строительство объектов по использованию ПНГ;
- величина эксплуатационных затрат.

1.3. Варианты использования ПНГ с высоким содержанием азота

Сложность утилизации ПНГ на месте добычи связана с нестабильностью состава и объема подлежащего переработке газа, высоким содержанием в нём тяжелых углеводородов, воды, сероводорода и других вредных примесей, требующих существенной предварительной подготовки, нерентабельностью переработки относительно небольших количеств такого газа традиционными классическими методами.

Ввиду высокого содержания азота в ПНГ существует потребность в отделении азота от горючих газов в смеси, для дальнейшего использования ПНГ как топлива.

В настоящее время для разделения газов используют абсорбционные, адсорбционные, и криогенные технологии. Основными недостатками данных технологий является их многостадийность, громоздкость оборудования и сложность аппаратного оформления. Кроме того, недостатками абсорбционных и адсорбционных технологий являются высокие затраты на регенерацию адсорбентов и доставку партий свежего адсорбента при его замене, замену абсорбционных реагентов при снижении их емкости по отделяемым компонентам, ущерб от коррозионного воздействия растворов адсорбентов. Недостатком криогенных технологий также являются высокие энергетические затраты на охлаждение сырья [4]

В работе [4] был предложен способ подготовки попутного нефтяного газа с высоким содержанием азота, заключающийся в предварительном отделении азота от горючих компонентов с использованием технологии гидратообразования (рисунок 1.2), в результате чего азот безопасно рассеивается в атмосфере или применяется как товарный продукт, а полученные гидраты горючих компонентов газа полезно используются в теплоэнергетических установках.

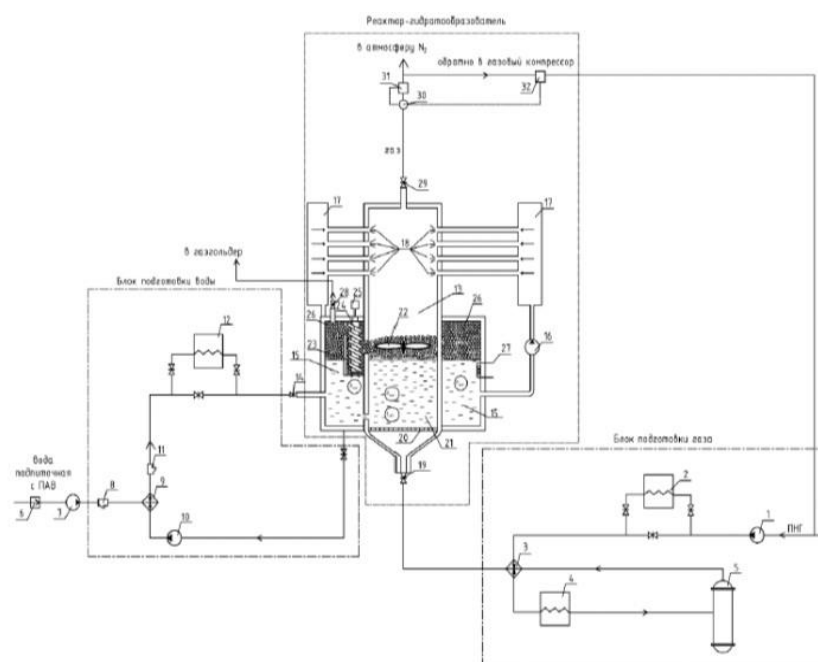


Рисунок 1.2. - Схема установки для отделения азота попутного нефтяного газа путем перевода остальных его компонентов в газогидратное состояние.

Установка состоит из блоков подготовки газа и воды, реактора-гидратообразователя и микропроцессорной системы управления дожимным компрессором и водяными насосами. ПНГ в реактор-гидратообразователь подается определенными порциями, и отделение азота от остальных компонентов в каждой порции газа производится за несколько циклов.

В работах [5] проведены исследования по возможности применения газотурбинных установок для утилизации ПНГ с высоким содержанием азота.

Также существует способ отделения азота с помощью углеродных молекулярных сит, как описано в работе [7]. Отделение азота может осуществляться через сито, состоящее из углеродных частиц, как на рисунке 1.3.



Рисунок 1.3. Углеродное молекулярное сито

Углеродное молекулярное сито представляет собой материал (содержит в себе крошечные поры точного и однородного размера), который выступает в качестве адсорбента для газов. Изначально технология предназначалась для выделения азота из воздуха, за счет перекачки воздуха под избыточным давлением через сито. Разница в кинетических диаметрах молекул воздуха и азота позволяла эффективно адсорбировать молекулы кислорода на углероде. С попутным нефтяным газом процедура несколько усложняется, поскольку кинетические диаметры азота и метана близки по своим значениям (3,64 нм и 3,8 нм соответственно). Для удаления азота из газа, мембраны должны быть более точными по размеру (в сравнении с выделением азота из кислорода). Существует два способа отделения через углеродное молекулярное сито: первый основан на молекулярном просеивании (рис. 1.4 - а), второй на поверхностной диффузии (рис. 1.4. – б).



Рисунок 1.4. Способы отделения через углеродное молекулярное сито. Разница в размерах молекул метана и азота (0,16 нм) создает условия, при которых невозможно сохранить селективность и скорость потока газа. Но все же частицы метана сильнее адсорбируются в порах графита.

Поверхностная диффузия, наоборот, приводит к тому, что поток газа будет обогащен метаном. Данный подход является более гибким и практичным, поскольку при помощи варьирования диаметра пор, давления и температуры, можно подобрать оптимальный расход газового потока.

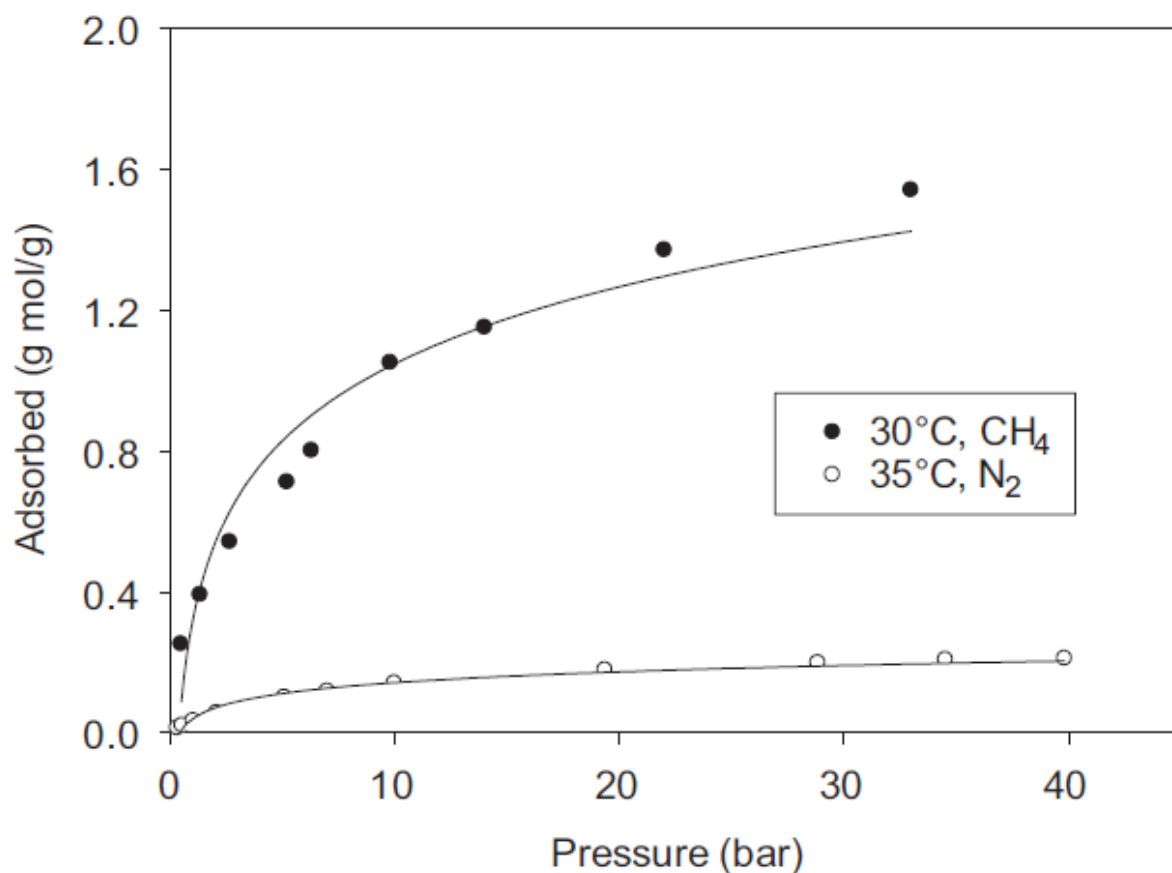


Рисунок 1.5 - Изотермы метана и азота

На рисунке 1.5 представлена изотерма адсорбции азота и метана при температуре 30° и 35° С, соответственно. По графику видно, что на при данных термобарических условиях (со средним размером пор сита приблизительно 4,6 нм), метан имеет адсорбционную способность примерно в шесть раз выше, чем у азота.

1.4. Выводы по главе

1. Проведен литературный обзор по отечественным и зарубежным работам по использованию попутного нефтяного газа.
2. Приведена количественная характеристика по использованию ПНГ в России, а также особенности данной деятельности.
3. Были предложены варианты по отделению азота от ПНГ и использованию попутного нефтяного газа.

ГЛАВА 2. ПОДБОР ОБЪЕКТА ДЛЯ ВЫРАБОТКИ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ПНГ.

2.1. Определение типовых критериев для подбора объекта

Для рационального использования попутного нефтяного газа с осложненными факторами в ЦДНГ-7 предполагается использование в качестве узла получения ПНГ – факельное хозяйство на ДНС. Для применения технологии были сформулированы следующие критерии:

- относительно высокий газовый фактор на добывающих скважинах месторождения;
- расход газа на ДНС должен быть не менее 3000 м³/сут;
- наличие факельного хозяйства;
- состав газа должен поддерживать постоянный процесс горения;
- наличие инфраструктуры для установки оборудования;
- перспективное увеличение расхода газа.

В текущий момент ЦДНГ-7 ведёт добычу с 8 месторождений

- Берёзовское
- Бугровское
- Западное
- Змеёвское
- Ножовское
- Опалихинское
- Падунское
- Первомайское

Стоит отметить динамику усредненных технологических параметров в рассматриваемых критериях, это связано с ограничением добычи по договоренности организации стран – экспортеров нефти ОПЕК+.

2.2. Газовый фактор

Для рассмотрения газового фактора взяты усредненные данные из ТРДС по каждому месторождению. Согласно проанализированным данным, самые

высокие газовые фактора отмечены в НСЖ из скважин, работающих на Верейские и Башкирские залежи. Данные представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Газовый фактор по месторождениям ЦДНГ-7

Месторождение	Газовый фактор, 01.2020, м ³ /м ³	Газовый фактор, 01.2021, м ³ /м ³
Берёзовское	8,66	8,79
Бугровское	10,3	10,22
Западное	10,5	10,34
Змеёвское	10,2	10,21
Ножовское	9,16	10,36
Опалихинское	12,35	13,2
Падунское	16,78	17,22
Первомайское	7,68	7,47

Из таблицы видно, что газовый фактор нефти на месторождениях Ножовской группы низкий относительно большинства месторождений Пермского края. Газовый фактор изменяется в пределах 7-20 м³/м³, что говорит о значительных ограничениях по применению газа на промышленном оборудовании. Также стоит отметить небольшое увеличение газового фактора (до 10 %) со временем.

2.3.Расход газа на ДНС

Анализ по расходу попутного нефтяного газа проведен по каждому площадному объекту отдельно. В связи с ограничениями ОПЕК+ часть эксплуатационного фонда была остановлена в мае 2020 г. Поскольку список скважин, остановленных по Международной договоренности ограничения добычи, каждый месяц изменяется, будут приведены данные за каждый месяц отдельно. Гистограмма по среднесуточным расходам ПНГ на ДНС представлена на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Среднесуточный расход газа по месяцам за 2020 год

В таблице 2.2 приведены усредненные данные по расходу газа в течение месяца. До марта 2020 года существенных изменений в расходах не наблюдается, с мая снижается расход по следующим ДНС: ДНС-0701, ДНС-0702, ДНС-0705, ДНС-0707. Снижение расхода газа связано с остановкой скважин по МДОД. При условии снятия ограничений по добыче перспективными объектами, для разработки рекомендаций по использованию ПНГ, становятся: ДНС-0702, ДНС-0705, ДНС-0707 и ДНС-0711.

В таблице 2.3 приведены данные по расходу газа на ДНС за первые 20 дней февраля. Суммарный среднесуточный расход газа по ЦДНГ меньше, чем до ограничения добычи, в текущей ситуации наиболее перспективными объектами для разработки рекомендаций по использованию ПНГ являются ДНС-0711, ДНС-0707.

Таблица 2.2 – Среднесуточный расход газа по месяцам

Площадной объект	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
ДНС-0701Пад	2,2	3,0	3,59	3,63	3,05	3,18	3,2	3,15	3,15	3,19
ДНС-0702Пад	3,38	3,1	2,2	3,24	2,19	2,0	0,96	0,998	0,98	0,99
ДНС-0704Оп	2,13	1,59	2,18	3,1	2,5	2,49	1,97	2,3	2,28	2,23
ДНС-0705Бер	3,91	3,6	3,63	2,85	1,3	1,3	1,17	1,14	1,27	1,21
ДНС-0706Буг	0,97	0,78	0,19	1,11	1,18	1,05	0,34	0,4	0,29	0,32
ДНС-0707Зап	5,47	5,45	3,87	4,45	4,15	3,44	2,3	2,3	2,28	2,23
ДНС-07083ме	1,16	1,92	1,93	1,78	2,15	2,78	3,39	2,79	3,39	3,31
ДНС-0709Пер	1,74	1,48	0,88	1,03	2,1	1,58	2,24	2,3	1,99	2,1
ДНС-07093ме	0,61	0,47	0,33	0,57	0,35	0,39	0,86	0,9	1,02	1,05
ДНС-0711Нож	4,39	4,53	3,8	5,12	4,35	4,35	4,52	4,6	4,12	4,19
Сумма сут,	24,97	25,93	22,59	26,87	23,32	22,55	20,92	20,88	20,75	20,83

Таблица 2.3 – Суточный расход газа по ДНС в феврале 2021 г., тыс. м³

	01.02	02.02	03.02	04.02	05.02	06.02	07.02	08.02	09.02	10.02	11.02	12.02	13.02	14.02	15.02	16.02	17.02	18.02	19.02	Средний показатель
ДНС-0701Пад	3,11	2,93	2,83	2,3	2,59	1,63	2,34	2,4	1,75	3,01	2,94	2,64	3,33	2,93	2,93	2,93	2,93	2,43	2,44	2,65
ДНС-0702Пад	1,83	1,51	1,39	1,51	1,56	1,47	1,59	1,61	1,59	1,69	1,7	1,73	1,63	1,69	1,68	1,68	1,65	1,67	1,68	1,62
ДНС-0704Оп	3,24	3,63	3,49	4,65	3,38	3,56	3,78	3,41	3,1	3,29	1,56	3,11	2,93	3,16	3,15	3,16	3,15	3,66	3,66	3,32
ДНС-0705Бер	1,5	1,5	1,21	1,31	1,5	1,5	1,5	1,3	1,23	1,25	1,49	1,5	1,5	1,5	1,49	1,5	1,5	1,5	1,49	1,44
ДНС-0706Буг	1,04	1,04	0,92	1,06	1,13	1,04	0,78	0,9	1	0,55	0,52	0,19	0,86	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	0,91
ДНС-0707Зап	4,1	3,8	4,9	4,4	4,06	4,85	4,78	4,42	4,13	4,46	4,39	4,98	4,54	4,2	4,2	4,2	4,2	4,5	3,9	4,37
ДНС-0708Зме	2,17	2,64	3,41	3,37	2,39	1,15	3,48	3,13	2,97	3,34	3,44	3,41	3,19	2,9	2,9	2,91	2,91	2,6	3,2	2,92
ДНС-0709Пер	1,29	1,73	1,34	1	1,61	1,07	1,5	1,23	1,22	1,45	1,31	1,96	1,28	1,32	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,36
ДНС-0709Зме	0,85	0,85	0,8	0,6	1,1	0,5	1	0,57	0,72	0,59	0,97	0,64	0,98	0,9	0,89	0,9	0,9	0,9	0,91	0,82
ДНС-0711Нож	3,25	2,8	3	4	4,2	2,9	3,4	3,58	3,2	4,1	4,17	4,05	3,2	3,25	3,25	3,25	3,24	3,36	3,36	3,45
Сумма сут.	22,4	22,4	23,3	24,2	23,5	19,7	24,2	22,6	20,9	23,7	22,5	24,2	23,4	22,9	22,8	22,9	22,8	23	23	

2.4. Компонентный состав газа

Для оценки компонентного состава веществ были взяты результаты протоколов испытаний проб нефтяного газа с узла учета газа по каждой ДНС.

ДНС-0709. Первомайское месторождение

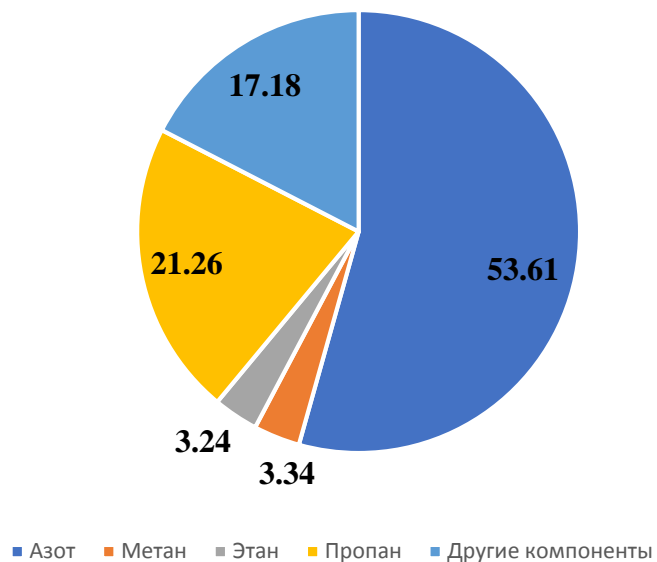


Рисунок 2.2 – Компонентный состав ПНГ Первомайского месторождения

ДНС-0708. Змеевское месторождение

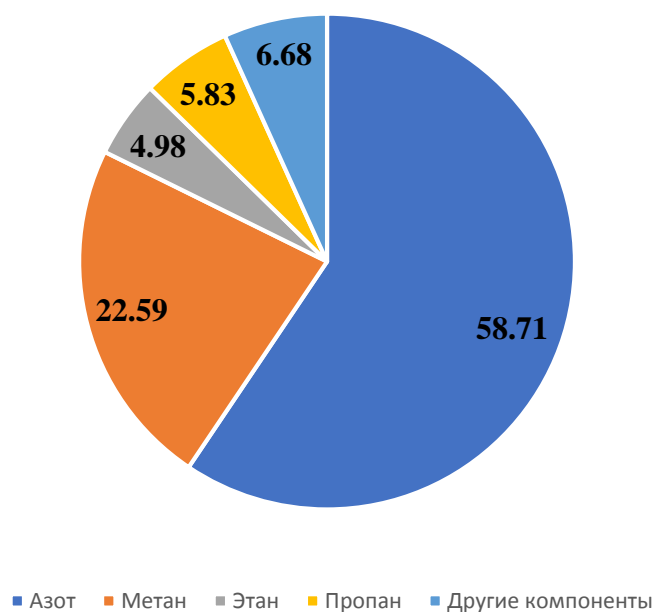


Рисунок 2.3 – Компонентный состав ПНГ Змеевского месторождения

ДНС-0702. Падунское месторождение

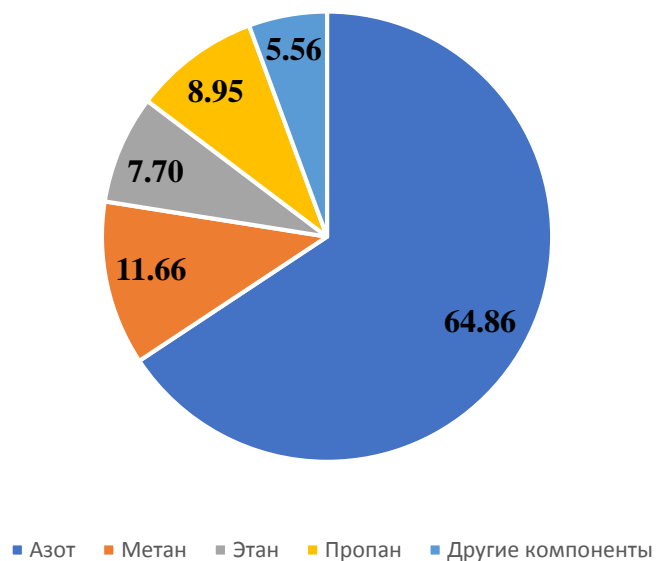


Рисунок 2.4 – Компонентный состав ПНГ Падунского (ДНС-0702) месторождения

ДНС-0704. Опалихинское месторождение



Рисунок 2.5 – Компонентный состав ПНГ Опалихинского месторождения

ДНС-0707. Западное месторождение

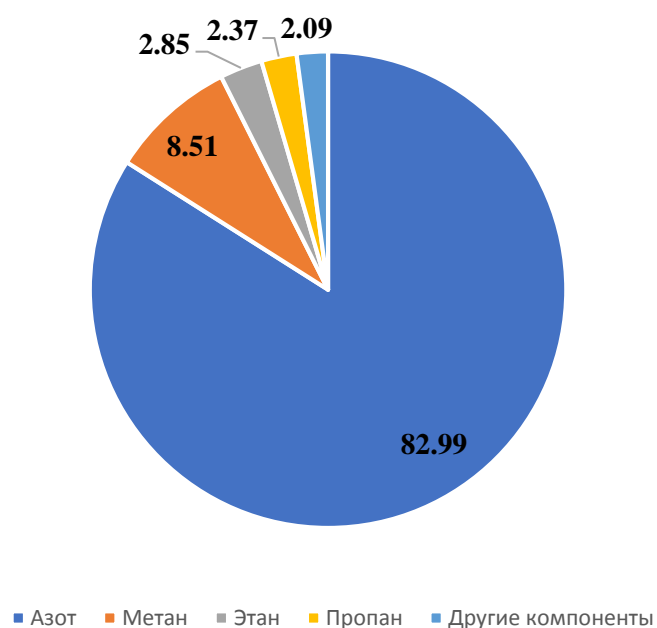


Рисунок 2.6 – Компонентный состав ПНГ Западного месторождения

ДНС-0701 Падунское

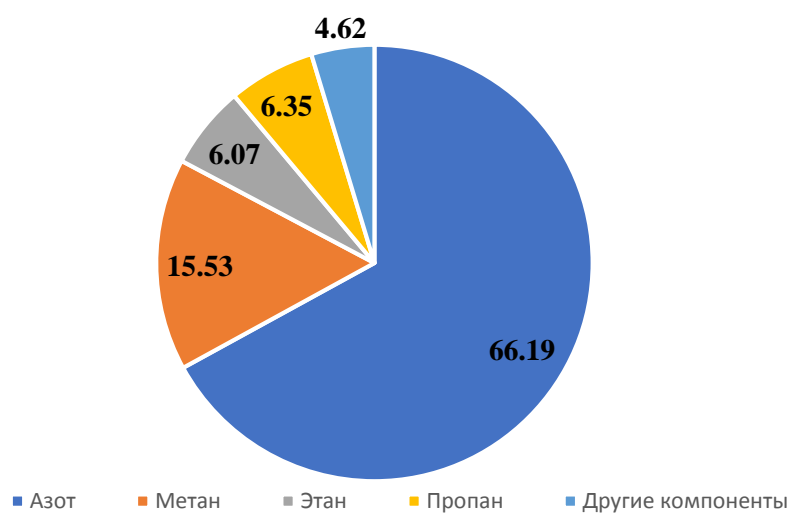


Рисунок 2.7 – Компонентный состав ПНГ Падунского (ДНС-0701) месторождения

ДНС-0711. Ножовское месторождение

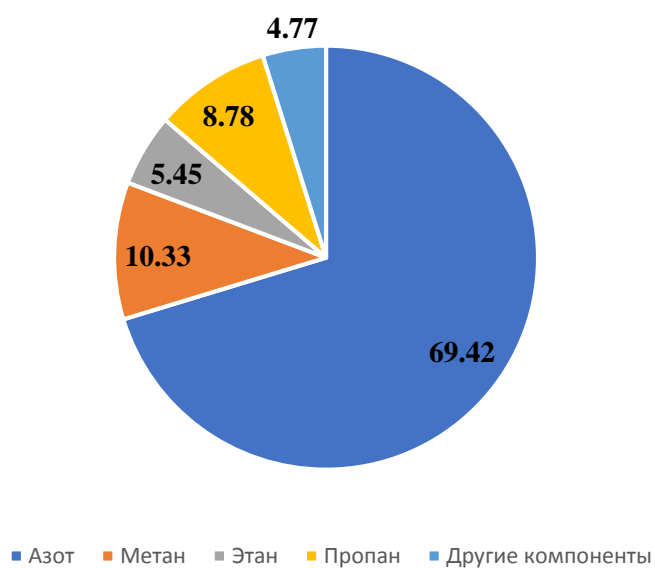


Рисунок 2.8 – Компонентный состав ПНГ Ножовского месторождения

ДНС-0705. Березовское месторождение

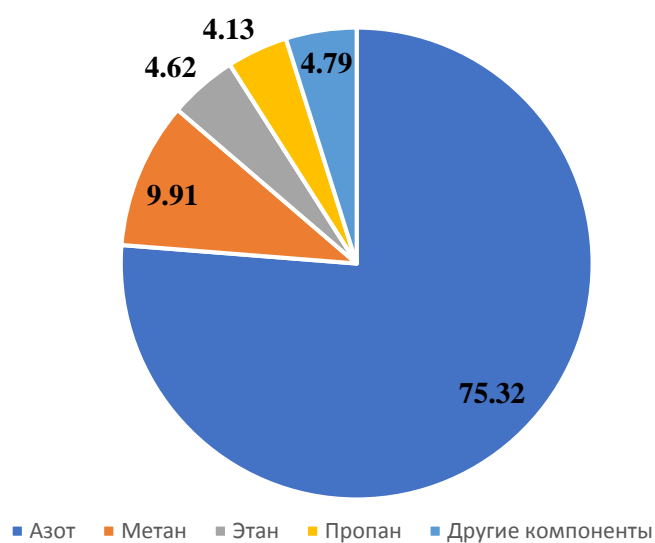


Рисунок 2.9 – Компонентный состав ПНГ Березовского месторождения

ДНС-0706. Бугровское месторождение

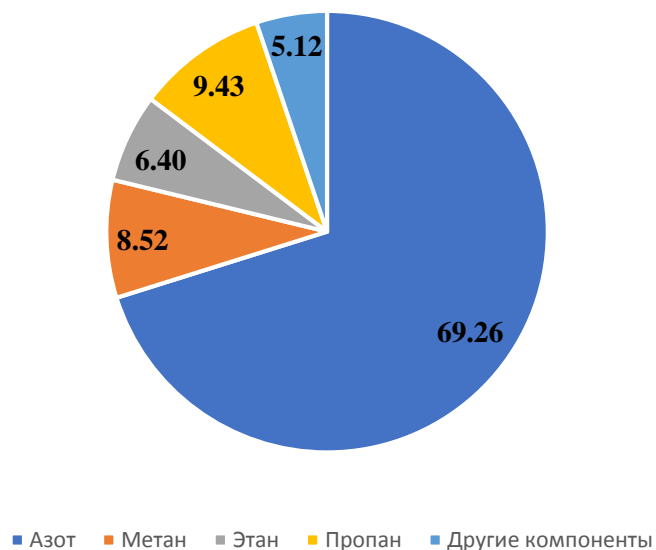


Рисунок 2.10 – Компонентный состав ПНГ Бугровского месторождения

В диаграммах представлен компонентный состав попутного нефтяного газа по каждой ДНС ЦДНГ. По анализу данных исследований можно сказать, что в среднем по ЦДНГ попутный нефтяной газ является высокоазотистым, в объемной концентрации азот достигает 75% от общего компонентного состава. Наибольшее содержание азота достигает газ с ДНС-0711, ДНС-0701. Вторым по объемному составу является метан, колеблется в пределах 10-15%. Пропан и этан представлены в ПНГ в равных долях в пределах 5-10%. Стоит отметить, что соединения азота имеют низкую температуру сгорания ($Q < 8$ МДж/м³) и образуют устойчивые соединения, что затрудняет процесс горения.

2.5. Эксплуатационное бурение и ввод новых скважин

– В 2020 году в ЦДНГ-7 введены новые скважины на следующих месторождениях: Западное (5 добывающих и 3 нагнетательные), Опалихинское (5 добывающих и 3 нагнетательные) и Падунское (10 добывающих и 1 нагнетательная).

– В 2021 году планируется введение 4 добывающих скважин на Падунском м/р.

– В 2022 году планируется введение 8 добывающих скважин по Ножовскому и 9 добывающих скважин по Западным месторождениям.

В 2023 году планируется введение 2 добывающих скважин по Ножовскому и 10 добывающих скважин по Западному месторождениям.

Таблица 2.4 – Ввод новых скважин

Год ввода	Месторождение	Эксплуатационный объект	Количество новых добывающих скважин	Суммарный дебит, т/сут	Прирост газа, м3/сут
2020	Западное	ДНС-0707	5	90	1130,5
2020	Опалихинское	ДНС-0704	5	65	1038,4
2020	Падунское	ДНС-0701	10	78,1	1609,6
2021	Падунское	ДНС-0701	4	28,9	595,6
2022	Ножовское	ДНС-0711	8	80	897,6
2022	Западное	ДНС-0707	9	112,8	1416,88
2023	Ножовское	ДНС-0711	2	28,9	324,24
2023	Западное	ДНС-0707	10	127	1595,24

Согласно плану по вводу новых скважин, добыча по ДНС-0702, ДНС-0704, ДНС-0707, ДНС-0711 в 2021-2023 гг, будет увеличиваться, соответственно и количество ПНГ увеличится, данные объекты также являются перспективными для выработки рекомендаций,

Оценив все критерии по каждому площадному объекту, перспективными для выработки рекомендаций по использованию ПНГ являются следующие объекты: Западное (ДНС-0707) и Ножовское (ДНС-0711) месторождения.

2.9. Анализ системы сбора, транспорта и подготовки Западного месторождения

Первичная дегазация нефти Западного месторождения осуществляется в одну ступень в накопительных сепарационных ёмкостях на ДНС-0707.

Заключительную ступень сепарации нефть Западного месторождения проходит в аппаратах товарной КСУ-3, 4 на УППН «Суханово» в процессе товарной подготовки.

На ДНС продукция скважин поступает в сепаратор Е-1 (Е-2). В сепараторе Е-1 (Е-2) осуществляется I ступень сепарации нефти от газа при давлении 0,05-0,26 Мпа.

Газ, выделившийся на I-й ступени сепарации в сепарационных емкостях БЕ-1 и БЕ-2, через узел учета газа на факел (УУГ-2), поступает на нефтегазоотделитель объемом 8 м³. Нефтегазоотделитель предназначен для улавливания капель жидкости и механических примесей из потока газа, сбрасываемого на факел. Нефтегазоотделитель оснащен насосом марки ВНД 12,5/50.

На измерительной линии узла учета газа УУГ контролируются расход, давление и температура.

На УППН «Суханово» нефть Западного месторождения, в общем потоке нефтесодержащей жидкости с месторождений Ножовской группы ЦДНГ-7, проходит только одну ступень сепарации (стабилизации) в блоке товарных КСУ-3, 4 пункта сдачи и приёмки товарной нефти (ПСП).

Обезвоженная и обессоленная нефть с обводненностью до 0,5 % и содержанием солей до 300 мг/л поступает сначала в теплообменники ПТО-16, 17, 18, где отдает тепло входящему потоку обводненной нефти. Далее обессоленная нефть с температурой 20÷55 0С направляется на сепарацию в КСУ-3, 4 под избыточным давлением 0,02 Мпа. КСУ-3, 4 представлены сепараторами нефтегазовыми типа НГС-II-1,0-2400-I ГП 805.00.000. Указанные ёмкости оборудованы датчиками избыточного давления, техническими манометрами, дискретными датчиками для замера аварийного уровня, датчиками для замера рабочего уровня. Рабочий диапазон давления сепарации (стабилизации) нефти в КСУ составляет от 0,010 до 0,052 Мпа.

Попутный газ, отделенный от нефти на КСУ-3, 4, через газоосушитель ГО-1, объемом 16 м³, сбрасывается на свечу рассеивания (Ф-1). Газ с предохранительных клапанов КСУ также направляется в газоосушитель ГО-1.

Нефтегазоотделитель (ГО-1) – предназначен для улавливания капель

жидкости, сбора конденсата и механических примесей из потока газа, сбрасываемого на факел. ГО-1 представлен подземной горизонтальной дренажной ёмкостью с насосом ЕП 40-2400-1-2.

ТУ26-1 8-34-89 с погружным насосом НВ-Е-50/50-3,7.

Таким образом, на ДНС-0707 и УППН «Суханово» дегазация нефти Западного месторождения осуществляется в две ступени: на ДНС-0707 в накопительных ёмкостях БЕ-1, 2 и на УППН «Суханово» в аппаратах товарной КСУ-3, 4.

Отсепарированный попутный нефтяной газ на указанных объектах в полном объёме рассеивается на факельных установках, поскольку мероприятия по утилизации газа не предусмотрены в соответствии с решением заседания центральной комиссии по государственной экспертизе запасов полезных ископаемых Министерства природных ресурсов РФ от 31.03.2004 (протокол № 169 (м) – 2004 г.).

2.7. Анализ системы сбора, транспорта и подготовки Ножовского месторождения

Сбор и транспорт нефти и газа со скважин Ножовского нефтяного месторождения в настоящее время осуществляется по однетрубной герметизированной схеме.

Продукция скважин под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, по выкидным линиям подается на замерные установки для замера дебита скважины по жидкости и газу. С замерных установок нефтегазовая смесь по нефтегазосборным коллекторам поступает на дожимную насосную станцию ДНС-0711, где осуществляется первая ступень сепарации нефти. Отсепарированный попутный газ поступает на свечу сжигания. Частично разгазированная обводненная нефть с ДНС-0711 при помощи насосов внешней откачки перекачивается по внутривыпускному нефтепроводу до точки врезки в нефтепровод «ДНС-0704 – ДНС-0701», где, смешиваясь с продукцией Бугровского, Западного и Опалихинского месторождений поступает для окончательной подготовки на УППН-0710 «Суханово». Приложении 1 представлена схема системы сбора нефти и газа Ножовского месторождения.

Первичная дегазация нефти Ножовского месторождения осуществляется в одну ступень в накопительных сепарационных ёмкостях на ДНС-0711.

Заключительную ступень сепарации нефть Ножовского месторождения проходит в аппаратах товарной КСУ-3, 4 на УППН «Суханово» в процессе товарной подготовки.

На ДНС продукция скважин поступает в сепаратор Е-1 (Е-2). В сепараторе Е-1 (Е-2) осуществляется I ступень сепарации нефти от газа при давлении 0,05-0,3 Мпа.

Выделившийся газ из сепарационной ёмкости Е-1 направляется в газоосушитель Е-2.

Контроль давления в газоосушителе Е-2 осуществляется датчиком и показывающим манометром.

После осушки газ из газоосушителя через узел учета газа УУГ (датчик расхода газа) или (в обход УУГ), через регулятор давления «до себя» РДГ-50Н или (в обход регулятора), через конденсатосборник Е-3 поступает на факел сжигания газа Ф-1.

На измерительной линии узла учета газа УУГ контролируются расход, давление и температура.

На УППН «Суханово» нефть Ножовского месторождения, в общем потоке нефтесодержащей жидкости с месторождений Ножовской группы ЦДНГ-7, проходит только одну ступень сепарации (стабилизации) в блоке товарных КСУ-3, 4 пункта сдачи и приёмки товарной нефти (ПСП).

Обезвоженная и обессоленная нефть с обводненностью до 0,5 % и содержанием солей до 300 мг/л поступает сначала в теплообменники ПТО-16, 17, 18, где отдает тепло входящему потоку обводненной нефти. Далее, обессоленная нефть с температурой 20÷55 °С направляется на сепарацию в КСУ-3, 4 под избыточным давлением 0,02 Мпа. КСУ-3, 4 представлены сепараторами нефтегазовыми типа НГС-II-1,0-2400-I ГП 805.00.000. Указанные ёмкости оборудованы датчиками избыточного давления, техническими манометрами, дискретными датчиками для замера аварийного уровня, датчиками для замера рабочего уровня. Рабочий диапазон давления сепарации (стабилизации) нефти в КСУ составляет от 0,010 до 0,052 Мпа.

Попутный газ, отделенный от нефти на КСУ-3, 4, через газоосушитель ГО-1, сбрасывается на свечу рассеивания (Ф-1). Газ с предохранительных клапанов КСУ также направляется в газоосушитель ГО-1.

Нефтегазоотделитель (ГО-1) – предназначен для улавливания капель жидкости, сбора конденсата и механических примесей из потока газа, сбрасываемого на факел для рассеивания. ГО-1 представлен подземной горизонтальной дренажной ёмкостью с насосом ЕП 40-2400-1-2 ТУ26-1 8-34-89 с погружным насосом НВ-Е-50/50-3,7.

Таким образом, на ДНС-0711 и УППН «Суханово» дегазация нефти Ножовского месторождения осуществляется в две ступени: в накопительных ёмкостях ДНС и аппаратах товарной КСУ-3, 4. Отсепарированный попутный нефтяной газ на указанных объектах в полном объёме рассеивается на факельных установках.

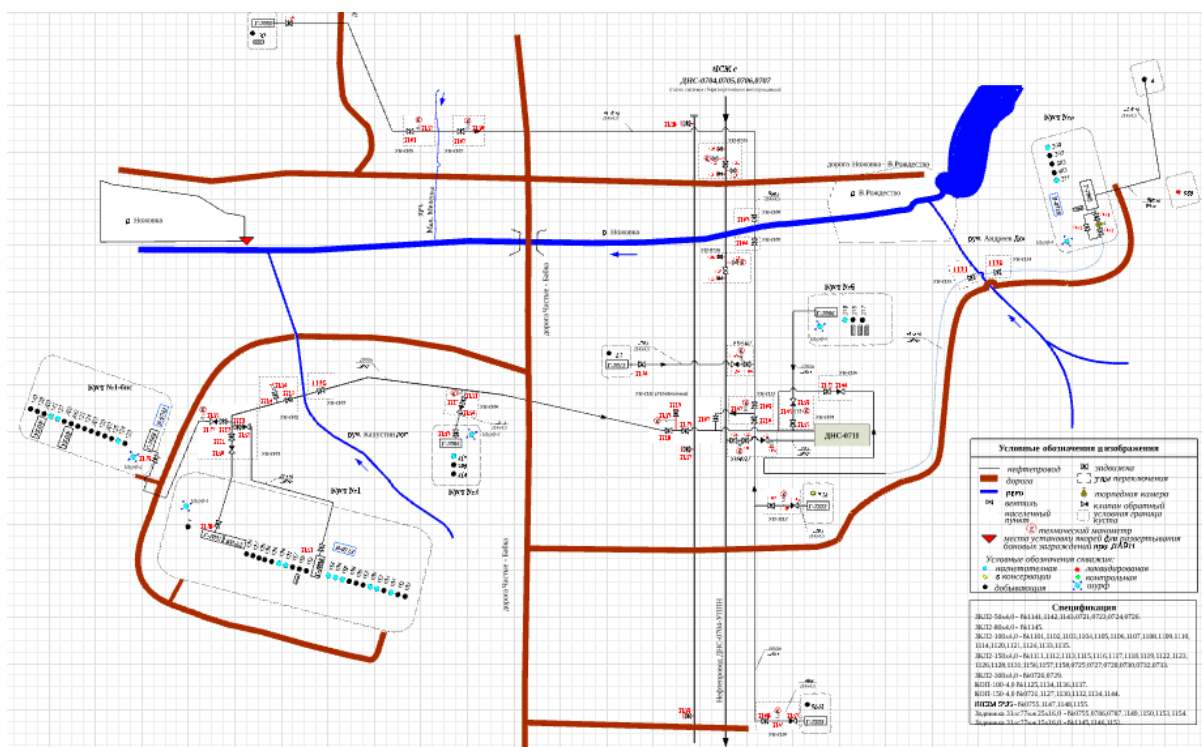


Рисунок 2.12 – Схема системы сбора Ножовского месторождения

2.8. Анализ текущего состояния разработки объекта.

Залежь турнейского яруса Змеевского купола введена в разработку в 1988 г. в западной части, где ввод скважин был закончен в 1993 г. С 1991 г. по 1997 г. вводились скважины центральной части, с 1992 г. по 1995 г. – скважины восточной части купола.

В процессе разбуривания залежи и увеличения количества действующих скважин до 71 происходил рост годовой добычи нефти до 67,8 тыс.т. в 1997 г. Среднегодовой дебит на скважину по нефти при этом уменьшается с 9,8 до 2,8 т/сут, по жидкости – с 13,6 до 3,7 т/сут. С первых лет эксплуатации в продукции скважин содержится значительное количество воды – до 27 – 29%, так как в большинстве скважин данной массивной залежи вода появляется уже в год ввода. По мере разбуривания залежи среднее водосодержание продукции

уменьшается до 11,5 % (1993 г.), затем постепенно увеличивается до максимальной величины 33,9 % в 1999 г., а в последующие годы остается практически постоянным на уровне 31 – 32% до 2004 года.

Закачка воды в пласт начата в 1990 г. в западной части; нагнетательные скважины вводились здесь также в 1994–96 гг. В 1993–2001 гг. введено 11 внутриконтурных нагнетательных скважин в центральной части купола (на 28 добывающих). На восточной части купола 2 внутриконтурные нагнетательные скважины (на 10 добывающих) введены в 1995–96 гг. Максимальное количество нагнетательных скважин – 22 действует с 2001 по 2007 гг.

До 1995 г. объемы закачки были незначительными – 16–18 тыс.м³/год в 3-5 скважин. В 1996 г., с увеличением фонда действующих нагнетательных скважин вдвое, произведено скачкообразное увеличение закачки до 137 тыс. м³/год, с сохранением этого уровня до 1998 г. В 1999 – 2001 гг. уровни закачки понижены до 100–108 тыс м³/год, а в 2002–2004 гг. снова увеличены до 140 – 143 тыс. м³/год. Закачка велась периодически, в течение нескольких месяцев теплого времени года (в частности, в 2004 г. – 3-х месяцев). Повышение уровней обеспечивалось, помимо увеличения фонда, увеличением приемистости и в меньшей степени – продолжительностью работы скважин. В 2003 и 2004 гг. добыча нефти составила 92,9 тыс.т, что представляет собой максимальный уровень годовой добычи нефти за все время разработки объекта. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составил 2,9%.

С 2005 г. добыча нефти снижалась и в 2011 г. составила 56,5 тыс.т. С 2013 г. на объекте отмечается положительная динамика добычи нефти (с 60,3 до 68,4 тыс.т), связанная с активным проведением ГТМ в пробуренном фонде скважин (зарезка БС, КГРП, РБ, реперфорация и сверлящая перфорация).

В 2020 году осуществлена зарезка БС в законсервированной скважине № 572. Начальный дебит нефти составил 7,4 т/сут, жидкости – 17,1 т/сут, обводненность 57,1 %. Переведены на ВЛГ скважины №№ 1203, 1216, а также переведены в консервацию скважины №№ 877, 954.

По состоянию на 01.01.2021 г. добывающий фонд составляет 56

действующих скважин, 6 в консервации, 1 пьезометрическая и 6 ликвидированных. Нагнетательный фонд состоит из 21 действующей скважины, 2 пьезометрических и 1 ликвидированной.

Распределение фонда скважин по дебитам нефти и обводненности на 01.01.2021 г. представлено в таблицах ниже.

Таблица 2.5. Распределение фонда скважин по дебитам нефти

Дебит, т/сут	< 2	2-5	5-10	Общее количество
К-во скважин: нефть	10	30	16	56
% от общего фонда	17,9	53,6	28,5	100

Таблица 2.6 Распределение фонда скважин по обводненности продукции

Обводненность, %	20-50	50-90	90-98	Более 98
К-во скважин	13	39	4	0
% от общего фонда	23,2	69,6	7,1	0

За 2020 г. на турнейской залежи добыча нефти составила 59,3 тыс.т. Добыча жидкости – 149,4 тыс. т. Обводненность составила 60,3 %. Уровень закачки за 2020 год составил 125,4 тыс.м³, что на 87,8 % компенсирует текущие отборы.

По состоянию на 01.01.2021 г. накопленная добыча нефти составила 2001,7 тыс.т, при отборе от утвержденных НИЗ 61,8 % и КИН – 0,247.

Анализ энергетического состояния залежи.

Разработка турнейской залежи начата со второй половины 1988 года с пуском в эксплуатацию скважин №№ 858, 860, 861, 862, 863, 864, 866, расположенных на западном крыле структуры. В течение полугодия среднее пластовое давление в зоне отбора снизилось по сравнению с начальной величиной до 14,9 Мпа и на протяжении следующих трех лет держалось примерно на этом уровне при диапазоне замеров 13,3 – 15,5 Мпа.

На Змеевском куполе 13 нагнетательных скважин введены в период 1992 – 2001 гг., из них 4 – после эксплуатации на нефть. В восточной части купола закачка воды ведется в скважине № 1057 – с 1994 г.

С 1994 по 2012 гг. на объекте применялось нестационарное заводнение. В 1994 году нагнетательные скважины работали 30 суток в год. С 1995 по 2003 гг. закачка на объекте проводилась только с июня по октябрь, при этом годовой объем закачки увеличили с 40 до 140 тыс. м³. С 2003 года циклы работы нагнетательных скважин изменили. В период с 2003 по 2011 гг. нагнетательные скважины работали в среднем 8 суток в месяц, при этом годовые объемы закачки изменялись от 110 до 163 тыс. м³. В данный период происходило снижение годовых объемов нефти и жидкости. С 2012 г. нагнетательные скважины работают в постоянном режиме. При увеличении годовых объемов закачки с 142 до 149 тыс. м³ наблюдается падение обводненности с 51,4 до 50 %. При снижении объемов закачки до 107 тыс. м³ происходит снижение обводненности и добычи нефти.

Результатом нестационарного режима заводнения в период 2010–2011 гг. является то, что при высокой вязкости нефти (48,8 мПа*с) обводненность продукции составляла 49,1 %, а пластовое давление снизилось с 16,9 Мпа (Рпл.нач.) до 16,5 Мпа. При постоянной закачке в 2012–2014 гг. обводненность равна 51,4 %, а пластовое давление снизилось до 15,9 Мпа.

За период 2018-2019 гг. пластовое давление в зонах отборов варьируется от 8,4 Мпа (скв. № 1202) до 18,6 (скв. № 1055), в среднем составляя 13,6 Мпа (Рнас = 9,9 Мпа). Давление ниже давления насыщения зафиксировано в четырех скважинах №№ 957, 1033, 1035, 1202.

Согласно замерам, проведенным в 2020 году, пластовое давление в зонах отборов варьируется от 10,6 Мпа (скв. №1042) до 21,7 Мпа (скв. № 864), что выше давления насыщения.

В целом в пределах залежи среднее пластовое давление по состоянию на 01.01.2021 г. равно 15,44 Мпа, что ниже начального (16,9 Мпа) и выше давления насыщения (10,05 Мпа).

Схема распределения пластового давления по залежи представлена на рисунке 2.18.

Исследования по контролю за изменением текущего пластового давления по турнейскому объекту показали стабильный характер пластового давления, что свидетельствует об удовлетворительном энергетическом состоянии и эффективности применяемой системы ППД.

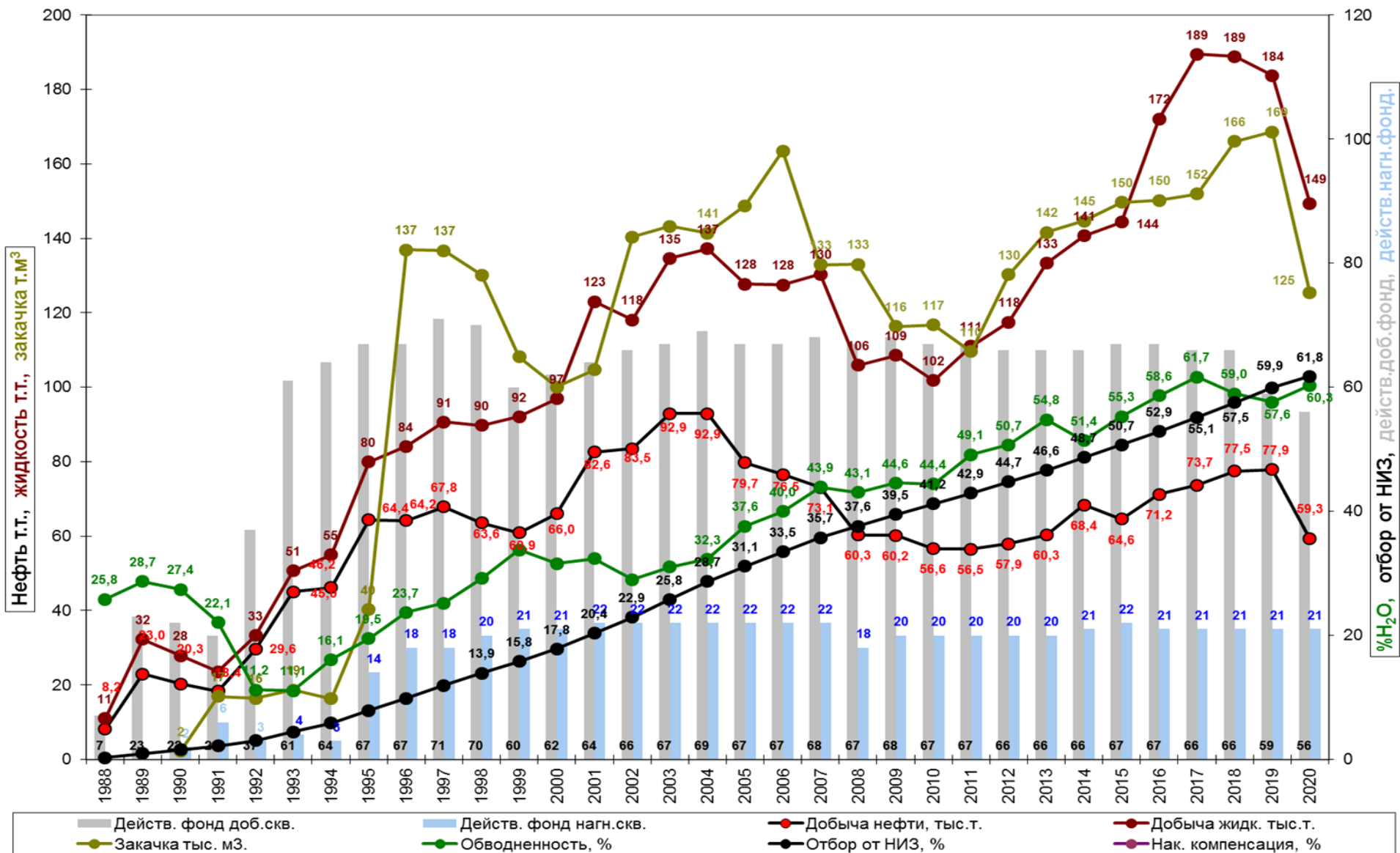


Рисунок 2.13. График разработки турнейского объекта. Змеевский купол

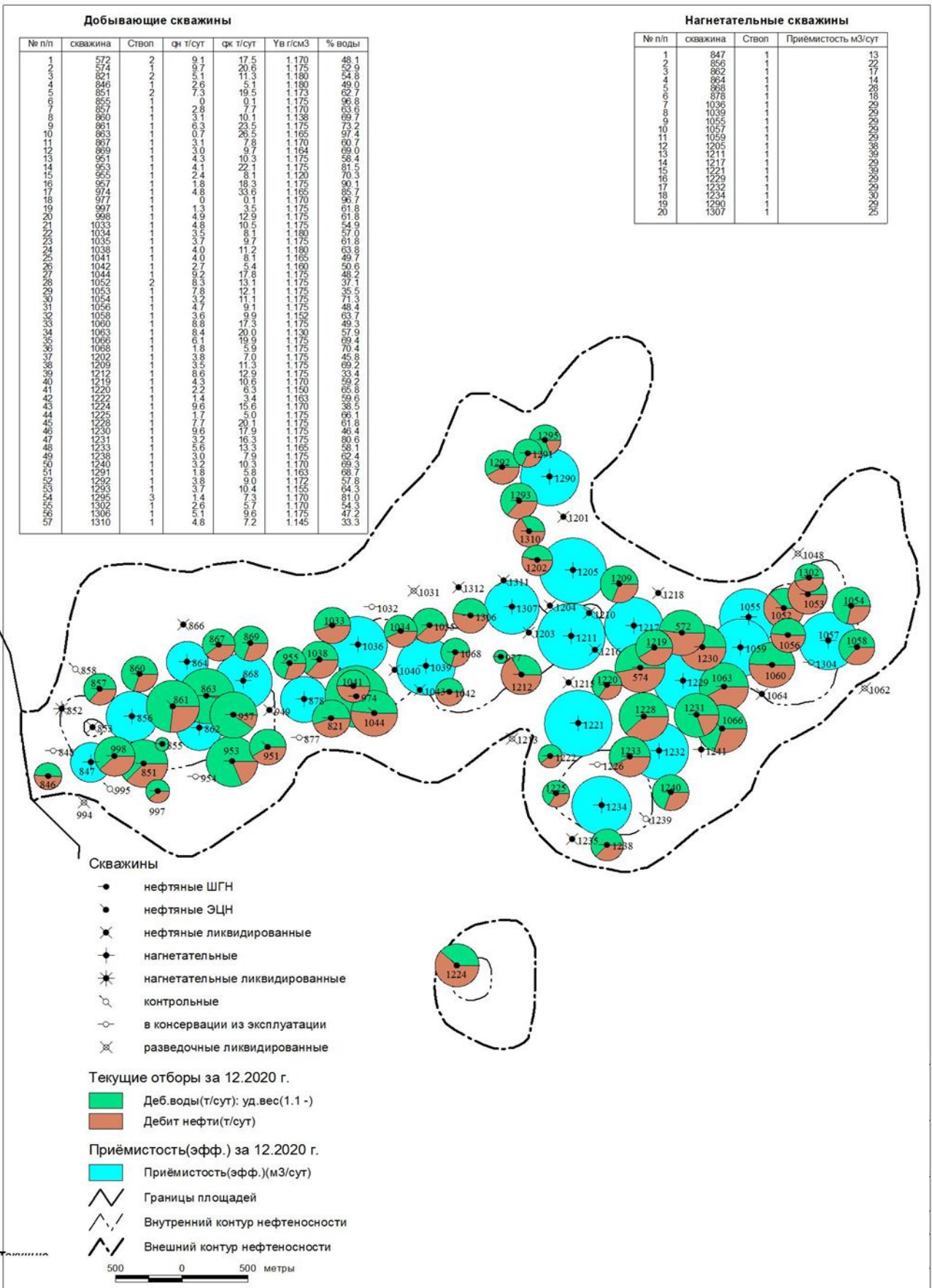
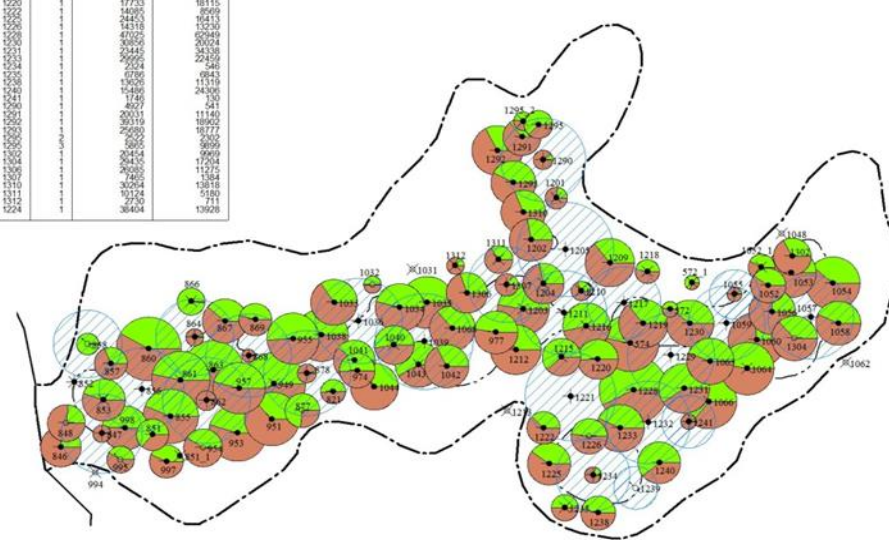


Рисунок 2.14 Карта текущего состояния разработки на 01.01.2021 г. Объект С1т (Т1)

Название	№ пл	скважина	Ствол	Нефти с н.э. т	Оборы с н.э. т
Зелёное	1	572	1	389	949
	2	148	1	1180	1180
	3	574	2	41538	36139
	4	575	2	100	100
	5	946	2	27127	8620
	6	947	2	2025	74
	7	948	2	21130	7143
	8	949	2	13433	13433
	9	950	2	22222	10100
	10	951	2	15400	7888
	11	952	1	15	15
	12	953	1	57306	41332
	13	954	1	41844	36916
	14	955	1	36953	364
	15	956	1	38416	45309
	16	957	1	383	222
	17	958	1	22	14511
	18	959	1	27351	17624
	19	960	1	82	17
	20	961	1	11900	10112
	21	962	1	1813	18416
	22	963	1	4949	211
	23	964	1	3844	3760
	24	965	1	42488	35236
	25	966	1	43123	26534
	26	967	1	42488	35236
	27	968	1	39243	13647
	28	969	1	30243	31405
	29	970	1	37028	26801
	30	971	1	13760	13314
	31	972	1	22344	20001
	32	973	1	1315	6333
	33	974	1	13210	10340
	34	975	1	23351	22977
	35	976	1	1221	1776
	36	977	1	1862	8793
	37	978	1	26297	24145
	38	979	1	38444	34336
	39	980	1	41726	23605
	40	981	1	10243	11200
	41	982	1	23081	14901
	42	983	1	1042	14268
	43	984	1	30126	27990
	44	985	1	34850	16989
	45	986	1	128	9006
	46	987	1	42061	10480
	47	988	1	41941	15340
	48	989	1	1153	24247
	49	990	1	1153	302
	50	991	1	25478	19415
	51	992	1	24645	19445
	52	993	1	26289	22036
	53	994	1	34792	31716
	54	995	1	56185	42025
	55	996	1	30243	11211
	56	997	1	6945	1171
	57	998	1	30243	26426
	58	999	1	30243	10243
	59	1000	1	30243	10243
	60	1001	1	30243	10243
	61	1002	1	30243	10243
	62	1003	1	30243	10243
	63	1004	1	30243	10243
	64	1005	1	30243	10243
	65	1006	1	30243	10243
	66	1007	1	30243	10243
	67	1008	1	30243	10243
	68	1009	1	30243	10243
	69	1010	1	30243	10243
	70	1011	1	30243	10243
	71	1012	1	30243	10243
	72	1013	1	30243	10243
	73	1014	1	30243	10243
	74	1015	1	30243	10243
	75	1016	1	30243	10243
	76	1017	1	30243	10243
	77	1018	1	30243	10243
	78	1019	1	30243	10243
	79	1020	1	30243	10243
	80	1021	1	30243	10243
	81	1022	1	30243	10243
	82	1023	1	30243	10243
	83	1024	1	30243	10243
	84	1025	1	30243	10243
	85	1026	1	30243	10243
	86	1027	1	30243	10243
	87	1028	1	30243	10243
	88	1029	1	30243	10243
	89	1030	1	30243	10243
	90	1031	1	30243	10243
	91	1032	1	30243	10243
	92	1033	1	30243	10243
	93	1034	1	30243	10243
	94	1035	1	30243	10243
Ливинское	94	1224	1	38404	13628

№ пл	скважина	Ствол	Закачка с н.э.(эфф.) м3
2	947	1	154088
3	950	1	99837
4	952	1	11052
5	953	1	182789
6	954	1	15268
7	955	1	171319
8	956	1	172548
9	957	1	18202
10	958	1	1039
11	959	1	9294
12	960	1	13820
13	961	1	22040
14	962	1	17474
15	963	1	12784
16	964	1	184818
17	965	1	17484
18	966	1	1228
19	967	1	18240
20	968	1	17460
21	969	1	4266
22	970	1	6253
23	1007	1	17026
			140488



- Скважины**
- нефтяные ШГН
 - нефтяные ЭЦН
 - ✖ нефтяные ликвидированные
 - ✦ нагнетательные
 - ✧ нагнетательные ликвидированные
 - контрольные
 - в консервации из эксплуатации
 - ✖ разведочные ликвидированные
- Нерабочие стволы**
- ✖ нефтяные ликвидированные
- Суммарная закачка воды (эфф.) на 1.1.2021 г.**
- ▨ Закачка воды с н.э.(эфф.)м3
- Суммарные отборы на 1.1.2021 г.**
- Добыча воды(т)
 - Добыча нефти с н.э.(т)
- Границы площадей**
- ⋈ Внутренний контур нефтеносности
 - ⋈ Внешний контур нефтеносности



Рисунок 2.15 Карта накопленных отборов жидкости и закачки воды по состоянию на 01.01.2021 г. Объект С1т (Т1)

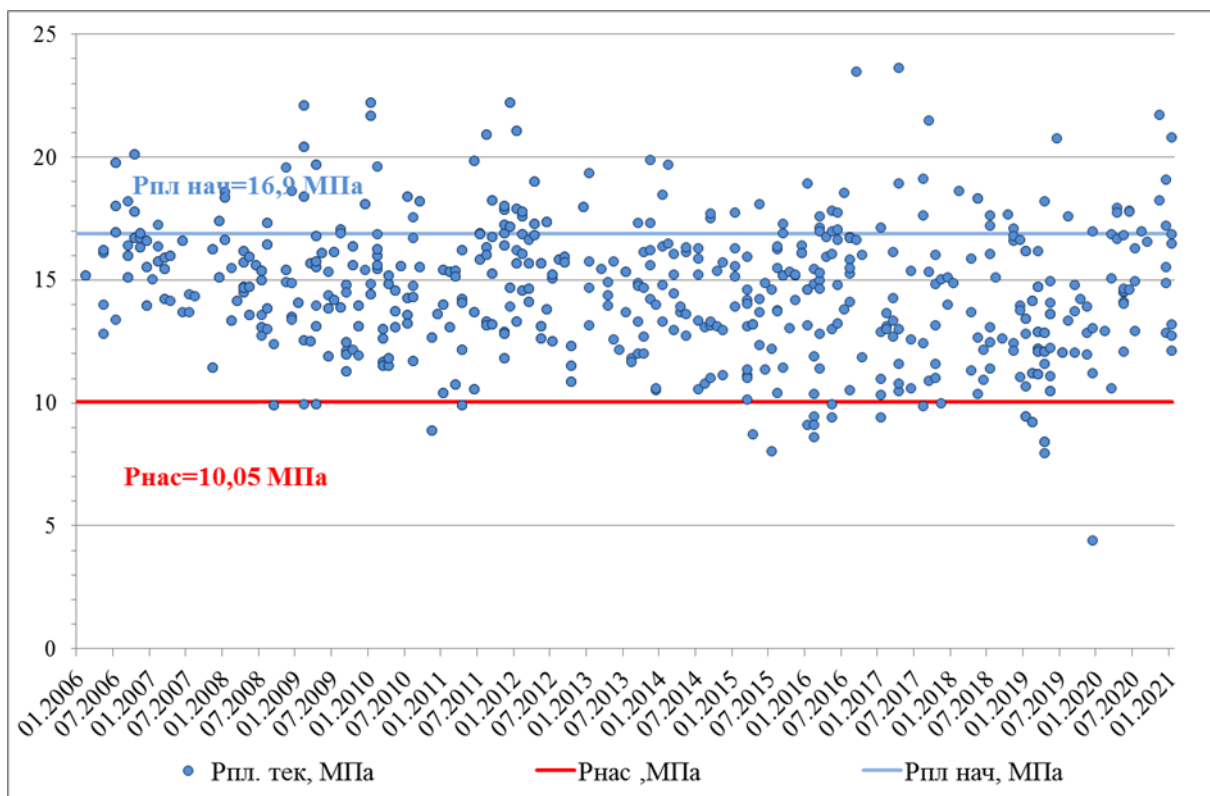


Рисунок 2.16 Динамика текущего пластового давления в зонах отбора.

Объект С1t (Т1). Змеевский купол

Анализ выработки запасов

По данным гидродинамического моделирования выработка запасов Змеевского купола происходит сравнительно равномерно по участкам в соответствии со временем ввода скважин в эксплуатацию и величинами эффективных нефтенасыщенных толщин пласта.

По состоянию на 01.01.2021 г. накопленная добыча нефти составила 2001,7 тыс.т., что соответствует 60,3 % от НИЗ. КИН достиг значения 0,247, при утвержденном 0,400.

Анализируя совмещенную карту распределения извлекаемых запасов и текущих отборов на 01.01.2021 г. (Рисунок 2.19), можно сделать вывод о том, что наибольшей плотностью остаточных извлекаемых запасов характеризуется центральная часть залежи. Имеются участки залежи по периферии, неохваченные процессом разработки.

Для наиболее полной выработки запасов и достижения проектного КИН, действующим проектным документом предусмотрено бурение 6 БС из

существующих скважинах с 2023 года, после отработки основных стволов, а также ввод из консервации скважин №№ 572, 1304 в 2021 году путем зарезки БС.

В 2020 году осуществлена зарезка БС в законсервированной скважине № 572. Начальный дебит нефти составил 7,4 т/сут, жидкости – 17,1 т/сут, обводненность 57,1 %.

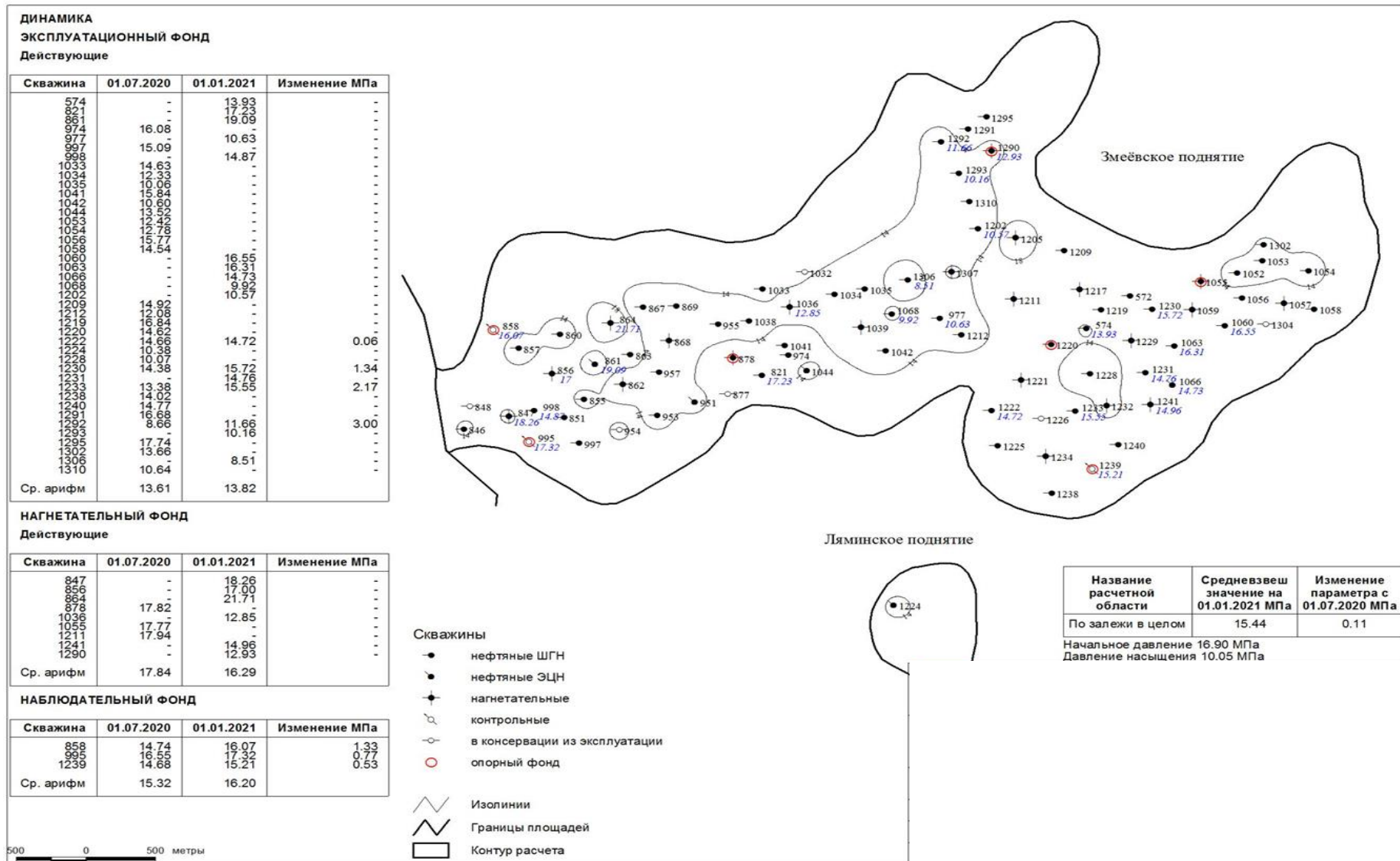


Рисунок 2.17 – Карта изобар по состоянию на 01.01.2021 г. Объект С1т (Т1)

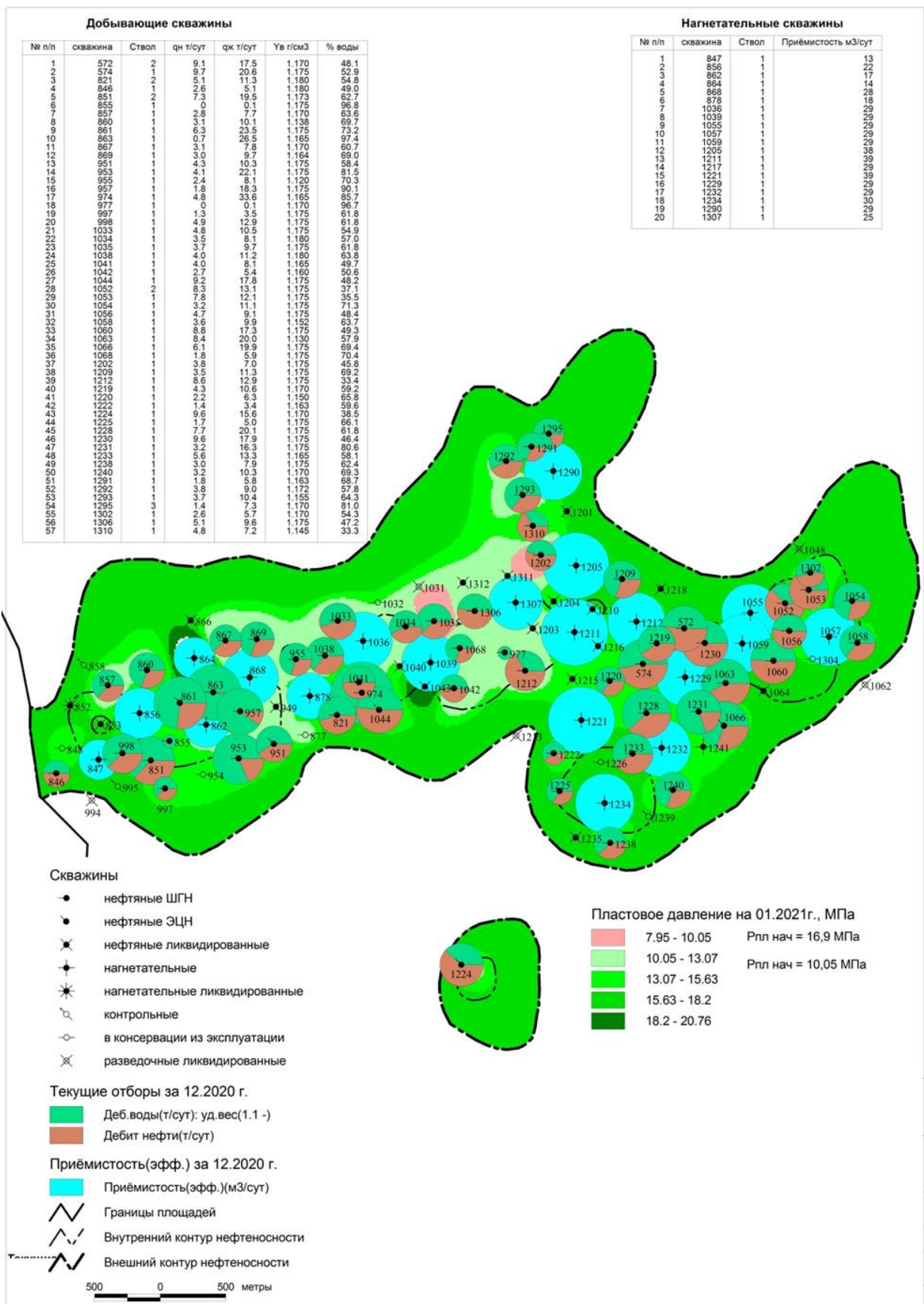


Рисунок 2.18. – Схема распределения пластового давления по залежи на 01.01.2021 г. Объект С1т (Т1)

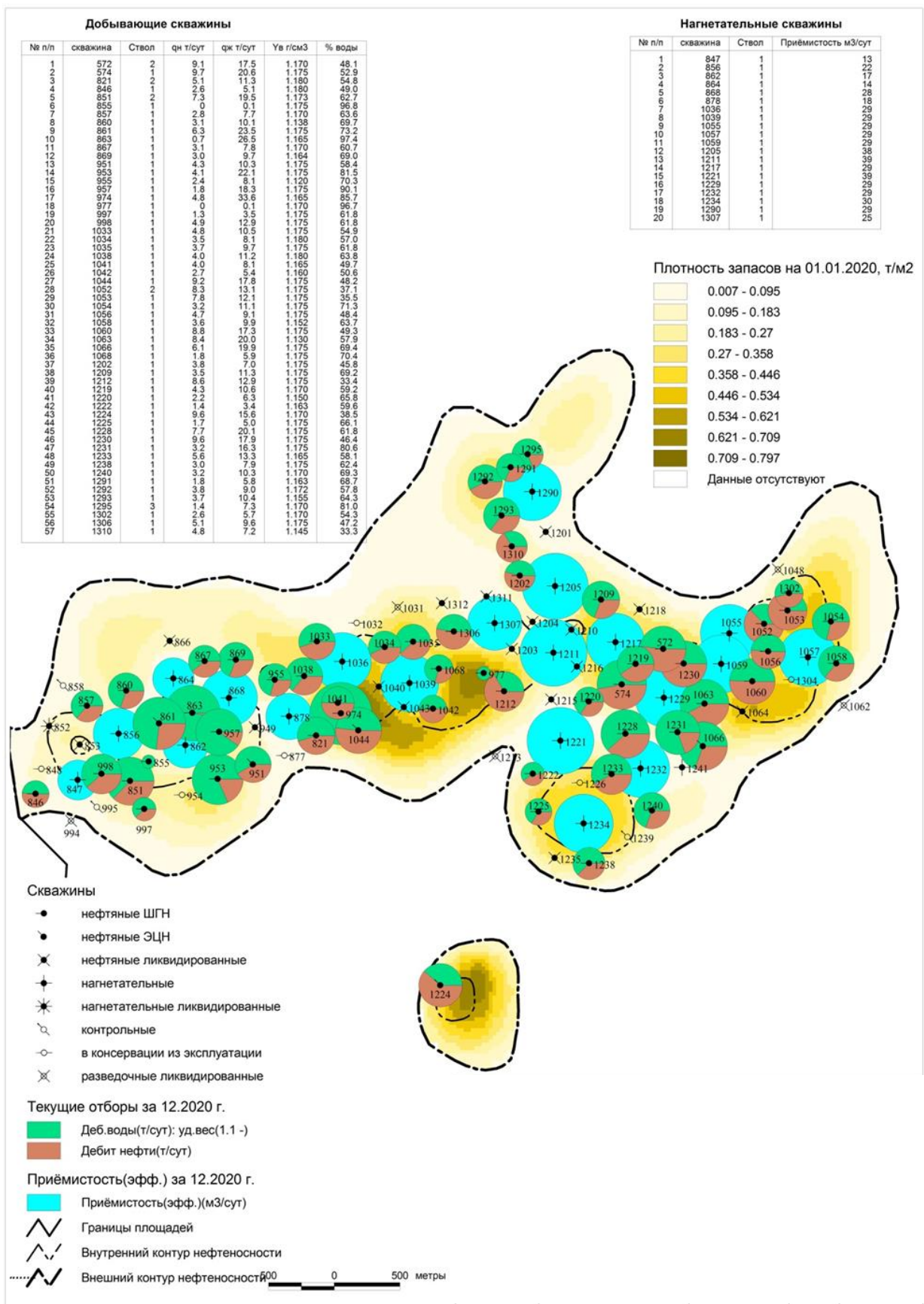


Рисунок 2.19 – Совмещенная карта распределения извлекаемых запасов и текущих отборов на 01.01.2021 г. Объект С1т (Т1)

Выводы по результатам мониторинга турнейского объекта

Змеевского купола:

1. На дату анализа объект находится на второй стадии разработки. Отбор от НИЗ составляет 61.8 %. По данным гидродинамического моделирования выработка запасов идет практически по всей площади, имеются краевые участки залежи, не охваченные процессом разработки. Для наиболее полной выработки запасов и достижения проектного КИН, действующим проектным документом предусмотрено бурение БС и ввод скважин из консервации.

2. Энергетическое состояние залежи можно охарактеризовать как удовлетворительное, пластовое давление ниже давления насыщения зафиксировано в единичных скважинах, что позволяет сделать вывод о достаточной эффективности существующей системы ППД.

2.9. Выводы по главе

1. Проведен обзор и анализ особенностей нефти и газа в ЦЕХ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.
2. Определены ключевые критерии по подбору объекта для использования попутного нефтяного газа.
3. Проанализированы все потенциальные объекты для использования технологий.
4. Подобраны и рассмотрены потенциальные объекты-кандидаты для использования технологий по рациональному использованию ПНГ: ДНС-0707, ДНС-0711, Турнейский объект Змеевского метсорождения.

ГЛАВА 3. ВАРИАНТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УТИЛИЗАЦИИ ПНГ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЦДНГ-7

3.1. Использование путевых подогревателей на Ножовском месторождении

Подогреватель представляет собой цилиндрическую горизонтальную емкость с плоскими днищами, во внутренней полости которого в нижней части установлены две топки П-образного типа и два 4-х заходных трубчатых змеевика; в модели ПП-4В четыре 4-х заходных змеевика, обеспечивающих пониженное гидравлическое сопротивление. Емкость заполняется жидким теплоносителем через расширительный бачок.

Топочные устройства оборудованы горелками:

- газовыми в модели ПП-1,6; ПП-4; ПП-4В;
- жидкотопливными в модели ПП-1,6Ж;
- комбинированными в модели ПП-1,6-К;

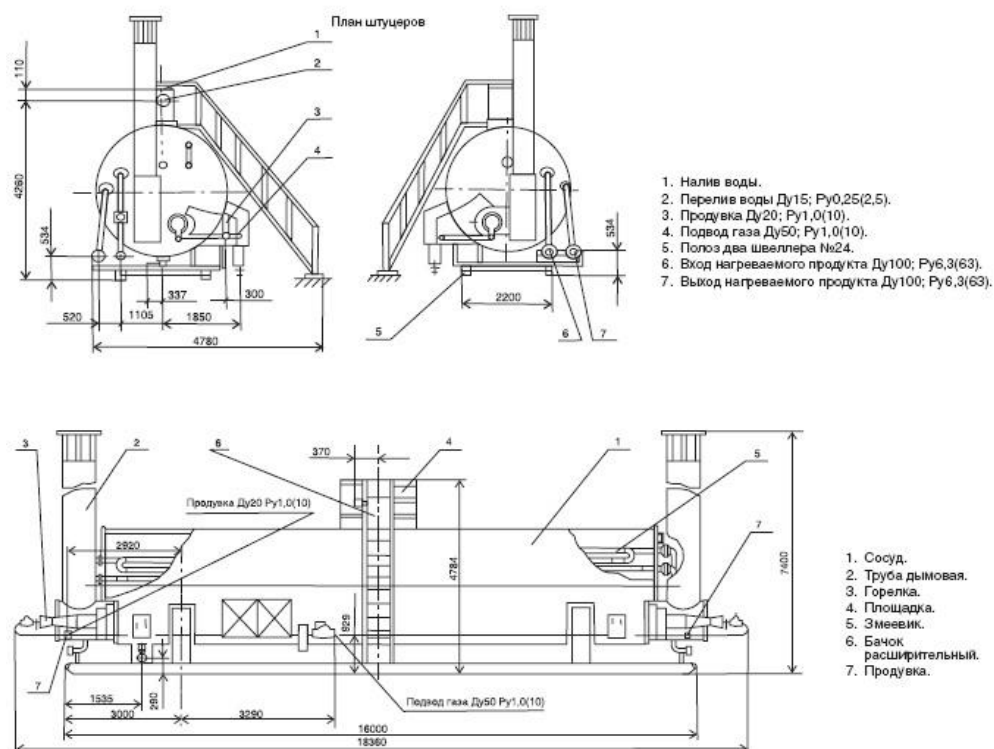


Рисунок 3.1. – Схема ПП-1,6

В соответствии с инструкцией по эксплуатации были проанализированы требования к топливному газу, необходимому для стабильной работы путевого подогревателя.

Газ Ножовского месторождения характеризуется высоким содержанием сероводорода – 0,35%, углекислого газа – более 2,0%,

По физико-химическим свойствам газа наблюдается превышение объемной доли сероводорода – допустимо содержание не более 0,002%, по факту 0,35 % (Рисунок 3.3).

Таким образом, применение путевого подогревателя ПП-1,6 на попутно-добываемом газе на ДНС-0711 не представляется возможным, Использование попутного газа из других источников является нецелесообразным.

3.2. Использование теплогенератора на Ножовском месторождении

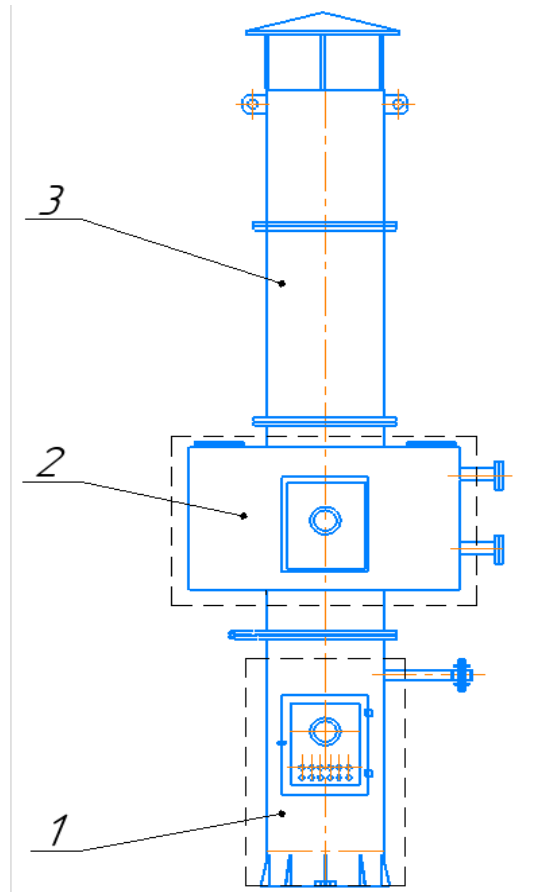


Рисунок 3.4. – Схема теплогенератора

Теплогенератор состоит из 3 основных частей:

- 1, Камера сгорания
- 2, Теплообменная камера
- 3, Труба дымовая

1, Камера сгорания оснащена кольцевой горелкой, дежурной горелкой, датчиком контроля пламени, смотровым окном и дефлектор подачи воздуха.

Горелка дежурная-запальная (далее – горелка дежурная) совмещает в себе функции «дежурного» горения и запального устройства, поддерживает постоянное и устойчивое пламя в камере сгорания и воспламеняет потоки сбрасываемого газа, выходящие из основных форсунок многопоточной горелки. Горелка дежурная предназначена для работы в постоянном режиме с непрерывным контролем пламени.

Количество дежурных горелок определено максимальной величиной расхода сжигаемых газов и диаметром камеры сгорания.

Тип розжига дежурных горелок электроискровой.

В ГРПШ выполняется редуцирование, очистка и контроль параметров топливного газа.

Материальное исполнение:

-горелочного устройства -12X18Н10Т, 20X23Н18Т

-наружный корпус -09Г2С

-внутренний корпус- 20X23Н18Т

2, Теплообменная камера состоит из перфорированной цилиндрической жаропрочной обечайки. Верхняя и нижняя часть корпуса снабжена фланцами для подсоединения к основанию и трубе дымовой.

На внутренней поверхности обечайки смонтированы кольца-турбулизаторы, которые осуществляют забор дымовых газов для интенсивного прохода их через перфорацию и обтекание змеевика горячими топочными газами, Змеевик закрыт кожухом. При необходимости кожух раскрывается для контроля или ремонта змеевика,

Кожух представляет собой металлическую пространственную цилиндрическую конструкцию, состоящую из каркаса, сваренного из профильного проката, наружных и внутренних ограждающих обшивок, пространство между которыми заполнено теплоизолирующим материалом. Наружная обшивка, выполненная из листовой стали толщиной 5 мм, герметична и воспринимает как механические нагрузки, так и нагрузки от действия избыточного давления продуктов сгорания топлива в теплообменной камере. Внутренняя обшивка корпуса камеры выполнена из жаропрочной стали толщиной не менее 0,7 мм. Также как и наружная обшивка, она выполнена сплошной, но не является герметичной, а служит для защиты теплоизоляционного материала от разрушения. Крепление тепловой изоляции и внутренней обшивки к наружной осуществлено при помощи штырей из жаростойкой стали.

В верхней части кожуха расположены 3-4 люка для размещения вкладышей предохранительных клапанов и их крышек.

Внутри теплообменной камеры расположен спиральный змеевик состоящих из стальных бесшовных труб диаметром Ду50, соединенных между собой при помощи отводов. Змеевики расположены симметрично, слева и справа от продольной оси камеры.

Трубы змеевиков опираются на трубные косынки, изготовленные из жаростойкой стали, и имеют возможность удлиняться при нагреве.

Рабочий процесс в теплообменной камере происходит следующим образом: раскаленные продукты сгорания топлива из камер сгорания поступают во внутреннее пространство теплообменной камеры через перфорацию, струи инжектируют уже охлажденные дымовые газы из перфорирующей зон теплообменной камеры, создавая интенсивную рециркуляцию продуктов сгорания, смешиваются с ними и охлаждаются. Таким образом, омывание труб змеевиков происходит охлажденными продуктами сгорания, имеющими температуру не более 600° С.

Кожух теплогенератора теплообменной камеры и камера сгорания снаружи дополнительно утеплены в соответствии с требованиями техники безопасности защиты людей от ожогов, а также снизить тепловыделения.

Теплогенератор работает следующим образом. Холодная нефть по трубопроводу ввода нефти в теплогенератор поступает теплообменную камеру. Потоками поступает в верхние ветви змеевика, расположенных параллельно в корпусе теплообменной камеры, проходит по змеевику и проходит в выходной части трубопровода снизу.

При своем движении по змеевику нефть нагревается за счет тепла, отдаваемого продуктами сгорания топливного газа, сжигаемого в камере сгорания горелкой.

Интенсивная рециркуляция продуктов сгорания в теплогенераторе достигается созданием движения продуктов сгорания во внутреннем объеме

теплообменной камеры, получаемой в результате сжигания топлива в камере сгорания и установки дефлекторов и инжекции.

Труба дымовая круглого сечения одноконтурная обеспечивает стабильную тягу и снижение образования сажи. Наличие одноконтурного дымохода обеспечивает уменьшение теплотерь, снижение образования конденсата. Дымовой канал утеплен негорючим теплоизолирующим материалом МКРВ - - 200 и обшит с внутри жаропрочной сталью. На верхней части установлен искрогаситель и козырек,

Тепловой и гидравлический расчеты

В программном продукте Aspen HYSYS произведен тепловой и гидравлический расчеты трубопровода ДНС - 0711-УППН «Суханово».

На рисунке 3.5 (до внедрения ТГ) и рисунке 3.6 (после внедрения ТГ) представлены результаты расчета.

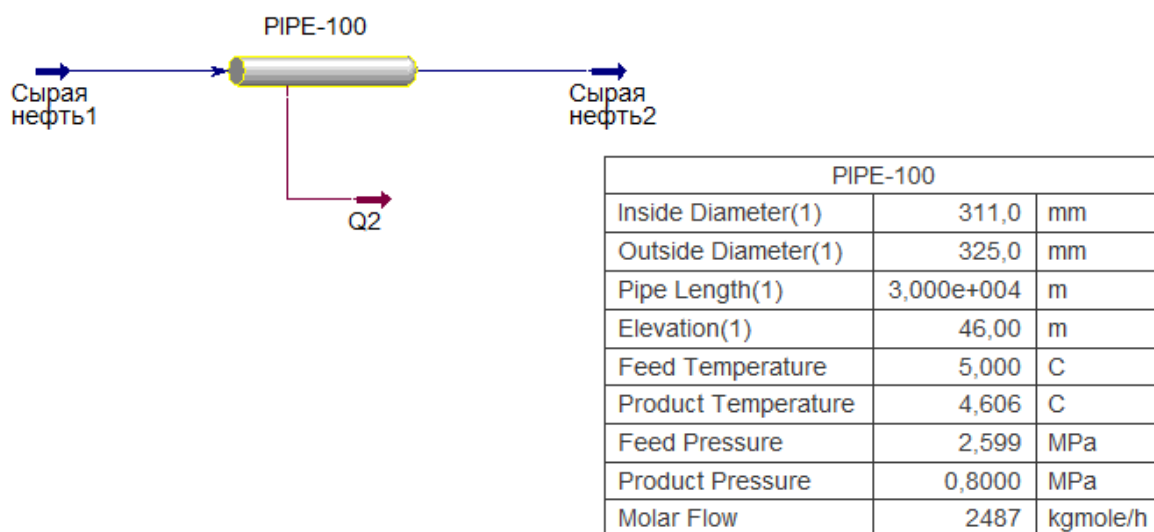


Рисунок 3.5 – Результаты расчета до внедрения ТГ

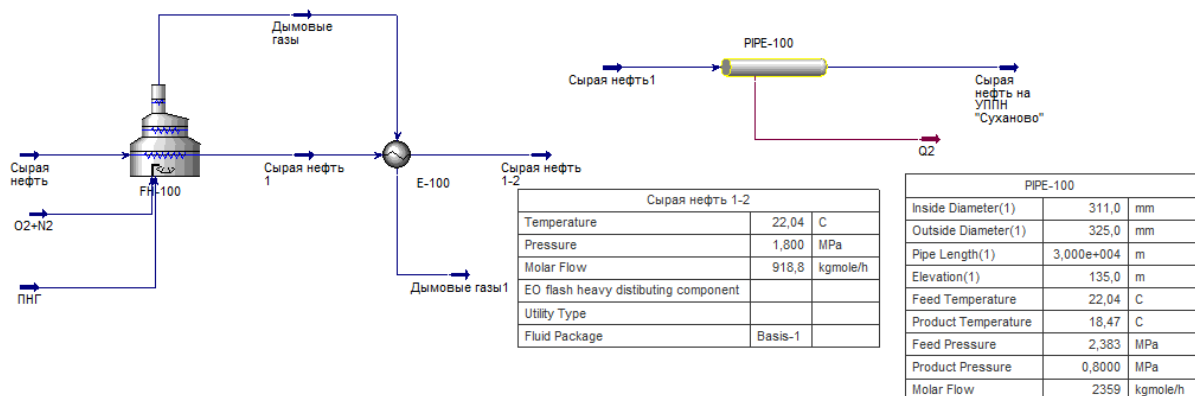


Рисунок 3.6 – Результаты расчета после внедрения ГТ

На рисунке 3.6 видно, что увеличение температуры откачки на ДНС-0711 до 22,04 °С при расходе 90 м³/час приводит к снижению давления откачки на 0,22 МПа по сравнению режимом без нагрева жидкости, что позволяет снизить недоборы по нефти из-за остановок скважин по причине превышений аварийного уровня в буллитной емкости ДНС.

3.3. Применение газотурбинных и газопоршневых установок

Для выработки электроэнергии на площадных объектах месторождения были рассмотрены газотурбинные и газопоршневые установки. Сложности с выработкой электроэнергии на месторождениях Ножовской группы связаны с высоким содержанием азота в ПНГ. Для подбора подходящего оборудования необходимо было учесть следующие факторы:

- требования к входящему потоку газа;
- расход газа;
- низшая температура сгорания.

Ввиду низкого содержания метана, и высокого содержания азота, многие ГТУ и ГПУ были исключены. Расход газа является важным фактором для нормальной работоспособности оборудования, максимальный расход газа на рассматриваемых объектах составляет 150 м³/час. Для ПНГ, с подобранных объектов низшая теплота сгорания составляет 31 МДж/м³.

В результате поиска подходящего оборудования были выделены установки, указанные в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Подходящее оборудование ГТУ и ГПУ

	ГТУ		ГПУ GazEcos MAN 200кВт	ГТУ OPRA OP16-3C	АГ200С
	Capstone C30	Capstone C30			
Варианты исполнения	Модульное	Модульное	Открытое, в контейнере	В контейнере	В контейнере
Номинальная мощность, кВт	30	200	200	1800	200
Диапазон рабочего напряжения, В	380-480	380-480	400	450	380
Частота тока, Гц	50	50	50	50	50
Вес, кг	578	3180-3640	4210; 6610	6850	4950
Габариты, см	1516x762x1943	3660x1700x2490	3500x1400x2240; 5000x2200x2350	6060x2440x2600	1200x600x780
Необходимое давление топлива на входе, бар	3,6	3,6	0,025 - 0,05	11-16	0,03
Необходимость установки компрессора при низших значениях избыточного давления	да	да	нет	Да	Нет
Минимальное значение низшей теплоты сгорания, МДж/МПа	10	10	4,19	5	10
Страна производитель	США	США	Германия	Нидерланды	РФ

Из характеристик оборудования в таблице 3.1 видно, что для условий ЦЕХ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА подходят все установки, но ГПУ АГ200С имеет ряд преимуществ:

- отсутствует необходимость установки компрессора;
- низкое давление на входе;
- минимальное значение низшей теплоты сгорания;
- доступность запчастей на Российском рынке.



Рисунок 3.7 – Внешний вид ГПУ АГ-200С кВт.

Также для выработки электроэнергии рассматривалось применение оборудования газотурбинных электростанций энергия АГ100С и АГ200С. Предназначены для выработки электроэнергии трехфазного переменного тока напряжением 400 В, частотой 50 Гц; первичной коммутации, обеспечивающей подключение ГТУ к нагрузкам потребителя и применяется в качестве автономного источника электроснабжения. Модули ГТД-0,1 ГТД-0,2, применяемые в электростанциях АГ100С и АГ200С - это компактные одновальные газотурбинные двигатели с двухступенчатой турбиной, способные работать на различных видах топлива, включая сжиженный природный газ (СПГ) и обеспечивать надежный запуск и работоспособность в любых климатических и географических условиях.

Основные технические характеристики микротурбинных установок контейнерного исполнения АГ200С представлены в Таблицах 3.2 – 3.5:

Таблица 3.2 - Технические характеристики ГТЭС-200С для высокого давления газа, работа автономном режиме без рекуператора

Номинальное напряжение, В	400
Номинальный коэффициент мощности	0,8
Номинальная частота вращения генератора, об/мин	1500
Номинальная мощность станции (при стандартных условиях по ГОСТ 4401-81):	
Электрическая, кВт	200
Тепловая без рекуператора, кВт	784
Электрический КПД без рекуператора	17,2%
Коэффициент использования топлива (с применением котла-утилизатора), % Без рекуператора	84,5%
Время готовности к принятию нагрузки, с	45
Нижний предел минимальной электрической нагрузки, от номинальной мощности, %	0%
Наброс – сброс нагрузки, % от номинальной мощности	100%
Давление (избыточное) газообразного топлива на входе в установку, кгс/см ²	8
Расход газа на номинальной мощности без рекуператора, нм ³ /час	116,8
Расход масла в режиме номинальной мощности, не более, кг/час	0,04
Ресурс до капитального ремонта, час	35000
Межсервисный интервал, час	4000
Ресурс двигателя назначенный, час	1200000
Возможность ремонта на месте эксплуатации	замена агрегатов модулей
Перечень мест эксплуатации (согласно графику высотно-климатических характеристик)	0 - 2000 м над уровнем моря, от -40°С до +40°С
Исполнение контейнерное:	
Габаритные размеры: длина x ширина x высота, мм	3860x2500x2500
Сухая масса: в комплекте поставки, кг	5600

Таблица 3.3 - Основные параметры ГТУ: В условиях ISO ($P_H=760$ мм рт. ст., $t_H=+15^\circ\text{C}$) с рекуператором

Характеристика	Величина		Примечание
	АГ100С	АГ200С	
Номинальная мощность на валу силовой турбины, МВт	0,111	0,219	
Коэффициент полезного действия на валу силовой турбины с рекуператором, %	23,5	31,0	
Мощность на клеммах генератора, МВт	0,1	0,2	
Коэффициент полезного действия на клеммах генератора, %	22,3	29,5	
Расход натурального топлива, тыс. м ³ /ч (указать вид и низшую теплоту сгорания), при +15 °С	0,0453	0,0683	Газ природный ГОСТ 5542-2014 Н _и =50 МДж/кг
Расход газа за силовой турбиной (на выхлопе), кг/с	1,72	1,8	
Температура выхлопного газа за силовой турбиной (на выхлопе), °С	508	538	

Таблица 3.4 - Технические характеристики газовых турбин, в стационарных условиях

АГ200С					
Характеристики	Величина				
Температура воздуха на входе в ГТУ, °С	-30	0	15	25	40
Выходная мощность на клеммах генератора, МВт	200	200	200	200	192
Электрический КПД %	30,1	29,8	29,5	29,3	28,6
Расход топлива, тыс.м ³ /ч	0,0668	0,0673	0,0683	0,0684	0,0690
Расход выхлопных газов, кг/с	2,0	1,83	1,80	1,60	1,48
Температура выхлопных газов, °С	423	477	538	575	623

Таблица 3.5 - Технические характеристики генератора

Наименование параметра	Величина
	АГ200С
Активная мощность, кВт	200
Полная мощность, кВт	200
Напряжение, В	380
Ток статора, А	361
Коэффициент мощности, cos φ	0,8
Частота вращения ротора, об/мин	1500
Частота, Гц	50
Коэффициент полезного действия, %	94
Соединение фаз обмотки статора	звезда
Класс изоляции обмоток статора и ротора	Н
Габаритные размеры:	
• длина, мм (не более)	1220
• ширина, мм (не более)	600
• высота, мм (не более)	780

Технико-экономические показатели внедрения установок на ДНС-0707, представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Технико-экономические показатели применения ГПУ GazEcos MAN 200 кВт и Энергия АГ200С

Параметр	Единица измерения	ГПУ GazEcos MAN 200кВт	Энергия АГ200С
Номинальная мощность	кВт	360	200
Количество выработанной энергии за год	кВт*ч	3153600	1752000
Экономия на электроэнергии в год	руб	11983680	6657600

3.4. Применение технологии водогазового воздействия

По Турнейскому объекту Змеевского месторождения можно сделать следующие выводы:

- Уровень закачки за 2020 год составил 125,4 тыс.м³, что на 87,8 % компенсирует текущие отборы.
- По состоянию на 01.01.2021 г. накопленная добыча нефти составила 2001,7 тыс.т, при отборе от утвержденных НИЗ 61,8 % и КИН – 0,247.
- В пределах залежи среднее пластовое давление по состоянию на 01.01.2021 г. равно 15,44 МПа, что ниже начального (16,9 МПа) и выше давления насыщения (10,05 МПа).
- Анализируя совмещенную карту распределения извлекаемых запасов и текущих отборов на 01.01.2021 г. (Рисунок 2.19), можно сделать вывод о том, что наибольшей плотностью остаточных извлекаемых запасов характеризуется центральная часть залежи.

При этом стоит отметить, что, согласно источникам, применение технологии ВГВ на пласт увеличивает коэффициент извлечения нефти по пласту, за счет извлечения остаточных запасов.

Для применения технологии ВГВ при выборе скважины-кандидата учитываются следующие критерии:

- Нагнетательная скважина должны иметь 100% эффективность закачки
- Скважина находится в непосредственной близости от ДНС;
- Расход газа на ДНС способен обеспечить закачку газа в пласт;
- Реализация закачки на один объект разработки;
- Высокая степень неоднородности пласта
- Высокая вязкость объекта разработки

В результате анализа данных критериев, был сделан вывод, что необходимо, чтобы объект работал на Турнейскую залежь, так как в

карбонатных коллекторах присутствует высокая неоднородность, и флюид характеризуется высокой вязкостью.

В результате анализа были выбраны скважины, представленные в табл. 3.7.

Таблица 3.7- Скважины для применения технологии ВГВ

Месторождение	БКНС	Скв	Пласс	Текущее состояние	ВРП	Нсп общ	Рдо/шт	Русг. ф.	Упог	Утех. ф.	Уэфф. ф.	%эфф
Змеёвское	БКНС-0703 ст Зме	1221	Т	работа	0780	1 559,0	12	7,7	221,00	33,00	33,00	100
Змеёвское	БКНС-0703 ст Зме	847	Т	работа	0760-ЗМВ	1 574,7	12	9	280,00	13,00	13,00	100
Змеёвское	БКНС-0703 ст Зме	856	Т	работа	0760-ЗМВ	1 540,0	12	9,5	400,00	20,00	20,00	100
Змеёвское	БКНС-0703 ст Зме	862	Т	работа	0760-ЗМВ	1 623,5	12	1,4	150,00	16,00	16,00	100
Змеёвское	БКНС-0703 ст Зме	864	Т	работа	0760-ЗМВ	1 606,1	12	2,2	200,00	13,00	13,00	100

Из таблицы видно, что все подобранные скважина работают от БКНС-0703, а 4 из 5 скважин работают через ВРП-0760. Приемистость по скважинам не превышает 35 м³/сут, при более высокой потенциальной приемистости, что позволяет закачать в скважины дополнительные объемы рабочего агента.

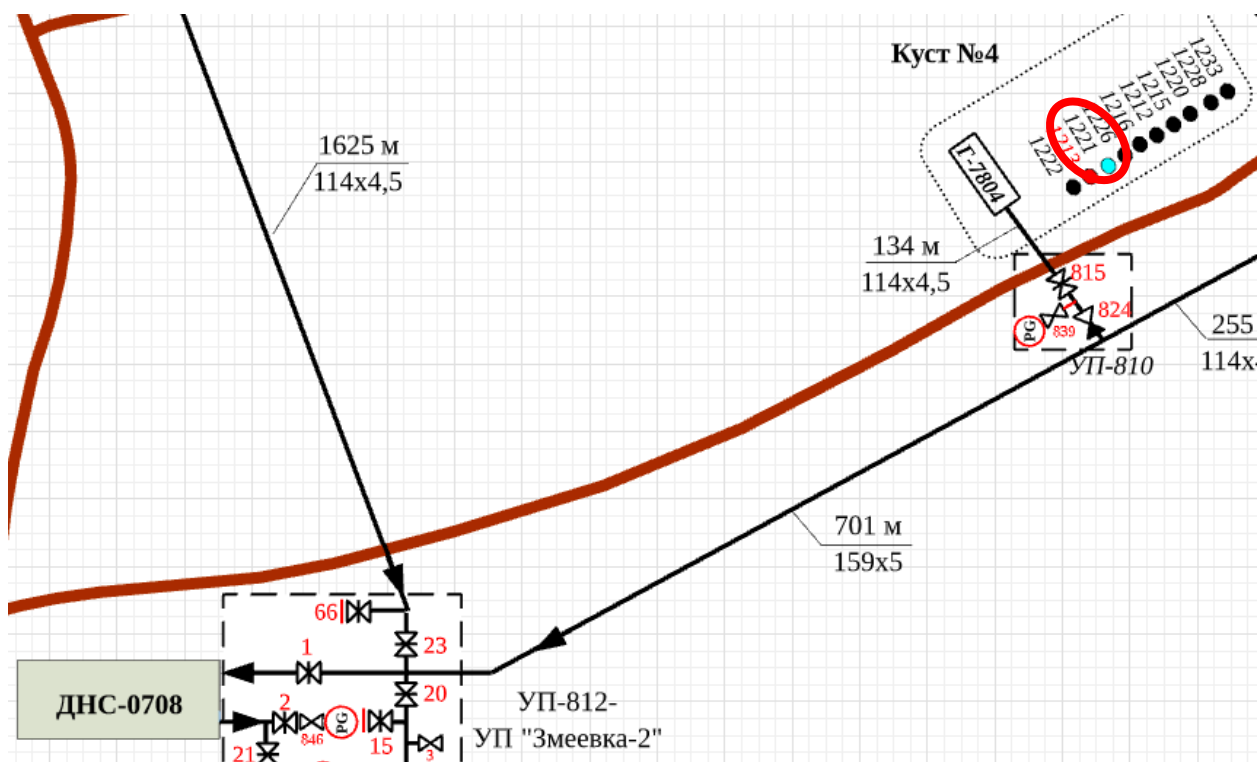


Рисунок 3.8 – Расположение скважины 1221 относительно ДНС-0708

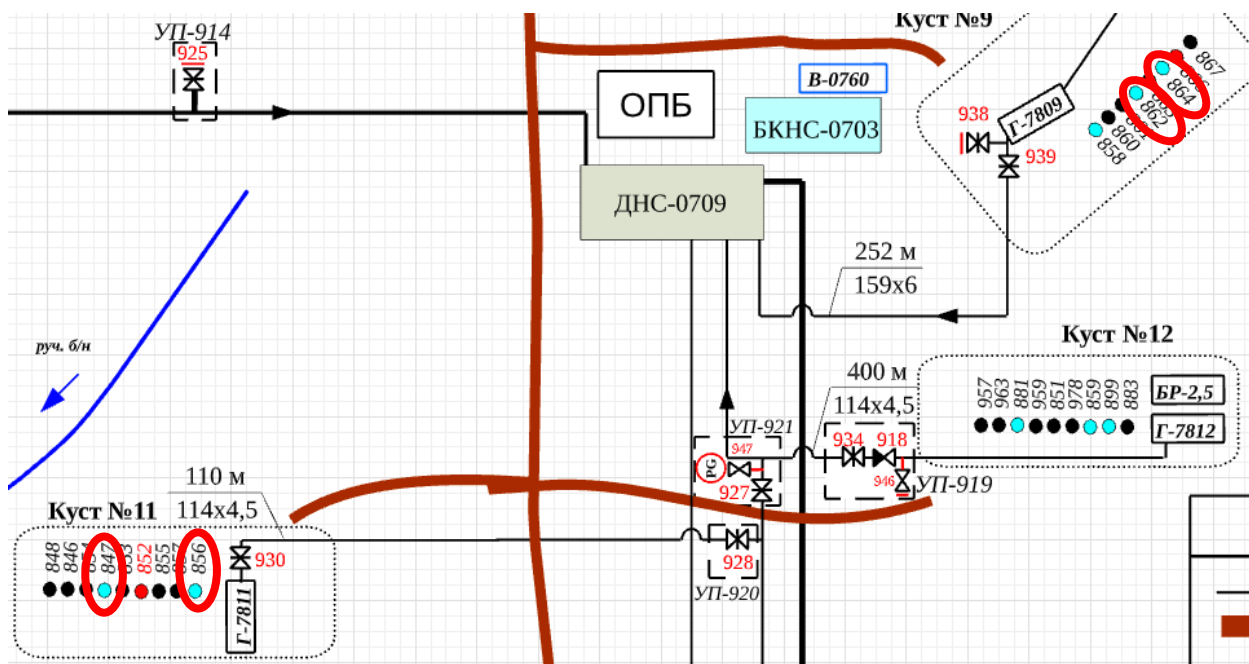


Рисунок 3.9 – Расположение скважин 847, 856, 862, 864 относительно ДНС-0709

Подобранные скважины находятся в непосредственной близости от площадных объектов, что позволяет заметно сократить капитальные вложения при строительстве оборудования для реализации ВГВ. В таблице 3.8 приведены данные по скважинам, где смоделировано внедрение технологии.

Таблица 3.8 - Удаленность скважин-кандидатов от площадных объектов.

БКНС	Скважина	Площадной объект-источник газа	Расстояние до ДНС, м
БКНС-0703	1221	ДНС-0708 Змеевское м/р	770
БКНС-0703	847	ДНС-0709 Первомайское м/р	290
БКНС-0703	856	ДНС-0709 Первомайское м/р	510
БКНС-0703	862	ДНС-0709 Первомайское м/р	300
БКНС-0703	864	ДНС-0709 Первомайское м/р	310

Реализацию технологии водогазового воздействия на выбранных участках, планируется осуществлять с помощью закачки попутного нефтяного газа. Это предполагает, что вытеснение нефти будет идти в несмешивающемся режиме, то есть, при вытеснении нефти газом не будет происходить смешивание вдоль газовой оторочки. Технология реализована как обычный процесс вытеснения нефти при совместной закачке воды и газа. Для прогноза

технологических показателей использована модель «BLACKOIL», программного продукта Tempest MORE компании ROXAR. Модель Турнейской залежи Змеевского месторождения актуализирована на 01.01.2021.

Для оценки эффективности различных технологий газового воздействия, на гидродинамических моделях, проведены несколько вариантов расчетов:

1. Базовый вариант – стационарное заводнение с закачкой воды (от уровня добычи базового варианта рассчитана эффективность различных технологий ВГВ).

2. Вариант совместной закачки воды и газа в постоянном режиме, соотношение объемов закачки 1:1

Совместная закачка воды и газа воспроизводилась в ГДМ при помощи специальной опции (CWAG), где в качестве исходных данных использовались приемистость смеси и доля содержания чистого газа в водогазовой смеси (ВГС). Моделирование данной технологии на ГДМ проводилось за счет снижения остаточной нефтенасыщенности, как функции концентрации трассера (ключевое слово TFUN).

Технологию ВГВ предлагается реализовывать с помощью эжекторных устройств, ввиду простоты их конструкции, а также невысоких капиталовложений. Внедрение технологии моделируется с 1 сентября 2022 г.

На рисунке 3.10 представлена ГГДМ по Турнейскому объекту Змеевского месторождения на прогнозе на 30 лет в базовом варианте.

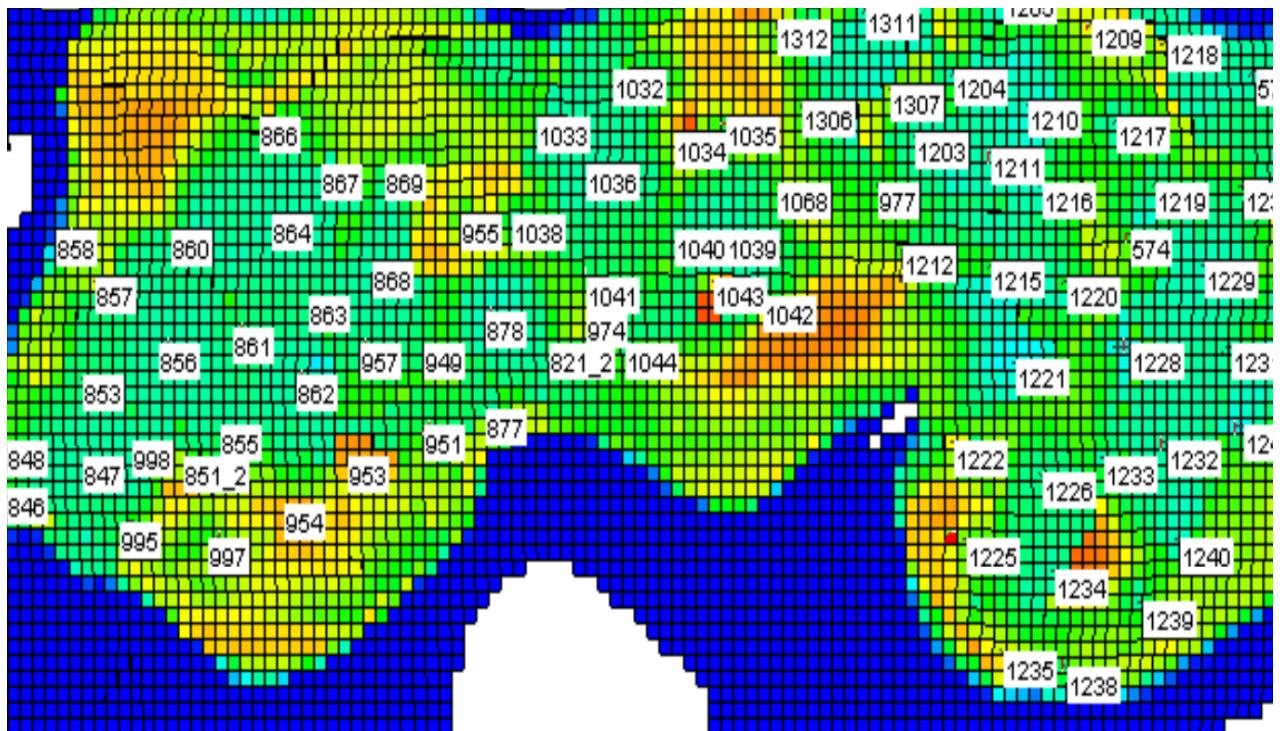


Рисунок 3.10 - ГГДМ в базовом варианте на 30 лет

При применении технологии ВГВ на предложенных скважинах-кандидатах фронт заводнения сдвинется от очага, к окраинам, что видно на рисунке 3.11, в сравнении с рисунком 3.10.

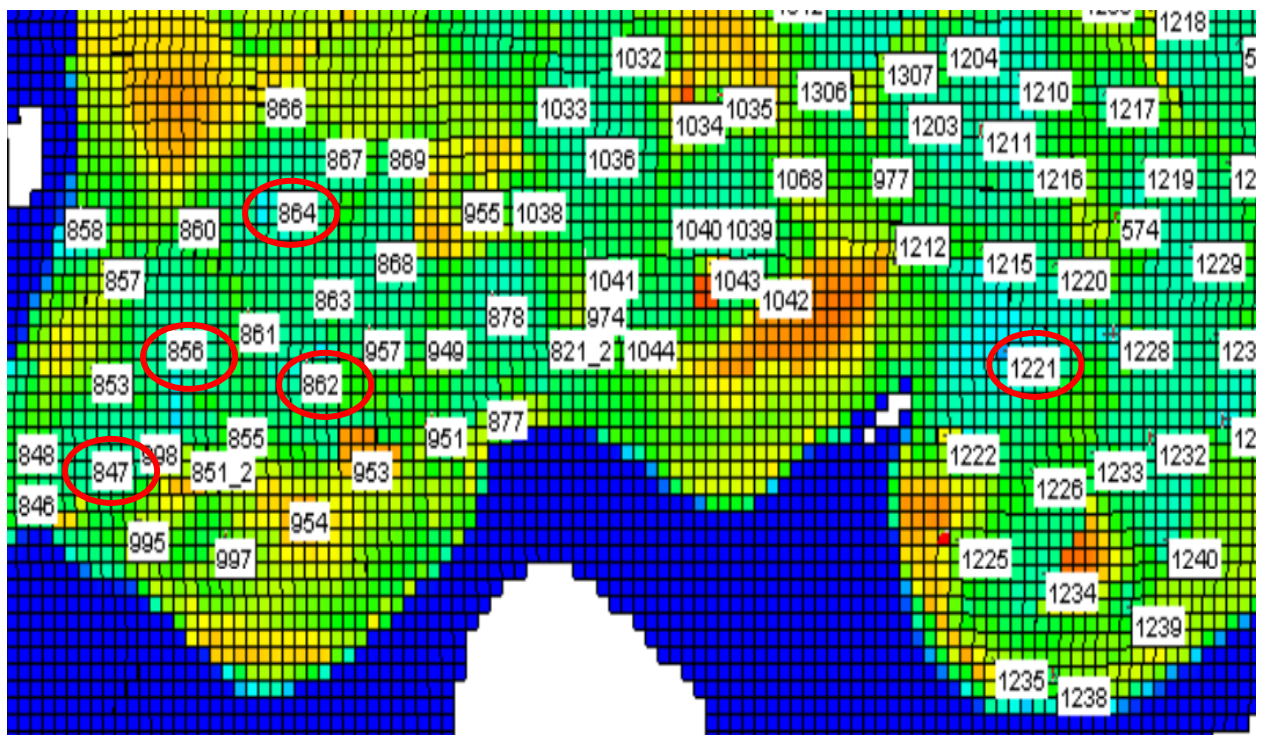


Рисунок 3.11 - ГГДМ в варианте с ВГВ на 30 лет.

Таблица 3.9 - Сравнение базового варианта с вариантом использования ВГВ

Дата	Вариант 1			Вариант 2			Сравнение		
	Накопленная добыча жидкости.	Накопленная добыча нефти.	Обводненность	Накопленная добыча жидкости	Накопленная добыча нефти	Обводненность	Накопленная добыча жидкости	Накопленная добыча нефти	Обводненность
01-Jan-2021	3546,59	2253,76	57,2859	3546,59	2253,76	57,2859	0	0	0
01-Jan-2022	3748,41	2339,15	58,3692	3748,41	2339,15	58,3692	0	0	0
01-Jan-2023	3955,06	2423,59	60,1314	3955,31	2424	59,5465	0,25	0,41	-0,5849
01-Jan-2024	4160,32	2504,15	61,5487	4160,53	2505,82	61,0127	0,21	1,67	-0,536
01-Jan-2025	4355,15	2579,49	62,3645	4355,13	2582,42	61,7891	-0,02	2,93	-0,5754
01-Jan-2026	4547,95	2649,7	64,4825	4547,65	2653,96	63,8457	-0,3	4,26	-0,6368
01-Jan-2027	4739,17	2715,49	66,3993	4738,56	2721,14	65,707	-0,61	5,65	-0,6923
01-Jan-2028	4928,29	2776,63	68,4003	4927,95	2784,38	67,3902	-0,34	7,75	-1,0101
01-Jan-2029	5117,02	2834,91	69,6908	5116,59	2844,34	68,9283	-0,43	9,43	-0,7625
01-Jan-2030	5303,86	2889,52	71,1637	5303,61	2900,99	70,3247	-0,25	11,47	-0,839
01-Jan-2031	5490,02	2941,61	72,6623	5489,66	2954,82	71,6385	-0,36	13,21	-1,0238
01-Jan-2032	5675,04	2990,89	73,8768	5674,68	3006,05	72,8284	-0,36	15,16	-1,0484
01-Jan-2033	5860,01	3038,26	74,894	5859,23	3055	73,9377	-0,78	16,74	-0,9563
01-Jan-2034	6043,5	3083,17	76,01	6042,39	3101,62	74,9761	-1,11	18,45	-1,0339
01-Jan-2035	6226,15	3125,95	77,0122	6224,74	3146,18	75,975	-1,41	20,23	-1,0372
01-Jan-2036	6407,92	3166,72	77,7843	6406,35	3188,79	76,9701	-1,57	22,07	-0,8142
01-Jan-2037	6589,79	3205,99	78,8231	6587,78	3229,65	77,8664	-2,01	23,66	-0,9567
01-Jan-2038	6770,65	3243,47	79,5395	6768,11	3268,67	78,756	-2,54	25,2	-0,7835
01-Jan-2039	6951,15	3279,49	80,3357	6947,86	3306,08	79,5665	-3,29	26,59	-0,7692
01-Jan-2040	7131,15	3314,04	81,0875	7127,12	3341,99	80,3341	-4,03	27,95	-0,7534
01-Jan-2041	7311,19	3347,28	81,8024	7306,42	3376,6	81,0265	-4,77	29,32	-0,7759
01-Jan-2042	7490,35	3379,13	82,4794	7484,83	3409,8	81,7414	-5,52	30,67	-0,738
01-Jan-2043	7669,16	3409,74	83,1194	7662,88	3441,74	82,3877	-6,28	32	-0,7317
01-Jan-2044	7847,65	3439,2	83,7213	7840,6	3472,54	83,0078	-7,05	33,34	-0,7135
01-Jan-2045	8026,33	3467,67	84,2886	8018,49	3502,29	83,5951	-7,84	34,62	-0,6935
01-Jan-2046	8204,25	3495,01	84,8298	8195,58	3530,91	84,1535	-8,67	35,9	-0,6763
01-Jan-2047	8381,88	3521,37	85,3524	8372,35	3558,51	84,6661	-9,53	37,14	-0,6863
01-Jan-2048	8559,22	3546,79	85,8487	8548,79	3585,15	85,1733	-10,43	38,36	-0,6754
01-Jan-2049	8736,76	3571,41	86,3197	8725,4	3610,95	85,6467	-11,36	39,54	-0,673
01-Jan-2050	8913,54	3595,11	86,7665	8901,28	3635,81	86,0883	-12,26	40,7	-0,6782
01-Jan-2051	9090,07	3618	87,1869	9076,91	3659,86	86,4972	-13,16	41,86	-0,6897

В таблице 3.9 представлена выгрузка расчетов по основным технологическим параметрам за 30-летний период. Из расчетов видно, что применение технологии ВГВ на указанных скважинах позволит увеличить добычу нефти на 41,86 тыс. т за 30-летний период. При этом стоит отметить снижение количества добываемой жидкости, и обводненности в целом, что говорит о снижении количества добываемой балластовой воды, и позволит снизить нагрузку на систему сбора и транспорта продукции, а также на УПН.

3.5 Очистка азота от ПНГ

В связи с высоким содержанием азота в составе попутного нефтяного газа на Ножовском месторождении, возникает необходимость в разделении ПНГ на углеводородный газ и азот. Для выделения азота из ПНГ предлагается использовать метод гидратообразования, который был подробно описан в главе 1 [6] и представлен на рисунке 3.12.

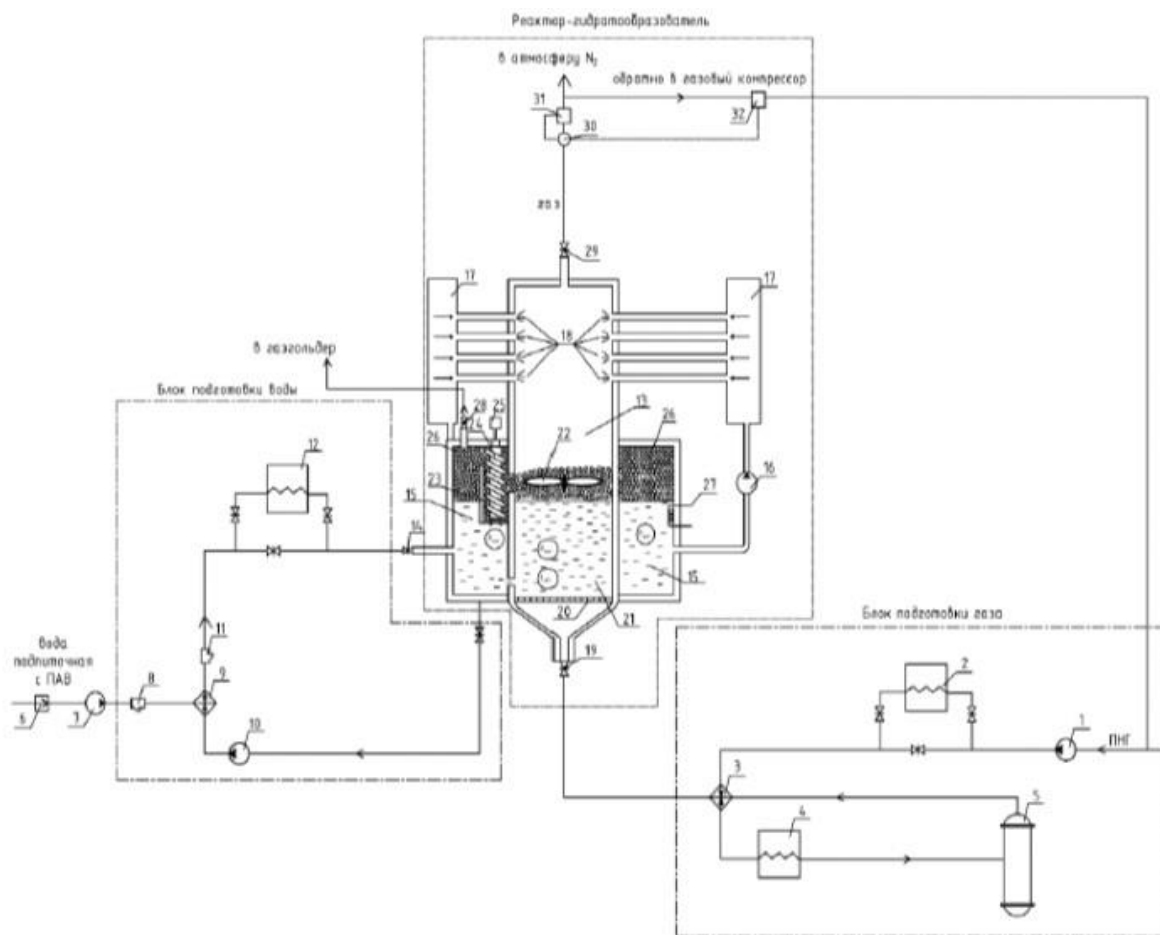


Рисунок.3.12. Схема блока очистки ПНГ

Процесс гидратообразования возможен только при определенных условиях, поэтому ПНГ проходит предварительную подготовку, при которой достигаются определенные термобарические условия. В нашем случае, гидратообразование возможно при давлении $P = 0,7$ МПа и температуре $t = 1^{\circ}\text{C}$.

В программном продукте Aspen Hysys был смоделирован процесс подготовки газа, в результате которого определены энергетические характеристики составляющих блока подготовки.

Компонентный состав ПНГ задавался по результатам анализа проб газа после первой ступени сепарации на ДНС-0711.

На рисунке 3.13. представлена модель блока подготовки газа.

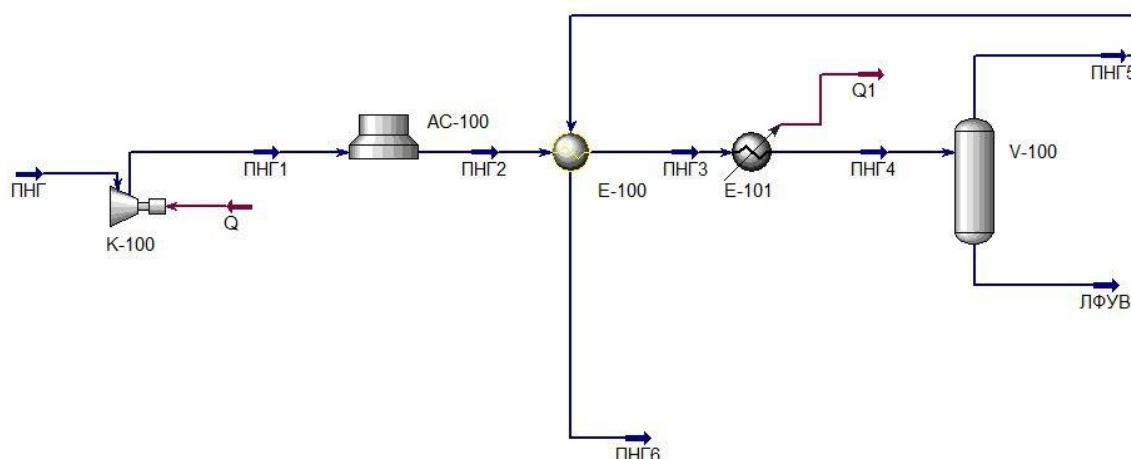


Рис. 3.13. Модель блока подготовки газа в Aspen HYSYS

Энергетические характеристики составляющих блока подготовки газа представлены в таблице 3.10.

Таблица 3.10. Энергетические характеристики составляющих блока подготовки газа

Объект	Мощность, кВт	Тепловой поток, кДж/ч
Компрессор	42,37	152500
Холодильник	12,66	45580

К способам очистки газа от азота также относится адсорбирование азота углеродно-молекулярными ситами. Попутный нефтяной газ проходит через специальное селективное сито под давлением 0,6 МПа. За счет разницы кинетических диаметров метана и азота, первый адсорбируется на молекулах углерода, в то время как азот проходит сквозь сито.

После подготовки газа, углеводородную составляющую можно использовать как топливо для путевых подогревателей и газопоршневых (газотурбинных установок), но ввиду сокращения расхода ПНГ с 150 до 40 м³/час, значительно сокращается количество доступного для данных условий оборудования.

3.6. Выводы по главе

1. Рассмотрены основные технологии по рациональному использованию попутного нефтяного газа в ЦЕХ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.
2. Проведен анализ использования путевых подогревателей для снижения вязкости эмульсии. При текущих параметрах ПНГ (состав, расход) нет возможности эффективного использования оборудования.
3. Проведено моделирование процесса нагрева водонефтяной эмульсии за счет теплогенератора, в программном продукте Aspen HYSYS, по результатам которого давление в нефтепроводе снизится на 0,22 МПа.
4. Проведен подбор подходящего оборудования для выработки электричества, была подобрана установка ГПУ GazEcos MAN, имеющая ряд преимуществ, и номинальную мощность 200кВт.
5. Проведено моделирование процесса водогазового воздействия на Турнейскую залежь Змеевского месторождения. При сравнении базового варианта и варианта с применением ВГВ определен прирост добычи в 41,86 тыс. т при прогнозе на 30 лет.

ГЛАВА 4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УТИЛИЗАЦИИ ПНГ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЦДНГ-7

4.1. Технология водогазового воздействия

Оценка экономической эффективности проводится для обоснования целесообразности проведения предложенных мероприятий.

Основным показателем, определяемым при оценке экономической эффективности, является чистый дисконтированный доход (ЧДД) (англ. NetPresentValue – NPV).

NPV показывает величину денежных средств, которую инвестор ожидает получить от проекта, после того, как денежные притоки окупят его первоначальные инвестиционные затраты и периодические денежные оттоки, связанные с осуществлением проекта.

Исходные данные для оценки экономической эффективности представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Исходные данные для оценки экономической
эффективности

№ п/п	Показатель	Значение	Единица измерения
1	Цена на нефть марки Urals	65,0	\$/барр.
2	Курс доллара	74,0	руб/\$
3	Ставка НДС	9241	руб/т
4	Налог на прибыль	20	%
5	Налог на имущество	2,2	%
6	Капитальные затраты	15000	тыс.руб

Для того чтобы оценить экономическую эффективность предложенных мероприятий, необходимо провести экономическую оценку базового варианта и варианта с предложенным мероприятием, и сопоставить их.

Таким образом, необходимо провести оценку 2 вариантов.

Базовый вариант

Базовый вариант разработки объекта предполагается разработку залежи действующим фондом скважин по рекомендованному варианту разработки.

Исходные данные для оценки экономической эффективности базового варианта представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Исходные данные для оценки экономической эффективности базового варианта

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Значение
1	Накопленная добыча нефти	тыс.т.	3618,0
2	Накопленная добыча жидкости	тыс.т.	9090,07

К капитальным вложениям относят:

- затраты на геолого-разведочные работы;
- бурение скважин;
- строительство;
- оборудование, не входящее в сметы строек;
- прочие расходы.

К операционным затратам относят:

- расходы по добыче нефти и газа;
- расходы по искусственному воздействию на пласт;
- расходы по транспортировке скважинной продукции;
- расходы по технологической подготовке нефти;
- расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования;
- прочие производственные затраты.

Выручка от реализации нефти (ВЫР) определяется по формуле:

$$\text{ВЫР} = Q_{ni} * Ц,$$

где Q_{ni} – годовая добыча нефти за i -ый год расчетного периода, тыс.т.; $Ц$ – цена реализации нефти, руб/т.

Цена реализации нефти ($Ц$) определяется по формуле:

$$Ц = ЦБ * 7,28 * \text{курс}\$ * 0,7,$$

где ЦБ – цена барреля нефти марки Urals, \$/барр.; 7,28 – коэффициент перевода баррелей (Urals) в тонны, барр./т.

Операционные затраты (ОЦ) (с инфляцией) определяются по формуле:

$$\text{ОЦ} = \text{ОРЕХ}_i * \text{ИЦП}_i,$$

где ОРЕХ_i – операционные затраты за i -ый год расчетного периода, млн.руб.;
 ИЦП_i – накопленные значения индекса цен промышленности за i -ый год расчетного периода, ед.

Отчисления, связанные с налогом на добычу полезных ископаемых, определяются по формуле:

$$\text{НДПИ} = Q_{ni} * \text{НДПИ}_{\text{баз}},$$

где $\text{НДПИ}_{\text{баз}}$ – базовая ставка НДПИ, руб/т.

Налогооблагаемая прибыль (НОП) определяется по формуле:

$$\text{НОП} = \text{ВЫР} + \text{ОЦ} + \text{АМ} + \text{НДПИ} + \text{НИ},$$

где АМ – амортизация, млн.руб.; НИ – налог на имущество, млн.руб.

Налог на прибыль (НП) рассчитывается как:

$$\text{НП} = \text{НОП} * \% \text{НП},$$

где $\% \text{НП}$ – процентная ставка налога на прибыль.

Чистая прибыль (ЧП) рассчитывается по формуле:

$$\text{ЧП} = \text{НОП} - \text{НП}.$$

Операционный денежный поток (ОДП), т.е. наличные средства, получаемые в результате операционной деятельности компании:

$$\text{ОДП} = \text{ЧП} + \text{ОЦ}.$$

Чистый денежный поток (ЧДП) – это разница между положительным денежным потоком и отрицательным денежным потоком в рассматриваемом периоде времени. ЧДП определяется по формуле:

$$\text{ЧДП} = \text{ОДП} + \text{ИДП},$$

где $\text{ИДП} = -\text{ОЦ}$ – инвестиционный денежный поток, млн.руб.

Дисконтированный чистый денежный поток, определяется по формуле:

$$\text{ДЧДП} = \text{ЧДП} * K_d,$$

где K_d – коэффициент дисконтирования, принимается равным 15%.

Тогда, накопленный ДЧДП будет равен Σ ДЧДП.

Наконец, NPV будет равняться Σ ДЧДП на последний год расчетного периода.

Результаты оценки экономического эффекта базового варианта представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Результаты оценки экономического эффекта базового варианта

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Значение
1	Выручка от реализации нефти	млн.руб.	34 269,4
2	Цена реализации нефти	руб/т	24511
3	Операционные расходы	млн.руб.	7 367,9
4	Отчисления НДС	млн.руб.	13 337,9
5	Налог на прибыль	млн.руб.	2 712,7
7	Чистая прибыль	млн.руб.	10 850,8
8	ЧДД	млн.руб.	3 407,2

Вариант 1

Как было отмечено ранее, вариант 1 введение ВГВ.

Исходные данные для оценки экономической эффективности варианта 1 представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Исходные данные для оценки экономической эффективности варианта 1

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Значение
1	Накопленная добыча нефти	тыс.т.	3659,9
2	Накопленная добыча жидкости	тыс.т.	9076,9

Результаты оценки экономического эффекта варианта 1 представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Результаты оценки экономического эффекта варианта 1

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Значение
1	Выручка от реализации нефти	млн.руб.	35 246,7
2	Цена реализации нефти	руб/т	24511
3	Операционные расходы	млн.руб.	7 577,9
4	Отчисления НДС	млн.руб.	13 718,1
5	Налог на прибыль	млн.руб.	2 790,0
6	Чистая прибыль	млн.руб.	11 145,1
7	Снижение сверхнормативных плат за негативное воздействие на окружающую среду	млн. руб.	1,416
8	ЧДД	млн.руб.	3 449,7

Анализируя данные таблиц 4.4 и 4.5 можно сделать вывод о том, что проведение мероприятий принесет чистую прибыль в 42,5 млн. руб.

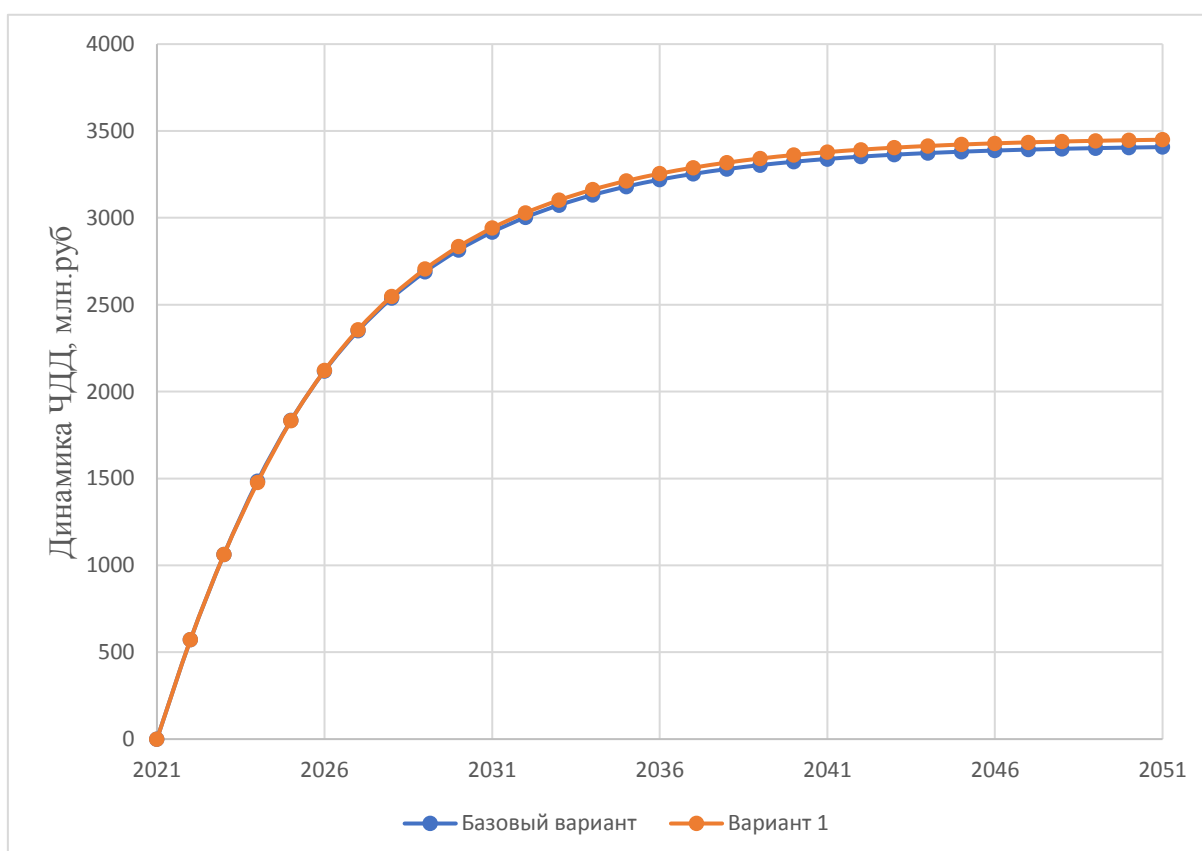


Рисунок 4.1 – Динамика накопленного ЧДД

4.2. Использование газопоршневой установки

Рассмотрим затраты на эксплуатацию ГПУ АГ200С MAN в двух режимах работы. За базовый вариант взята закупка электроэнергии из сетей.

Базовый вариант (закупка электроэнергии) – среднесуточные затраты на выработку 3 494 **кВт*час** электроэнергии составят – **13 277 руб** (при цене 3,8 рублей за кВт*час);

Вариант №1 (**ГТЭС-200С**) – среднесуточные затраты на выработку для собственных нужд контейнера 200 **кВт*час** электроэнергии составят – **1589 руб**;

Таким образом, экономия составляет **11 691 руб/сут.** Срок окупаемости **ГТЭС-200С** составит 8,5 лет.

Кроме того, использование **ГТЭС-200С** установках Общества будет способствовать решению актуальной задачи по утилизации попутного нефтяного газа и его полезного использования.

4.3. Использование теплогенератора

Для реализации проекта предполагаются следующие капитальные затраты (таблица 4.6):

Таблица 4.6 – Капитальные затраты

№ п/п	Параметр	Затраты, млн. руб
1	Теплогенератор	9,0
2	Проектно-изыскательские работы	2,0
ИТОГО		11,0

Недоборы по нефти из-за остановок скважин по причине превышений аварийного уровня в буллитной емкости ДНС предположительно составят 160 т нефти.

Экономической эффективностью работы предлагаемого оборудования является отсутствие предполагаемых недоборов в зимний период времени.

Основные технико-экономические показатели представлены в таблице 4.7.

Дополнительная добыча нефти за 10 лет составит 1,9 тыс.т.

В таблице 4.7 представлены основные технико-экономические показатели.

Чистый дисконтированный доход за 10 лет составит 972,5 тыс. рублей со сроком окупаемости затрат равным 8,5 лет.

Таблица 4.7 – Основные технико-экономические показатели

Показатели \ год	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Прирост добычи нефти, т		190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
Прирост выручки, тыс.руб		4657	4657	4657	4657	4657	4657	4657	4657	4657	4657
Прирост операционных затрат, тыс. руб		465,7	465,7	465,7	465,7	465,7	465,7	465,7	465,7	465,7	465,7
Отчисления НДС, тыс.руб		1755	1755	1755	1755	1755	1755	1755	1755	1755	1755
Налогооблагаемая прибыль, тыс.руб		2435	2435	2435	2435	2435	2435	2435	2435	2435	2435
Налог на прибыль, тыс.руб		487,1	487,1	487,1	487,1	487,1	487,1	487,1	487,1	487,1	487,1
Чистая прибыль, тыс.руб		1948	1948	1948	1948	1948	1948	1948	1948	1948	1948
Капитальные вложения, тыс руб	11000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Денежный поток, тыс. руб	-11000	1948	1948	1948	1948	1948	1948	1948	1948	1948	1948
Чистый доход, тыс. руб		-9051	-7103,	-5154	-3206	-1257	690,8	2639	4587	6536	8484
Коэффициент дисконтирования (E=10%)	1	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42	0,39
Дисконтированный денежный поток, тыс. руб	-11000	1771	1610	1463	1330	1209	1099	999,9	909,0	826,3	751,2
Чистый дисконтированный доход, тыс. руб	-11000	-9228	-7618	-6154	-4823	-3613	-2513	-1514	-605,0	221,3	972,5

4.4. Выводы по главе

1. Были проведены технико-экономические расчеты по применению предложенных технологий.
2. Были просчитаны основные экономические показатели.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы был предложен вариант использования ПНГ с высоким содержанием азота на примере месторождений ЦДНГ-7. Произведен литературный обзор вариантов и существующих технологий по использованию ПНГ. Были определены критерии и подобраны потенциальные объекты-кандидаты для рационального использования ПНГ.

Для каждого объекта отдельно была подобрана технологическая схема по применению ПНГ.

Проведены расчеты, показывающие возможность реализации технологии на объекте, подобрано оборудование для реализации данного инвестиционного проекта. Произведены расчеты технологической эффективности предложенных мероприятий. Также произведена технико-экономическая оценка эффективности варианта использования ПНГ по каждой технологии в отдельности, для вариативности применения данных рекомендаций.

Помимо всего, стоит учесть снижение вредного влияния на окружающую среду, за счет снижения вредных выбросов в атмосферу, что соответствует тенденциям общества.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шершнева, О. В. Попутный нефтяной газ может работать эффективно применение газодожимных компрессорных станций "ЭНЕРГАЗ-ENERPROJECT" для рационального использования ПНГ / О. В. Шершнева // Территория Нефтегаз, – 2012, – № 6, – С. 68-71,
2. Дуб, Н. Я. Экономическая эффективность проектов полезного использования ПНГ / Н. Я. Дуб // Научный альманах. – 2019. – № 10-1(60). – С. 49-52.
3. Чернов, И. В. Рациональное использование ПНГ становится устойчивой тенденцией в нефтегазовой отрасли России / И. В. Чернов // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 3(42). – С. 40-44.
4. Вариант технического решения установки для газогидратного отделения горючих компонентов попутного нефтяного газа с высоким содержанием азота/ В.Н. Диденко, К.С. Мерзлякова, И.И. Фахразиев// Химическая физика и мезоскопия – 2019. Том 21. №1. С.126-134
5. Утилизация и рациональное использование попутного нефтяного газа / А. Н. Шаталов, Р. З. Сахабутдинов, В. Г. Фадеев, М. А. Ахметзянов; [Ин-т нефтехимпереработки], - Уфа: ИНХП РБ, 2015, - 231 с
6. Исследование возможности применения газотурбинных установок для утилизации попутного нефтяного газа с высоким содержанием азота на нефтяных месторождениях удмуртской республики и метод утилизации попутного нефтяного газа с высоким содержанием азота на месторождениях Удмуртской Р еспублики/ И.И. Фахразиев, Ижевский государственный технический университет им. М.Т. Калашникова (Ижевск) – 2017, 32 с.
7. Purification of Natural Gas by Use of Carbon-Molecular-Sieve Membranes, Chris Carpenter. J Pet Technol 67 (04): 114–116.
8. Вариант технического решения установки для газогидратного отделения горючих компонентов попутного нефтяного газа с высоким

- содержанием азота/ В.Н. Диденко. К.С. Мерзлякова, И.И. Фахразиев// Химическая физика и мезоскопия – 2019, Том 21, №1, С.126-134.
9. Эффективность удаления газа из скважины/ А,А, Исаев, Р,Ш, Тахаутдинов, В,И, Малыхин, А,А, Шарифуллин// Георесурсы - 2018, Т.20 №4. Ч.1. С. 359-364.
10. Галиуллина, Л. И. Проблемы и перспективы комплексного и эффективного использования попутного нефтяного газа в России / Л. И. Галиуллина // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – Т. 16. – № 22. – С. 346-348.
11. Катышева, Е. Г. Проблемы повышения эффективности использования попутного нефтяного и природного газа / Е. Г. Катышева // Современные тенденции в экономике и управлении: новый взгляд. – 2010. – № 5-2. – С. 153-159.
12. Ежов, С. С. Попутный нефтяной газ: использование и утилизация / С. С. Ежов // Газовая промышленность. – 2014. – № 2(702). – С. 52-53.
13. Скобелина, В. П. Меры стимулирования использования попутного нефтяного газа / В. П. Скобелина, И. С. Трemasова // Записки Горного института. – 2013. – Т. 205. – С. 258-262.
14. Брагинский, О. Б. Утилизация попутного нефтяного газа - фактор рационального использования углеводородного сырья / О. Б. Брагинский // Экономический анализ: теория и практика. – 2014. – № 23(374). – С. 2-8.
15. Современные методы рационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ) / Н. В. Останина, А. В. Панова, В. А. Шкуренок [и др.] // Динамика систем, механизмов и машин. – 2012. – № 3. – С. 332-335.
16. Сафиуллова, Э. Р. Использование и утилизация попутного нефтяного газа на нефтегазодобывающем предприятии / Э. Р. Сафиуллова, Е. В. Серазеева, Э. Р. Бариева // Вестник магистратуры. – 2016. – № 8-1(59). – С. 19-20.

17. Батин, Е. Н. Проблемы использования нефтяного попутного газа в России и пути их решения / Е. Н. Батин, А. Д. Быченков, К. В. Дедов // Роль и место информационных технологий в современной науке : сборник статей Международной научно-практической конференции, Омск, 13 сентября 2016 года. – Омск: Общество с ограниченной ответственностью "ОМЕГА САЙНС", 2016. – С. 14-16.
18. Морозов, И. К. Проблемы использования попутного нефтяного газа в России / И. К. Морозов // Государство и право в условиях гражданского общества : сборник статей международной научно-практической конференции: в 2 частях, Пермь, 10 декабря 2016 года. – Пермь: Общество с ограниченной ответственностью "Аэтерна", 2016. – С. 57-59.
19. Корнев, И. Н. Технико-экономическое обоснование использования метода совместного сжигания попутного нефтяного и природного газа на УПН "Бураново" / И. Н. Корнев // Социально-экономическое управление: теория и практика. – 2013. – № 2(24). – С. 97-99.
20. Кармановская, Т. В. Комплексное решение использования попутного нефтяного газа / Т. В. Кармановская // Евразийский союз ученых. – 2014. – № 8-5. – С. 12-15.
21. Кормщикова, И. С. Оценка полезного использования попутного нефтяного газа в России / И. С. Кормщикова // Инновации в экономике и управлении на предприятиях нефтегазовой промышленности и смежных отраслей : материалы V международной студенческой научно-практической конференции, Пермь, 29 мая 2015 года. – Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2015. – С. 70-74.
22. Маков, В. М. Подход к обоснованию направления использования попутного нефтяного газа / В. М. Маков // Вестник экономики и менеджмента. – 2016. – № 1. – С. 80-83.

23. Грахольский, А. А. Перспективы использования попутного нефтяного газа / А. А. Грахольский, А. М. Кайдаков // Инженерные кадры - будущее инновационной экономики России. – 2016. – № 1. – С. 45-49.
24. Шершнева, О. В. Попутный нефтяной газ может работать эффективно. Применение ДКС "ЭНЕРГАЗ-Enerproject" для рационального использования ПНГ / О. В. Шершнева // Газотурбинные технологии. – 2012. – № 5(106). – С. 2-6.
25. Хушвактов, Ш. Ш. Использование газопоршневых электростанций для утилизации попутного нефтяного газа на нефтепромысловых объектах / Ш. Ш. Хушвактов, Л. Ш. Хушвактов // В мире науки и инноваций : сборник статей международной научно-практической конференции: в 5 частях, Казань, 20 апреля 2017 года. – Казань: Общество с ограниченной ответственностью "Аэтерна", 2017. – С. 149-151.
26. Бадертдинова, С. Р. Алгоритм выбора экономически рационального варианта использования попутного нефтяного газа / С. Р. Бадертдинова, М. М. Гайфуллина // Экономика и социум. – 2013. – № 4-1(9). – С. 79-82.
27. Дроздов, А. Н. Утилизация попутного газа с использованием возможностей и резервов существующей инфраструктуры нефтяных промыслов / А. Н. Дроздов // Химическая техника. – 2014. – № 7. – С. 7.
28. Аксенов, А. Н. Экономический механизм рационального использования попутного нефтяного газа : специальность 08.00.05 "Экономика и управление народным хозяйством (по отраслям и сферам деятельности, в т.ч.: экономика, организация и управление предприятиями, отраслями, комплексами; управление инновациями; региональная экономика; логистика; экономика труда; экономика народонаселения и демография; экономика природопользования; экономика предпринимательства; маркетинг; менеджмент; ценообразование; экономическая безопасность; стандартизация и управление качеством продукции; землеустройство; рекреация и туризм)" : диссертация на соискание

- ученой степени кандидата экономических наук / Аксенов Алексей Николаевич. – Санкт-Петербург, 2013. – 230 с.
29. Бабаева, М. Н. Проблема использования попутного нефтяного газа в России / М. Н. Бабаева // NovaInfo.Ru. – 2014. – № 21. – С. 50-52.
30. Карасева, Е. В. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа на нефтяных промыслах / Е. В. Карасева // Современные тенденции в экономике и управлении: новый взгляд. – 2014. – № 29. – С. 165-170.
31. Антропова, А. Б. Использование попутного нефтяного газа / А. Б. Антропова, А. Г. Закирзаков // Нефть и газ Западной Сибири : Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию Тюменского индустриального института, Тюмень, 17 октября 2013 года / ответственный редактор: О.А. Новоселов. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2013. – С. 64-66.
32. Витязев, С. А. Безопасные способы использования попутного газа при разработке высокосернистых нефтяных месторождений / С. А. Витязев // Векторы развития современной науки : Материалы Международной научно-практической конференции, Уфа, 20–21 января 2014 года / Ответственный редактор Искужин Т.С.. – Уфа: Автономная некоммерческая организация "Исследовательский центр информационно-правовых технологий", 2014. – С. 98-103.
33. Цибулькинова, М. Р. Повышение эффективности использования попутного нефтяного газа в Томской области / М. Р. Цибулькинова, И. В. Шарф // Экономика, экология и общество России в 21-м столетии : Сборник научных трудов 16-й Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 19–20 мая 2014 года. – Санкт-Петербург: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого", 2014. – С. 270-273.

34. Мельчукова, Н. А. Проблемы использования попутного нефтяного газа как перспективного источника углеводородного сырья / Н. А. Мельчукова, И. Б. Ахмадуллин // Транспортные и транспортно-технологические системы : Материалы Международной научно-технической конференции, Тюмень, 18 апреля 2013 года / Тюменский государственный нефтегазовый университет, Уральское межрегиональное отделение Российской академии транспорта. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2013. – С. 120-125.
35. Хуснутдинова, Р. Р. Повышение эффективного использования попутного нефтяного газа / Р. Р. Хуснутдинова // Сборник материалов Международной научно-практической конференции "Инновационные технологии в нефтегазовом комплексе", Уфа, 23–29 ноября 2014 года. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2014. – С. 163-165.
36. Коваленко, Д. Р. Нормативно-правовое регулирование в области использования и утилизации нефтяного попутного газа в Российской Федерации / Д. Р. Коваленко // Труды Института государства и права Российской академии наук. – 2010. – № 5. – С. 164-174.
37. Шпилевой, В. А. Системы энергетического использования попутного нефтяного газа / В. А. Шпилевой // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 4. – С. 72-76.
38. Половодов, С. Н. Внедрение новых технологий утилизации попутного нефтяного газа и использование нетрадиционных источников энергии в нефтедобывающей отрасли / С. Н. Половодов, С. В. Балмашева // Химическая техника. – 2015. – № 9. – С. 8.
39. Буренина, И. В. Государственное регулирование как инструмент повышения эффективности использования попутного нефтяного газа / И. В. Буренина, Г. З. Мухаметьянова // Современные тенденции в экономике и финансах : Сборник научных трудов по материалам IV Всероссийской заочной научно-практической интернет-конференции,

- Уфа, 04 июня 2014 года / Редколлегия: Л. И. Ванчухина (отв. редактор); Т. Б. Лейберт (зам. отв. редактора); Э. А. Халикова (отв. секретарь); Е. Р. Гильмханова. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2014. – С. 33-36.
40. Рязанов, В. Е. Использование попутного нефтяного газа в России / В. Е. Рязанов, Л. Д. Халикова // Инновации, технологии, наука : Сборник статей Международной научно-практической конференции, Киров, 23 января 2016 года / Ответственный редактор: Сукиасян Асатур Альбертович. – Киров: Общество с ограниченной ответственностью "ОМЕГА САЙНС", 2016. – С. 66-69.
41. Смородова, О. В. Энергоэффективное использование попутного нефтяного газа / О. В. Смородова // Инновационная наука. – 2016. – № 4-3. – С. 154-157.
42. Касымов, Т. М. Эффективность методов повышения полезного использования попутного нефтяного газа на средних удаленных месторождениях России / Т. М. Касымов, П. С. Дозморov // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2015. – № 1. – С. 114-117.
43. Буренина, И. В. Повышение эффективности использования попутного нефтяного газа / И. В. Буренина, И. В. Тиунов // Современная наука: теоретический и практический взгляд : сборник статей Международной научно-практической конференции: в 4-х частях, Тюмень, 15 апреля 2016 года. – Тюмень: Общество с ограниченной ответственностью "Аэтерна", 2016. – С. 56-58.
44. Кузнецов, В. Д. Рациональное использование попутного нефтяного газа в РФ / В. Д. Кузнецов, А. Л. Потемкина // Высшее образование, бизнес, предпринимательство' 2010 : материалы Международной научно-практической конференции «Наука, бизнес, образование' 2010» и Международной научно-технической конференции «Экономика и управление: теория, методология, практика», Самара, 28 октября 2010

- года / Ответственный редактор А.А. Прохоренко. – Самара: Самарский государственный технический университет, 2010. – С. 213-216.
45. Панычев, С. И. Использование попутного нефтяного газа при реализации газовой программы Томской области / С. И. Панычев, В. Г. Лукьянов // Вестник Российской академии естественных наук. Западно-Сибирское отделение. – 2016. – № 18. – С. 42-48.
46. Гордеев, И. И. Проблемы использования и утилизации попутного нефтяного газа в РФ / И. И. Гордеев // Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр : Материалы XIV Международной конференции, Москва-Бишкек, 14–20 сентября 2015 года. – Москва-Бишкек: Российский университет дружбы народов, 2015. – С. 162-163.
47. Копылов, А. В. Состояние рационального использования попутного нефтяного газа в России / А. В. Копылов, О. О. Березина // Избранные доклады II международной научной конференции студентов и молодых ученых "молодежь, наука, технологии: новые идеи и перспективы (МНТ-2015)", Томск, 16–20 ноября 2015 года. – Томск: Томский государственный архитектурно-строительный университет, 2016. – С. 105-106.

Приложение 1

Схема установки для отделения азота попутного нефтяного газа путем перевода остальных его компонентов в газогидратное состояние

